

Д Л Я



Б А К А Л А В Р О В

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

А.А. ГЕРАСИМЕНКО
В.Т. ФЕДИН

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



КНОРУС



А.А. Герасименко, В.Т. Федин

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Допущено Министерством образования и науки РФ
в качестве **учебного пособия**
для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по направлению подготовки
«Электроэнергетика»

Третье издание, переработанное



МОСКВА
2012

УДК 620.9(075.8)

ББК 31.2я73

Г37

Рецензенты:

В.А. Анищенко, заведующий кафедрой «Электроснабжение» Белорусского национального технического университета, д-р техн. наук, проф.,

Н.И. Щуров, заведующий кафедрой «Электрический транспорт» Новосибирского государственного технического университета, д-р техн. наук, проф.

Герасименко А.А.

Г37 Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. — 3-е изд., перераб. — М. : КНОРУС, 2012. — 648 с. — (Для бакалавров).

ISBN 978-5-406-00284-1

Рассмотрены основы теории, принципы построения и функционирования систем передачи и распределения электрической энергии, варианты расчета и анализа параметров и рабочих режимов электрических сетей инженерными и численными методами, реализуемыми на ЭВМ. Приведены характеристики многорежимности и методы расчета потерь электроэнергии. Показаны принципы построения, оптимизации проектных решений, анализа эксплуатационных режимов и управления ими. Даны примеры решения энергетических задач с подробными пояснениями. В приложении представлены справочные материалы, необходимые для решения задач.

Для бакалавров укрупненной группы направлений подготовки «Энергетика, энергетическое машиностроение и электротехника». Может быть использовано магистрантами, аспирантами и инженерами электроэнергетического профиля.

УДК 620.9(075.8)

ББК 31.2я73

Герасименко Алексей Алексеевич

Федин Виктор Тимофеевич

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Сертификат соответствия № РОСС RU. AE51. Н 15407 от 31.05.2011 г.

Изд. № 2077. Подписано в печать 18.01.2012. Формат 70×100/16.

Гарнитура «NewtonС». Печать офсетная.

Усл. печ. л. 52,65. Уч.-изд. л. 36,0. Тираж 1000 экз. Заказ №

ООО «КноРус».

129085, Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1.

Тел.: (495) 741-46-28.

E-mail: office@knorus.ru <http://www.knorus.ru>

Отпечатано в ГУП МО «Коломенская типография».

140400, Московская обл., г. Коломна, ул. III Интернационала, 2а.

Тел.: 8 (496) 618-69-33, 618-60-16. E-mail: bab40@yandex.ru.

ISBN 978-5-406-00284-1

© Герасименко А.А., Федин В.Т., 2012

© ООО «КноРус», 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	6
Глава 1. Общая характеристика систем передачи и распределения электрической энергии	
1.1. Основные понятия, термины и определения	8
1.2. Характеристика передачи электроэнергии переменным и постоянным током	11
1.3. Характеристика устройств автоматики и управления в системах передачи и распределения электроэнергии	14
1.4. Характеристика систем передачи электрической энергии	17
1.5. Характеристика систем распределения электрической энергии	25
1.6. Система передачи и распределения электрической энергии	30
1.7. Принципы конструктивного исполнения линий электропередачи	32
Контрольные вопросы	49
Глава 2. Расчет и характеристика параметров схем замещения воздушных и кабельных линий электропередачи	
2.1. Общая характеристика схем замещения	52
2.2. Воздушные ЛЭП с расщепленными фазами	59
2.3. Схемы замещения линий электропередачи	62
2.4. ЛЭП со стальными проводами	64
2.5. Моделирование протяженных линий	67
Контрольные вопросы	73
Примеры решения задач	75
Глава 3. Параметры и схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов	
3.1. Общие сведения и характеристики	94
3.2. Двухобмоточные трансформаторы	99
3.3. Трехобмоточные трансформаторы	106
3.4. Автотрансформаторы	109
3.5. Трансформаторы с расщепленными обмотками	115
Контрольные вопросы	118
Примеры решения задач	119
Глава 4. Моделирование и учет электрических нагрузок	
4.1. Общая характеристика изменения нагрузок во времени и от параметров режима	135
4.2. Графики электрических нагрузок и их характеристики	138
4.3. Статические характеристики электрических нагрузок	149
4.4. Представление нагрузок при расчетах режимов электрических сетей	153
4.5. Представление компенсирующих устройств	158
Контрольные вопросы	167
Примеры решения задач	168
Глава 5. Режимные показатели участка электрической сети	
5.1. Общая характеристика задачи расчета и анализа установившихся режимов электрических сетей	178
5.2. Анализ режима напряжений участка электрической сети.	181
5.3. Расчет и анализ установившегося режима участка электрической сети.	190
Контрольные вопросы	200
Примеры решения задач	202
Глава 6. Расчет и анализ установившихся режимов разомкнутых электрических сетей	
6.1. Основные понятия	208
6.2. Расчет режима линии электропередачи	208

6.3. Анализ режима холостого хода линии электропередачи	215
6.4. Расчет установившегося режима разомкнутой электрической сети	219
Контрольные вопросы	227
Примеры решения задач	228
Глава 7. Расчет установившихся режимов простых замкнутых электрических сетей	
7.1. Основные определения	261
7.2. Расчетные нагрузки и схемы электрических сетей	262
7.3. Анализ электрического режима простейшей электрической сети	265
7.4. Расчет электрического режима сети с двусторонним питанием	267
7.5. Метод контурных уравнений	277
Контрольные вопросы	284
Примеры решения задач	285
Глава 8. Основы расчета установившихся режимов электрических сетей на ЭВМ	
8.1. Математическая постановка задачи и общая характеристика методов решения	301
8.2. Моделирование и методы решения уравнений узловых напряжений	310
8.3. Решение уравнений узловых напряжений методом Ньютона	319
8.4. Расчет параметров установившегося электрического режима	323
8.5. Алгоритм программы расчета установившихся режимов ЭС	326
8.6. Сходимость, существование и неоднозначность решения уравнений установившегося режима	329
Контрольные вопросы	336
Примеры решения задач	338
Глава 9. Методы расчета и анализа потерь электрической энергии	
9.1. Общая характеристика проблемы расчета, анализа и снижения потерь электроэнергии	358
9.2. Метод характерных суточных режимов	363
9.3. Метод средних нагрузок	365
9.4. Метод среднеквадратичных параметров режима	366
9.5. Метод времени наибольших потерь	367
9.6. Метод раздельного времени наибольших потерь	369
9.7. Метод эквивалентного сопротивления	370
9.8. Вероятностно-статистический метод	373
9.9. Расчет потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1000 В	374
9.10. Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах	376
Контрольные вопросы	377
Примеры решения задач	378
Глава 10. Основы регулирования режимов систем передачи и распределения электрической энергии	
10.1. Задачи регулирования режимов	392
10.2. Способы и средства регулирования режимов	393
10.3. Показатели качества электрической энергии	397
10.4. Понятие о регулировании режимов протяженных электропередач	402
10.5. Подходы к регулированию напряжения в системообразующей электрической сети	412
10.6. Принципы регулирования напряжения в центрах питания распределительных электрических сетей	416
10.7. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой	421
10.8. Выбор режимов регулирования напряжения в распределительных электрических сетях	430
10.9. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности	434

Контрольные вопросы	438
Примеры решения задач	440
Глава 11. Основы построения схем систем передачи и распределения электрической энергии	
11.1. Общие требования к схемам и надежности электроснабжения.	466
11.2. Принципы формирования схем протяженных электропередач и системообразующих электрических сетей	470
11.3. Способы присоединения подстанций к электрической сети	473
11.4. Типовые схемы распределительных устройств	474
11.5. Схемы городских систем распределения электрической энергии.	479
11.6. Принципы построения схем сельских систем распределения электрической энергии	483
11.7. Схемы электрических сетей напряжением до 1000 В	485
Контрольные вопросы	487
Примеры решения задач	488
Глава 12. Выбор основных проектных решений	
12.1. Предварительные замечания	490
12.2. Основные экономические показатели.	491
12.3. Критерии сравнительной технико-экономической эффективности	499
12.4. Выбор варианта развития электрической сети с учетом надежности электроснабжения и требований экологии	502
12.5. Выбор конфигурации и номинального напряжения электрической сети	509
12.6. Выбор проводников линий электропередачи по условиям экономичности.	512
12.7. Выбор проводников линий электропередачи по допустимой потере напряжения	518
12.8. Выбор проводников линий электропередачи по условию нагрева	522
12.9. Учет технических ограничений при выборе проводов воздушных линий и жил кабелей	524
12.10. Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей	525
Контрольные вопросы	534
Примеры решения задач	536
Глава 13. Основы оптимизации параметров и режимов систем передачи и распределения электроэнергии	
13.1. Задачи и критерии оптимизации	558
13.2. Подходы к оптимизации параметров протяженных электропередач	561
13.3. Оптимизация размещения средств компенсации реактивной мощности	567
13.4. Выбор устройств для управления потоками мощности в замкнутых электрических сетях	573
13.5. Оптимизация проектных решений в распределительных электрических сетях	578
13.6. Основы оптимизации режимов системообразующих электрических сетей	581
13.7. Оптимизация режимов систем распределения электрической энергии	584
Контрольные вопросы	591
Примеры решения задач	593
ПРИЛОЖЕНИЯ	
Приложение 1. Характеристики элементов воздушных и кабельных линий электропередач.	611
Приложение 2. Трансформаторы и автотрансформаторы	622
Приложение 3. Графики электрических нагрузок потребителей и предприятий различных отраслей промышленности.	633
Приложение 4. Характеристики компенсирующих устройств.	640
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.	642

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное учебное пособие предназначается для студентов электроэнергетических и электротехнических специальностей вузов. В качестве основного пособия оно может быть использовано студентами, которые специализируются по электроэнергетическим системам, электрическим сетям, электрическим станциям, системам электроснабжения, а как вспомогательное — студентами смежных инженерных специальностей, экономических и педагогических специальностей энергетического профиля. Книга может быть использована инженерами, магистрантами, аспирантами, научными работниками, занимающимися эксплуатацией, проектированием, исследованием систем передачи и распределения электрической энергии. Кроме того, учебное пособие может быть полезно при переподготовке и повышении квалификации инженеров, экономистов, педагогов энергетического профиля.

Учебное пособие — результат продолжительного сотрудничества кафедр «Электрические станции и электроэнергетические системы» Политехнического института Сибирского федерального университета (г. Красноярск) и «Электрические системы» Белорусского национального технического университета (г. Минск). При подготовке книги авторы использовали свой многолетний опыт разработки и преподавания дисциплин данного направления в указанных вузах, а также свои ранее опубликованные работы. Был использован ряд работ других авторов и результаты, полученные в диссертациях аспирантов и магистрантов, выполненных под руководством авторов.

В пособии содержатся теория передачи и распределения электроэнергии, многочисленные примеры решения задач и обширный список контрольных вопросов для самопроверки усвоения материала. Данные вопросы могут быть также применены для подготовки системы тестов, используемых для оценки знаний студентов по всему материалу дисциплины. В приложениях приведены справочные материалы, необходимые для решения задач по всему учебному материалу, отраженному в книге. Список литературы содержит основные учебники и учебные пособия, изданные ранее по данному направлению, справочники, монографические и периодические источники, которые могут быть использованы для углубленного изучения той или иной главы. С этой целью в тексте сделаны соответствующие ссылки.

Материал данного учебного пособия соответствует дисциплинам «Передача и распределение электрической энергии», «Электрические сети», а также частично дисциплинам «Электроэнергетические системы», «Электрические питающие системы и сети», «Конструкции и режимы электрических сетей», которые предусмотрены образовательными стандартами Российской Федерации и Республики Беларусь.

Учебное пособие состоит из 13 глав с примерами (кроме главы 1) решения задач, списка литературы и приложений.

В главе 1 даны понятия и определения, приведена характеристика систем передачи и распределения электроэнергии и устройств автоматики, описаны принципы конструктивного исполнения линий электропередачи, а также токопроводов и шиннопроводов.

В главах 2 и 3 приведены характеристики и параметры линий электропередачи и трансформирующих устройств, изложены методы расчета параметров схем замещения.

В главе 4 приведены характеристики нагрузок в виде различных моделей и способы их представления при расчетах режимов.

В главах 5—7 изложены методы расчета и анализа установившихся режимов участка электрической сети, разомкнутых и простых замкнутых сетей.

В главе 8 описаны математическая постановка задачи, моделирование и методы решения уравнений установившихся режимов численными методами, реализуемыми на ЭВМ.

В главах 9 и 10 изложены методы расчета потерь мощности и энергии в системах передачи и распределения электроэнергии и основы регулирования их режимов.

Принципы построения схем систем передачи и распределения электроэнергии и их основных решений изложены в главах 11 и 12.

Глава 13 посвящена описанию путей оптимизации параметров и режимов протяженных электропередач и распределительных электрических сетей.

Примечания: 1. Синусоидальные величины в комплексной форме (напряжение, сила тока) обозначены буквами \dot{U}, \dot{I} соответственно (сопряженные — \dot{U}^*, \dot{I}^*);

2. Мощность, сопротивление, проводимость, коэффициент трансформации — S, Z, Y, k соответственно (сопряженные — S^*, Z^*, Y^*, k^*).

В приложениях приведены справочные материалы, необходимые для решения задач.

Главы 2—8, приложения написаны А.А. Герасименко, главы 10—13 — В.Т. Фединым, главы 1 и 9 написаны авторами совместно, разработка структуры пособия — обоих авторов.

Авторы признательны сотрудникам кафедры «Электрические системы» Белорусского национального технического университета Е.А. Заборской, Е.Л. Ковенской, С.А. Кокшаровой, О.Б. Киселевой и сотрудникам Политехнического института СФУ Т.М. Чупак, И. В. Шульгину и А.Н. Касьянову за помощь, оказанную при подготовке рукописи.

Все отзывы и замечания просьба направлять по адресу: 660074, г. Красноярск, ул. Киренского, 26, корп. Д или 220013, г. Минск, пр. Независимости, 65, корп. 2.

Авторы

ГЛАВА 1

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Если Вы желаете беседовать со мной, уточните Ваши термины и определите выражения.

Вольтер

1.1. Основные понятия, термины и определения

Производство электрической энергии (ЭЭ) концентрируется преимущественно на крупных электростанциях, работающих совместно (параллельно). Центры потребления электрической энергии (промышленные предприятия, города, сельские районы и др.) удалены от ее источников на десятки, сотни и тысячи километров и распределены на значительной территории.

В связи с несовпадением центров производства и потребления энергии, электрическая передача и распределение энергии (транспорт электроэнергии) от станций к электропотребителям являются необходимыми функциями в сложной цепи «электрическая станция — потребитель» [27, 51, 68]. Они возлагаются на развитые электрические сети и линии электропередачи, которые с устройствами автоматического регулирования, управления и резервирования образуют *систему передачи и распределения электрической энергии* [51]. Задача такой системы централизованного электроснабжения состоит в том, чтобы донести выработанную на станциях электроэнергию до потребителей.

Система (от греч. systema — целое (соединение), составленное из частей) — множество элементов, находящихся в соотношениях и связях друг с другом, образующих определенную целостность, единство¹.

Для характеристики системы передачи и распределения электрической энергии и всей структуры «генерация — передача — потребление» существуют понятия, термины и определения.

Ряд терминов определяется через понятие «электроустановка» (ЭУ) — совокупность аппаратов, машин, оборудования и сооружений, предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления ЭЭ. Электроустановки разделяют по напряжению до 1000 В (низковольтные ЭУ) и выше 1000 В (высоковольтные ЭУ).

Электростанция — электроустановка, служащая для производства (генерации) электрической энергии в результате преобразования энергии, заключенной в природных энергоносителях (уголь, газ, вода и др.) с помощью генераторов.

Подстанция — электроустановка, предназначенная для приема, преобразования (трансформации) и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов (автотрансформаторов) и других преобразователей ЭЭ, распределительных и вспомогательных устройств. В зависимости от назначения подстанции подразделяются на трансформаторные или преобразовательные — выпрямительные, двигатель-генераторные и др. Подстанция может быть повышающей (повысительной), если преобразование напряжения переменного тока осуществляется с низшего напряжения на высшее (под-

¹ Советский энциклопедический словарь. М. : СЭ, 1989.

станции электростанций) и понижающей (понижительной) — в случае трансформации высшего напряжения на низшее (подстанции предприятий, городов и др.).

Центр (источник) электропитания — источник ЭЭ, на сборных шинах (зажимах) которого осуществляется автоматическое регулирование режима напряжения. Наряду с электростанциями — это шины подстанции с трансформаторами, оснащенными регуляторами напряжения под нагрузкой (РПН), регулируемые источники реактивной мощности, линейными регуляторами и др.

Распределительное устройство (РУ) — электроустановка, входящая в состав любой подстанции, предназначена для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении (до 1000 В и более). РУ содержат коммутационные аппараты, устройства управления, защиты, измерения и вспомогательные сооружения.

Наряду с подстанциями электрическая энергия может распределяться на *распределительных пунктах* (РП) — устройствах, предназначенных для приема и распределения ЭЭ на одном напряжении (без трансформации) и не входящих в состав подстанции.

Линия электропередачи (ЛЭП) — электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние с возможным промежуточным отбором. Линии выполняются воздушными (ВЛ), кабельными (КЛ), а также в виде токопроводов на промышленных предприятиях и электростанциях и внутренних проводов в зданиях и сооружениях.

Потребитель ЭЭ, электроприемник (ЭП) — аппарат, агрегат, механизм (электродвигатель, преобразователь, светильник и др.), потребляющий или преобразующий ЭЭ в другие виды энергии. С позиции структурной иерархии системы передачи и распределения ЭЭ к потребителям может быть отнесена совокупность электрических нагрузок (ЭН) — дом, поселок, завод и др., получающих электропитание с шин подстанций того или иного напряжения. В ряде случаев в качестве потребителей рассматривают подстанции, от которых электроснабжаются жилые районы, промышленные предприятия и другие объекты.

На рисунке 1.1 представлена схема, изображающая связь объектов, участвующих в технологическом процессе обеспечения потребителей электрической энергией переменного тока [76].

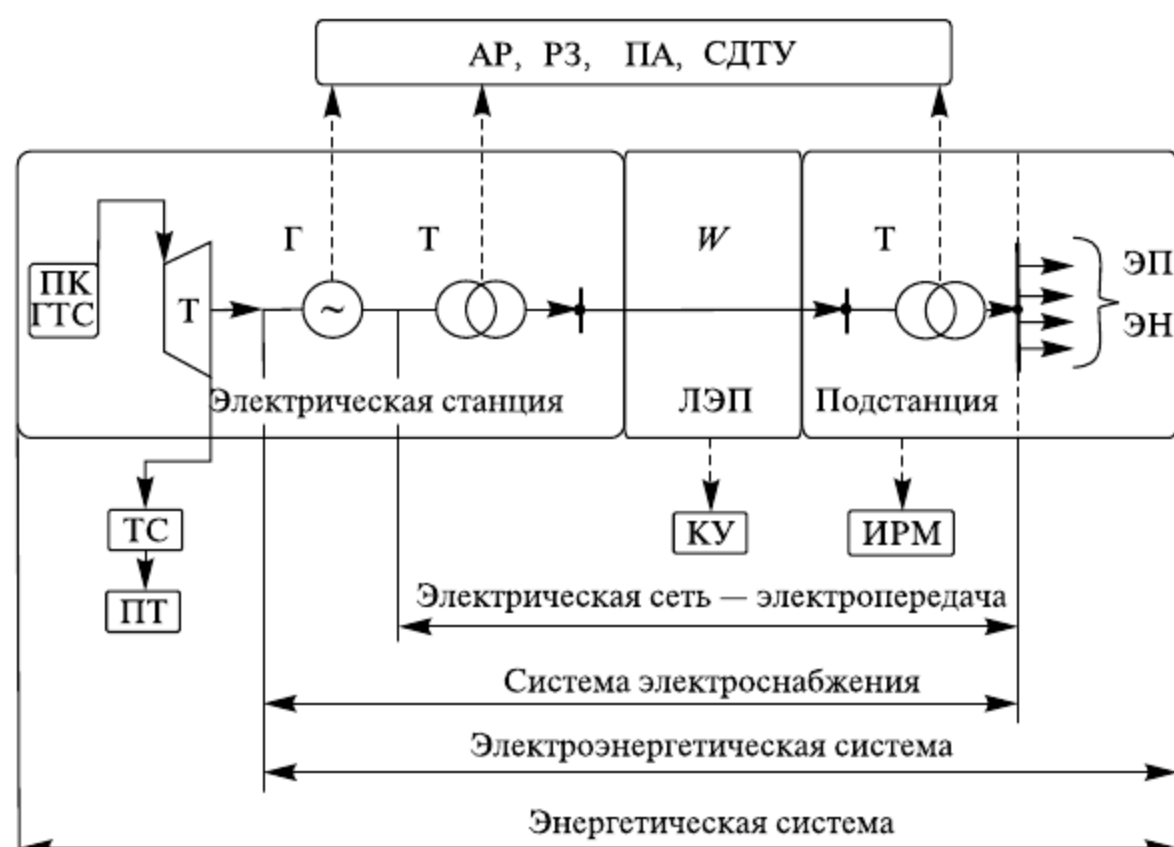


Рис. 1.1. Взаимосвязь объектов, обеспечивающих производство, передачу, распределение и потребление электрической переменного тока и тепловой энергии

В соответствии с данной схемой элементами системы передачи и распределения ЭЭ являются: линии электропередачи различных конструкций и напряжений (*И*), устройства продольной и поперечной компенсации (*КУ*) параметров ЛЭП (установки продольной компенсации и шунтирующие реакторы); трансформаторные подстанции (силовые трансформаторы (*Т*) и автотрансформаторы, выключатели, разъединители, контрольно-измерительные приборы и др.); источники реактивной мощности (*ИРМ*) — конденсаторные батареи, синхронные и статические тиристорные компенсаторы; устройства защиты и автоматики, т.е. автоматические регуляторы (*АР*), устройства релейной защиты (*РЗ*) и противоаварийной автоматики (*ПА*), средства диспетчерского и технологического управления (*СДТУ*).

Обеспечивать бесперебойное электроснабжение всех ЭП при любых возможных повреждениях в системах передачи и распределения электроэнергии технически сложно и экономически нецелесообразно. Классификация ЭП по требуемой степени надежности электроснабжения и путях ее обеспечения рассматриваются в главах 11 и 12.

Электропередача (см. рис. 1.1) — это линия с повышающей и понижающей подстанциями, служащая для транзитной передачи электроэнергии от станции к концентрированному потребителю, получающему электроэнергию от шин низшего напряжения понижающей подстанции.

Электрическая сеть (см. рис. 1.1) — объединение преобразующих подстанций, распределительных устройств, переключательных пунктов и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи ЭЭ от электростанции к местам потребления и распределения ее между потребителями. Электрическая сеть эквивалентна развитой высоковольтной сети электропередач. Отдельная электропередача в узком смысле представляет электрическую сеть. Развитая электрическая сеть как по составу электроустановок, так и по функциональному назначению образует систему передачи и распределения электроэнергии.

В современных условиях отдельные электропередачи и в целом системы передачи распределения электроэнергии не работают изолированно; они связывают (объединяют) большинство электрических станций в электроэнергетическую систему для совместной (параллельной) работы на общую электрическую нагрузку и централизованного снабжения электроэнергией всех потребителей.

Электроэнергетическая (электрическая) система (ЭЭС) (см. рис 1.1) — совокупность электрической части электростанций, электрических сетей (сетей электропередач) и потребителей электроэнергии (электроприемников), а также устройств управления, регулирования и защиты, объединенных в одно целое общностью режима и непрерывностью (одновременностью) процессов производства, передачи и потребления электрической энергии.

Энергетическая система (энергосистема) — объединение электростанций, электрических и тепловых сетей (*ТС*) и ряда установок и устройств для производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии (см. рис. 1.1). Установки и устройства: источники энергии — паровые котлы (*ПК*) или гидротехнические сооружения (*ГТС*), турбины (*Т*), генераторы (*Г*), потребители электрические (*ЭП*, *ЭН*), тепловые потребители (*ПТ*) и др.

Более широким, чем электрическая сеть, является понятие «система электроснабжения». Она объединяет в себе все электроустановки, предназначенные для обеспечения потребителей электрической энергией. Из рисунка 1.1 ясно, что система

электроснабжения эквивалентна (с учетом ЭП) электрической части энергетической системы — электроэнергетической системе.

Электрическая сеть или эквивалентная ей система передачи и распределения электрической энергии, являющаяся частью электроэнергетической системы (см. рис. 1.1), должна удовлетворять ряду требований [66, 75]: обеспечивать надежное, а в отдельных случаях, бесперебойное электроснабжение, устойчивость работы, снабжать потребителей электроэнергией нормированного качества, удовлетворять условиям экономичности сооружения, эксплуатации и развития (расширения), безопасности и удобства эксплуатации, учитывать возможность выполнения релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики. Характеристика этих требований и условий приведена в главах 10—13.

1.2. Характеристика передачи электроэнергии переменным и постоянным током

Производство, передача электроэнергии во всех странах мира осуществляются преимущественно на *трехфазном переменном токе* 50 или 60 Гц. Это объясняется следующими причинами. Основные потребители ЭЭ — электроприводы различных механизмов, для которых применяют простые и надежные трехфазные асинхронные двигатели. Вращающееся электромагнитное поле — естественное свойство трехфазной системы. Производство электроэнергии технически возможно как генераторами переменного тока, так и постоянного тока, рабочее напряжение которых ограничено по конструктивным соображениям до 30 кВ. Для обеспечения экономичности передачи электроэнергии на дальние расстояния необходимо напряжение, значительно превышающее номинальное напряжение генераторов. Непосредственная трансформация напряжения постоянного тока невозможна, поэтому повышение напряжения при токах в несколько тысяч ампер возможно только с помощью явления электромагнитной индукции и трансформаторов, что создает возможность для последующей эффективной передачи электроэнергии переменным током. Электроэнергия потребляется на относительно низком напряжении — сотни, тысячи вольт. Значит, на приемном конце электропередачи необходимо снова использовать трансформаторные устройства, после изобретения которых были выявлены преимущества переменного тока. По этим двум причинам цепочка «производство — передача — потребление» выполняется, как правило, на переменном токе [1].

Доставка ЭЭ от электростанции к электроприемникам в общем случае осуществляется сетями различного класса номинального напряжения, т.е. выводы генераторов на электростанциях и электроприемников разделяют сети нескольких ступеней трансформации. На рисунке 1.2 представлена принципиальная упрощенная схема передачи и распределения ЭЭ, охватывающая все ступени (классы) номинального напряжения. Условная схема отдельной электропередачи в направлении передачи энергии от электрической станции ЭС к электроприемникам ЭП имеет пять линий различного класса напряжения и пять подстанций (ПС1—ПС5), пять ступеней трансформации. Например, если подстанция ПС1 соединяет выводы генератора с ЛЭП напряжением 500 кВ, то возможными напряжениями линий последующих ступеней будут 220 (330), 110 (150), 35, 10, 0,38 кВ. Чем ниже напряжение сети, тем большее количество линий она имеет и тем меньшая мощность передается по каждой из них.

В большинстве случаев преимущество системы передачи и распределения электроэнергии переменным током неоспоримо в электрических сетях по всему диапазону напряжений, начиная с низковольтных линий передачи напряжением 0,38 кВ и до 1150 кВ, т.е. от обеспечения электроэнергией индивидуальных потребителей до межсистемных связей длиной до 2000 км и более. Прогресс в технике передачи переменным током заключается в инженерном освоении и совершенствовании существующих линий, глубоких научных исследованиях и конструкторских разработках создаваемых линий электропередачи, дальнейшем увеличении параметров по напряжению, передаваемой мощности и дальности передачи электрической энергии.

Результаты исследований, накопленный опыт проектирования и эксплуатации линий электропередачи переменного тока позволяют рекомендовать некоторые целесообразные соотношения между указанными параметрами (табл. 1.1), образующие сети всех классов напряжений. Известны различные классификации линий и сетей по классам напряжений [21, 31, 73, 74]. По наиболее распространенной из них, сложившейся в последние 25—30 лет, в зависимости от протяженности, передаваемой мощности, номинального напряжения и назначения электрические сети подразделяются на протяженные (дальние), системообразующие, питающие и распределительные.

В соответствии с этапами транспорта ЭЭ от электростанций к потребителям (см. рис. 1.2) авторами выделяются ЛЭП, формирующие систему передачи энергии, и ЛЭП, составляющие систему распределения энергии.

Таблица 1.1

Экономически целесообразные параметры линий электропередачи переменного тока

Напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
0,38	0,05—0,10	0,5—1,0
10	2,0—3,0	10—15
35	5—10	30—50
110	25—50	50—150
150	40—70	100—200
220	100—200	150—250
330	200—300	300—400
500	700—900	800—1 200
750	1 800—2 200	1 000—1 500
1 150	4 000—6 000	2 000—3 000

К первой системе — системе передачи ЭЭ — отнесены внутрисистемные и межсистемные линии, включая протяженные (дальние) линии напряжением 330—750 кВ. Эти линии являются системообразующими и в соответствии с их главной функцией считаются передающими электроэнергию от систем с ее избытком к системам с дефицитом энергии, от источников к центрам распределения или питания распределительных сетей. Ко второй системе — системе распределения ЭЭ — отнесены линии напряжением 6—110 (220) кВ, основное назначение которых заключается в распределении ЭЭ между крупными районами распределения (сетевыми районами) и непосредственной доставке ЭЭ потребителям. К этой системе относится также низковольтная сеть. Такая классификация отличается от традиционной и отражает

назначение дальних ЛЭП и существенно изменившуюся, на наш взгляд, в последние годы роль так называемых питающих сетей напряжением 110 кВ, а в ряде случаев напряжением 220 кВ. Эти линии по причине значительной разветвленности, вызванной появлением вдоль линии новых районов и подстанций электропотребления, все в большей степени выполняют функции распределения ЭЭ, а также связи (объединения) местных сравнительно небольших источников и крупных узлов нагрузки на значительной территории потребления энергии.

Характеристики систем передачи и распределения электроэнергии рассмотрены в подразделах 1.4 и 1.5.

Важной и неотъемлемой частью системы передачи и распределения ЭЭ служат различные устройства автоматики и регулирования, краткая характеристика которых приводится далее.

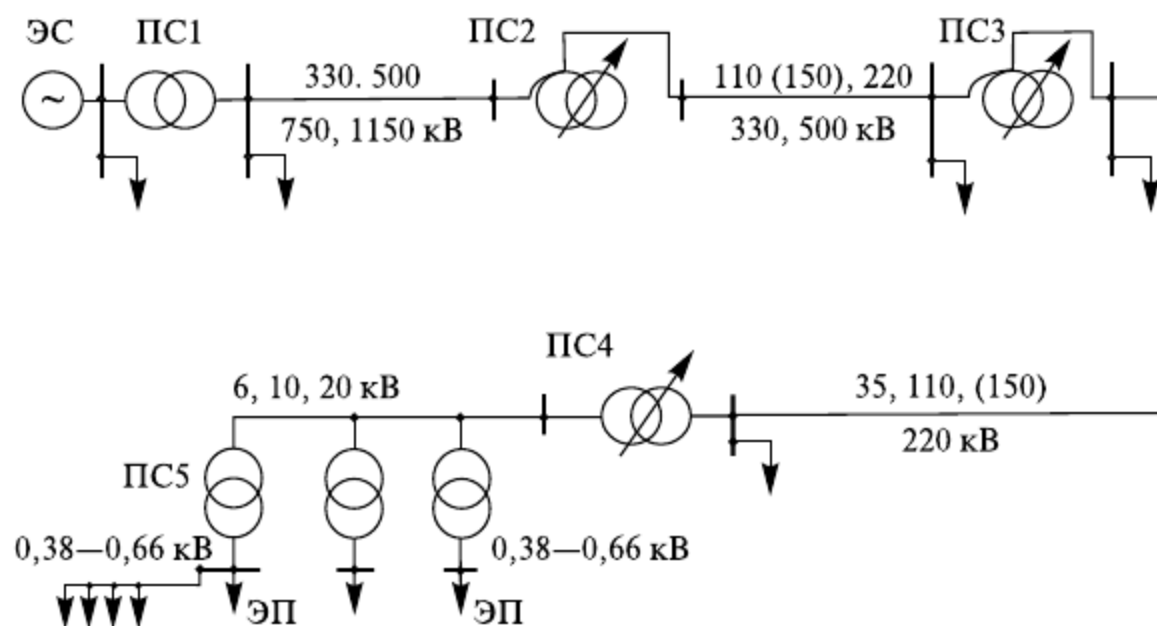


Рис. 1.2. Принципиальная упрощенная схема системы передачи и распределения электроэнергии переменного тока

Для **передачи электроэнергии постоянным током** сооружаются преобразовательные подстанции — выпрямительная (ВПС) — на питающем конце электропередачи, преобразующая после трансформации на высокое напряжение переменный ток в постоянный с незначительными пульсациями с последующей передачей энергии на расстояние, и инверторная (ИПС) — на переменном конце с обратным преобразованием постоянного тока в переменный для трансформации на низкое напряжение [1].

Упрощенная схема, поясняющая состав главных элементов и общий принцип работы линии постоянного тока, дана на рис. 1.3.

Для обеспечения работы преобразовательных подстанций необходима значительная реактивная мощность (примерно 50% от передаваемой активной). Эта мощность должна покрываться генераторами, имеющимися в системе, и источниками реактивной мощности (ИРМ), компенсирующими устройствами большой мощности, устанавливаемыми поблизости от преобразователей. Для сглаживания пульсаций тока и ограничения скорости возрастания его при повреждениях в линию включают реакторы.

До настоящего времени еще не создано удовлетворительной конструкции выключателей постоянного тока высокого напряжения. Линии постоянного тока (ЛПТ) отключаются закрытием вентилей ВПС. Электропередача постоянного тока имеет блочную схему «ВПС — ЛПТ — ИПС» без присоединения других ИПС в промежуточных

пунктах линии. Техническая трудность осуществления разветвленных линий электропередачи постоянного тока вызвана также особенностями их режимного регулирования, обеспечения устойчивости, необходимостью локализации аварий и др. [68].

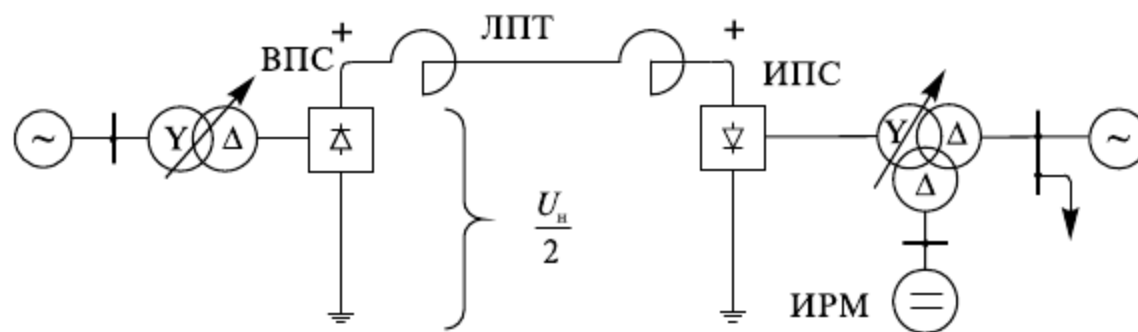


Рис. 1.3. Принципиальная схема электропередачи постоянного тока

Энергия передается по воздушным или кабельным линиям постоянного тока высокого напряжения. Реактивные элементы линии не проявляют себя при постоянном токе, а сопротивление линии ограничивается только омическим значением, поэтому наибольшая мощность, передаваемая по ЛПТ, ограничена пропускной способностью преобразовательных подстанций и допустимым нагреванием проводов, кабелей и других элементов.

Из ряда качеств ЛПТ выделяется особое: по электропередаче постоянного тока возможно соединение ЭЭС с различной частотой, т.е. возможно выполнить несинхронную связь различных систем и, в частности, передачу мощности от гидоэлектростанции (ГЭС) при пониженных напоре и частоте, объединение маломощной системы с более мощной без замены оборудования по параметрам режима короткого замыкания.

Наличие двух подстанций (выпрямительной и инверторной) — дорогих и сложных в эксплуатации — сдерживает широкое применение линий постоянного тока. Использование постоянного тока для передачи электроэнергии может быть альтернативой переменному току для сверхдальних линий (от 1500 км и более и передаче мощности свыше 2000 МВт). Линии электропередачи постоянного тока меньшей протяженности применяются при решении технических задач формирования объединенных энергосистем, не решаемых с помощью систем электропередач переменного тока (обеспечение устойчивости параллельной работы, несинхронная связь ЭЭС большой мощности, кабельные линии большой протяженности) [1, 68], а также в тех случаях, когда сооружение воздушных и кабельных линий ЛЭП переменного тока экономически нецелесообразно, например, для пересечения морского пространства.

Наиболее полно анализ проблем и сопоставление ЛЭП переменного и постоянного тока выполнены в работах [1, 51, 68].

1.3. Характеристика устройств автоматики и управления в системах передачи и распределения электроэнергии

Различные автоматические устройства применяют во всех частях системы передачи и распределения электроэнергии. Высокая скорость изменения электрических величин, особенно в переходных процессах, исключает возможность регулирования за счет действия персонала. Некоторые объекты системы работают без обслуживающего персонала. Сложность и непрерывность процессов про-

изводства, передачи и распределения ЭЭ определяет необходимость широкого использования автоматических устройств практически на всех объектах. Автоматические устройства позволяют обеспечить ликвидацию аварий и способны выполнять регулирование электрического режима при изменении нагрузки. Широко используются устройства режимной и противоаварийной автоматики, которые наряду с быстродействующими защитами значительно повышают надежность работы всей системы передачи и распределения ЭЭ.

К ним относятся устройства: автоматического регулирования силы тока возбуждения (АРВ), автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматической частотной разгрузки (АЧР) и др.

Генераторы электростанций и синхронные компенсаторы подстанций имеют *автоматическое регулирование силы тока возбуждения* (АРВ). Изменение силы тока статора (в основном реактивной составляющей) сопровождается регулированием силы тока возбуждения и электродвижущей силы (ЭДС) статора с таким расчетом, чтобы обеспечить необходимый синхронизирующий момент машины и заданный режим напряжения на ее выводах и шинах станций, устойчивость генераторов или системы. Для повышения устойчивости системы при коротком замыкании АРВ форсированно увеличивает силу тока возбуждения. Для этого применяют быстродействующее возбуждение на основе полупроводниковых выпрямителей, автоматически многократно изменяющих возбуждение в течение долей секунды. Более подробно регуляторы возбуждения и влияние форсировки возбуждения на устойчивость работы синхронных машин и систем электропередач рассматриваются в дисциплинах «Электрические машины» и «Переходные процессы в ЭЭС».

Автоматическое повторное включение — вид системной автоматики, применение которой значительно повышает надежность электроснабжения. Наиболее частое дуговое перекрытие гирлянды изоляторов на ВЛ напряжением 110 кВ является коротким замыканием и отключается защитой. Через короткий интервал времени, достаточный для деионизации зарядов потухшей дуги, АПВ включает линию. В большей части повторных включений короткие замыкания не возобновляются, линии продолжают нормально работать, а потребители почти не чувствуют перерыва. Основная область применения АПВ — радиальные и транзитные линии напряжением 35 кВ и более. На линиях с напряжением 220 кВ и более, кроме трехфазного, применяется однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ) и др. Используют АПВ двух-, трехкратного действия. Особенно значительно АПВ повышает надежность электроснабжения потребителей, питаемых по одиночным радиальным линиям.

Так же широко, как АПВ, в электропередачах применяется другой вид системной автоматики — *автоматическое включение резерва* (АВР). Однако область применения АВР отличается от области преимущественного распространения АПВ. Автоматическое включение резерва применяют для восстановления питания потребителей при повреждении в резервированной системе электроснабжения, когда параллельно включенные элементы (линии или трансформаторы) работают раздельно для снижения уровня токов короткого замыкания. Применяют АВР линии, трансформатора, секции шин, в некоторых случаях генератора или двигателя, наиболее часто применяют АВР в системах распределения ЭЭ.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) — вид системной автоматики, которая используется в тяжелых послеаварийных режимах, связанных с потерей генераторных мощностей. Например, предположим, что отключается ЛЭП, связывающая

две ЭЭС. В системе, которая получала мощность, частота будет снижаться. На некоторых подстанциях этой системы устанавливают комплект АЧР, под действием которой очередями (группами) отключаются потребители, восстанавливается равенство механического момента вращения турбины и противодействующего электромагнитного момента генератора для всех генераторов системы. В результате прекращается снижение скорости вращения генераторов и частоты, восстанавливается ее нормальное значение. В ЭЭС, из которой мощность передавалась, происходит повышение частоты. Посредством автоматических регуляторов числа оборотов, действующих на впускные клапаны (задвижки) турбин, уменьшается впуск энергоносителя в турбины и восстанавливается нормальная частота. Подробно принципы работы систем режимной и противоаварийной автоматики рассматриваются в дисциплине «Автоматизация энергосистем».

На подстанциях центров питания и объединения ЭЭС включают устройства автоматического регулирования напряжения на вторичных шинах. Используются трансформаторы и автотрансформаторы с РПН, регулируемые источники реактивной мощности и др. Напряжение на этих шинах должно регулироваться автоматически по заданному закону.

Мощность компенсирующих устройств (конденсаторных батарей, реакторов, статических компенсаторов) также должна автоматически регулироваться ступенями или непрерывно (плавно) при изменении реактивных нагрузок и напряжения в пунктах электропередачи.

В кабельных сетях напряжением 6—35 кВ с компенсированной нейтралью при замыкании фазы на землю используют автоматику регулирования значения индуктивного сопротивления катушки (реактора), включенного в нулевую точку трансформатора.

В электрических системах и сетях различного назначения используют ряд других устройств управления режимами напряжения [7, 12, 34, 41, 43, 50]. Основы регулирования напряжения в системах передачи и распределения ЭЭ рассмотрены далее (см. главу 10).

Работа систем электроснабжения немыслима без применения различных автоматических действующих релейных защит, аппаратов защиты от перенапряжений и др. Релейная защита от коротких замыканий предназначена для локализации аварий отключением того элемента, в котором произошло замыкание. Основными требованиями к релейной защите являются быстродействие и селективность (избирательность). Защита от перенапряжений — многократного кратковременного превышения номинального напряжения, — возникающих в результате атмосферных (грозовых) и коммутационных (внутренних) явлений, осуществляется автоматически аппаратами ограничения перенапряжения и разрядниками. Защита от замыканий и перенапряжений рассматривается в дисциплинах «Релейная защита» и «Техника высоких напряжений».

Центры управления ЭЭС — центральные диспетчерские и оперативные службы и управления (ЦДС, ОДУ, ЦДУ), а также отдельные объекты системы располагают связью и устройствами измерения, сигнализации, управления и регулирования, действующими на расстоянии. Ряд параметров электрического состояния (напряжение, сила тока, активная и реактивная мощности и др.), измеряемые в важнейших пунктах системы, передаются на диспетчерский пункт. Наиболее распространенная телесигнализация показывает на диспетчерском пункте включенное или отключен-

ное состояние коммутационных аппаратов, установленных на главных подстанциях системы. С помощью телеуправления включают или отключают из диспетчерского пункта выключатели, установленные на крупных подстанциях системы, и др.

Условия работы и возросшие масштабы современных систем передачи и распределения ЭЭ требуют применения автоматического регулирования взаимосвязанных и разобобщенных объектов в составе автоматизированных систем диспетчерского и технологического управления (АСДТУ), в основе которых находится комплекс управляющих и вычислительных ЭВМ, средств связи и передачи информации. Информация с объектов управления вводится в ЭВМ, результаты расчетов поступают на блок принятия решений, в котором заложены критерии оптимальных решений. К управляемым объектам, без участия персонала, передаются оптимальные параметры режима, важнейшие объекты ЭЭС могут автоматически управляться от ЭВМ. Применение автоматизированной системы управления указанного содержания возможно лишь при достаточно широком внедрении автоматики на ряде объектов и телеуправления выключателями системы передачи и распределения электрической энергии.

1.4. Характеристика систем передачи электрической энергии

Основу системы передачи электрической энергии от электрических станций, ее производящих, до крупных районов электропотребления или распределительных узлов ЭЭС составляют развитые сети электропередач или отдельные электропередачи внутрисистемного и межсистемного значения (системообразующие сети) и питающие сети напряжением 220 кВ и выше. Их появление вызвано необходимостью размещения крупных тепловых электростанций (ТЭС) и атомных электростанций (АЭС) за пределами жилых зон, а также возможностью выработки части ЭЭ гидроэлектростанциями, расположенными на относительно удаленном расстоянии от городов. Внутрисистемные и межсистемные магистральные линии электропередачи, включая дальние (протяженные) ЛЭП, объединяющие на совместную (параллельную) работу электростанции и наиболее крупные подстанции (районы электропотребления), составляют системообразующую сеть. Назначение такой сети — формирование ЭЭС и одновременно выполнение функции передачи, транзита электрической энергии.

Основные требования, предъявляемые к таким передающим и связующим сетям, заключаются в обеспечении надежности и устойчивости их работы, т.е. в возможности работы ЭЭС во всех состояниях (режимах) — нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных. Решение этой задачи в значительной мере возлагается на большой комплекс автоматических устройств: управления, релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики. Совокупность магистральных и системообразующих (передающих) электрических сетей и устройств автоматического регулирования образуют *систему передачи электрической энергии*.

Кратко такая система характеризуется рядом показателей, к которым в первую очередь относятся передаваемая мощность, номинальное напряжение, функциональное назначение и дальность электропередачи, конфигурация (топология) сети.

Системообразующая сеть, являющаяся основной сетью энергосистем, предназначена для передачи больших потоков мощности (от сотен МВт до нескольких ГВт) от-

даленным потребителям (расстояние 1000 км и более) и выполняется в основном магистральными линиями электропередачи на переменном токе. Межсистемные линии электропередачи сооружают обычно на напряжение более высокое, чем напряжение внутрисистемных линий соединяемых систем, и включают трансформаторные подстанции по концам. Межсистемные передачи ЭЭ переменным током осуществляются преимущественно на напряжении 500 и 750 кВ. Напряжение 500 кВ используется для системообразующих сетей в энергосистемах со шкалой номинальных напряжений сетей 110/220/500/1150 кВ и напряжение 750 кВ в ОЭС со шкалой 150/330/750 кВ, в которой в качестве следующей ступени возможно напряжение 1800 кВ.

Сети этих напряжений служат для выдачи мощности крупными электростанциями, создания межсистемных связей и питания нагрузочных узлов напряжениями 500/220, 500/110, 330/110(150) кВ и узлов внутрисистемных связей напряжениями 1150/500, 750/330 кВ. Линии электропередачи напряжением 330 кВ, а в некоторых ЭЭС линии напряжением 220 кВ, используются для внутрисистемных связей: выдачи мощности и связи крупных электростанций, для питания и объединения центров электроснабжения напряжениями 330/110(150), 220/110 кВ систем распределения электроэнергии. В мощных концентрированных ЭЭС с развитой сетью напряжением 500 кВ сети напряжением 220 кВ выполняют, как правило, распределительные функции.

Линии электропередачи, передающие потоки равными мощности группы генераторов или соизмеримыми с установленной мощностью энергосистем, относятся к *сильным связям*. При пропускной способности, не превышающей 10—15% от установленной мощности меньшей из объединяемых энергосистем, связь между ними характеризуется как *слабая*. По этим связям практически проводят границу между отдельными ЭЭС.

Если одна из энергосистем постоянно располагает избыточной по балансу мощностью и энергией, стоимость которой ниже, чем в другой энергосистеме, то межсистемная ЛЭП работает с неизменным направлением потока мощности. Линию электропередачи с переменным направлением потока называют *реверсивной* (маневренной). Ее роль состоит главным образом во взаимопомощи между соседними сравнительно мощными системами. Различие между магистралями и реверсивными связями часто очень неопределенное.

Необходимо отметить также условность деления системы передачи и распределения ЭЭ на основные электрические сети, т.е. протяженные (дальние) электропередачи, системообразующие сети и системы распределения ЭЭ по их номинальному напряжению. По мере развития основных сетей (роста нагрузок и присоединения понижающих подстанций, появления новых генерирующих источников и охвата территории электрическими системами) они все в большей мере выполняют функции распределения электроэнергии. Это означает, что сети, выполняющие функции передающих, системообразующих с появлением в энергосистемах сетей более высокого напряжения постепенно «передают» им эти функции, превращаясь в распределительные [66].

Номинальное напряжение линий электропередачи зависит от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния (дальности), на которое передается электроэнергия (см. табл. 1.1). Выбор номинальных напряжений выполняют на этапе проектирования систем передачи ЭЭ (см. главу 12). В данном случае необходимо отметить, что чем больше передаваемая мощность и протяженность линии, тем выше по техническим и экономическим причинам должно быть номинальное напряжение электропередачи. На современном этапе развития ЭЭС ориентировочная передаваем-

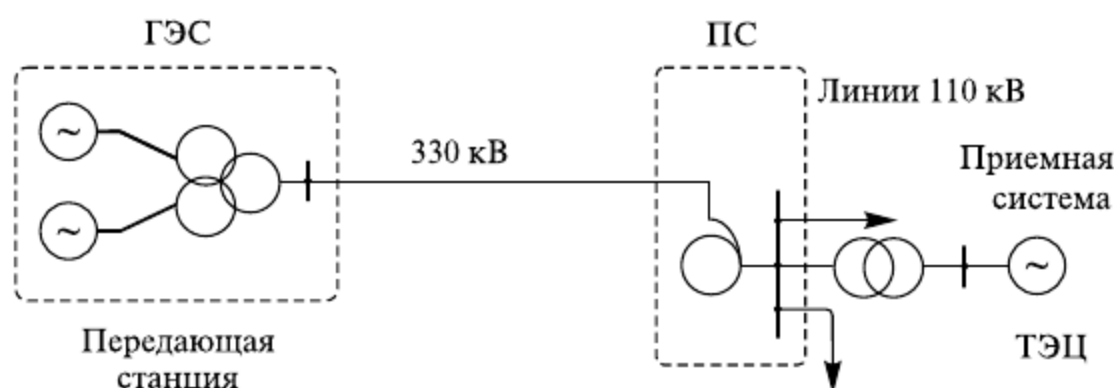
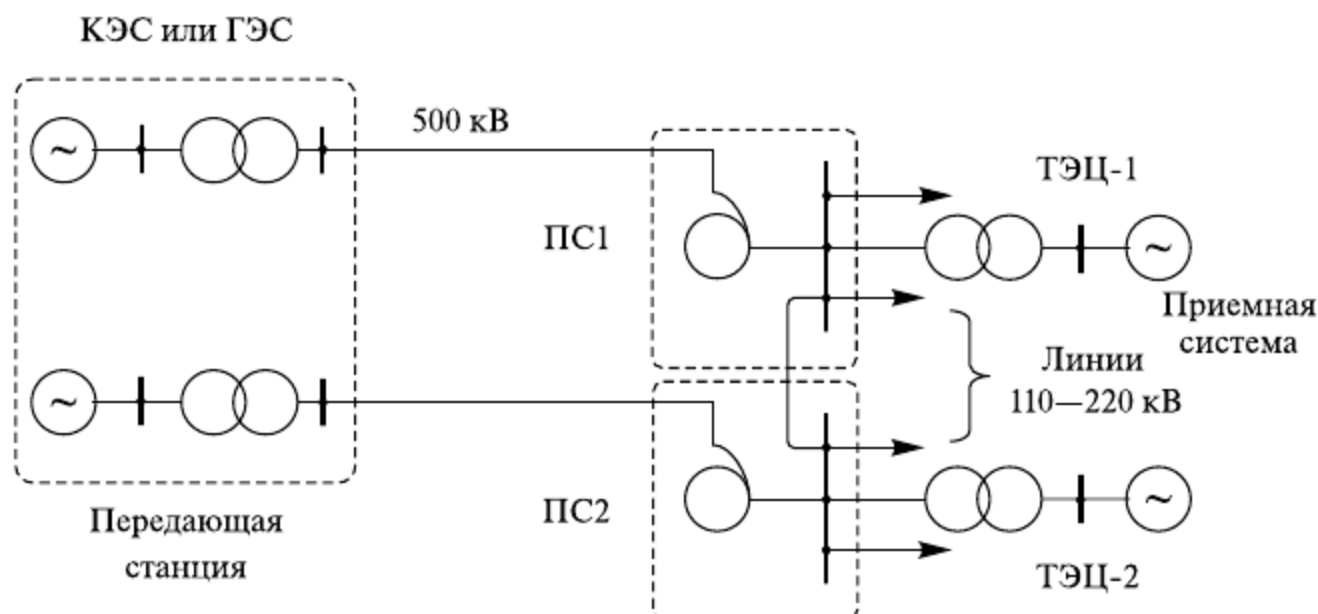
мая мощность и длина линии электропередачи в зависимости от класса напряжения характеризуется данными, приведенными в таблице 1.2 [51], где КПД — коэффициент полезного действия.

Таблица 1.2

Передаваемая мощность и дальность передачи

Напря- жение линии, кВ	Количество проводов в фазах и наиболее применяемые пло- щади сечений, мм ²	Передаваемая мощ- ность, МВт		Длина линии электро- передачи, км	
		нату- ральная	при плотности тока 1,1 А/мм ²	предельная при КПД, равном 0,9	средняя между соседними подстанциями
220	(1 × 240)—(1 × 400)	135	90—150	400	100
330	(2 × 240)—(2 × 400)	360	270—450	700	130
500	(3 × 330)—(3 × 500)	900	770—1 300	1 200	280
750	(5 × 300)—(5 × 400)	2 100	1 500—2 000	2 200	300
1 150	(8 × 300)—(8 × 500)	5 200	4 000—6 000	3 000	—

Передача мощности от удаленных электростанций на первых этапах развития межсистемной связи выполняется в виде *неразветвленной схемы линии электропередачи* напряжением 500(330) — 1150 кВ (рис. 1.4). Мощные КЭС или ГЭС имеют *блочную схему*. К каждому трансформатору присоединяют от одного до трех генераторов, отдающих энергию на шины напряжением 500—1150 кВ. Далее энергия передается по длинной линии, через понижающую подстанцию в приемную систему, часть нагрузки которой обеспечивается собственными генерирующими станциями.


Рис. 1.4. Неразветвленная схема передачи электроэнергии

Рис. 1.5. Блочная схема передачи электроэнергии

Если на станции несколько блоков и связующая линия многоцепная, то электропередачи могут выполняться на основе блочной или связанной схем. В блочной схеме (рис. 1.5) дальняя передача мощности осуществляется по отдельным поперечно не связанным электропередачам (блокам) на общую группу шин (подстанций) приемной системы, соединенных между собой связями напряжением 110—220 кВ.

Эти связи и станции приемной системы должны удовлетворять потребность в мощности в случае выхода из строя какого-либо блока. При отключении цепи (блока) авария локализуется на одной станции, однако приемная система полностью лишается соответствующей части мощности передающей станции. В *связанной схеме* (рис. 1.6), обеспечивающей большую надежность электроснабжения, многоцепная дальняя ЛЭП имеет вдоль своей трассы несколько соединений — переключательных пунктов (ПП) — между отдельными цепями, делящими длинную линию на короткие участки (250—350 км). Сооружение ПП сопровождается возрастанием количества применяемых дорогостоящих выключателей. Отключение отдельной линии участка сети между переключательными пунктами незначительно увеличивает суммарное сопротивление, что позволяет сохранить передачу заданной мощности в приемную систему без существенного снижения возможности по передаче мощности или пропускной способности электропередачи.

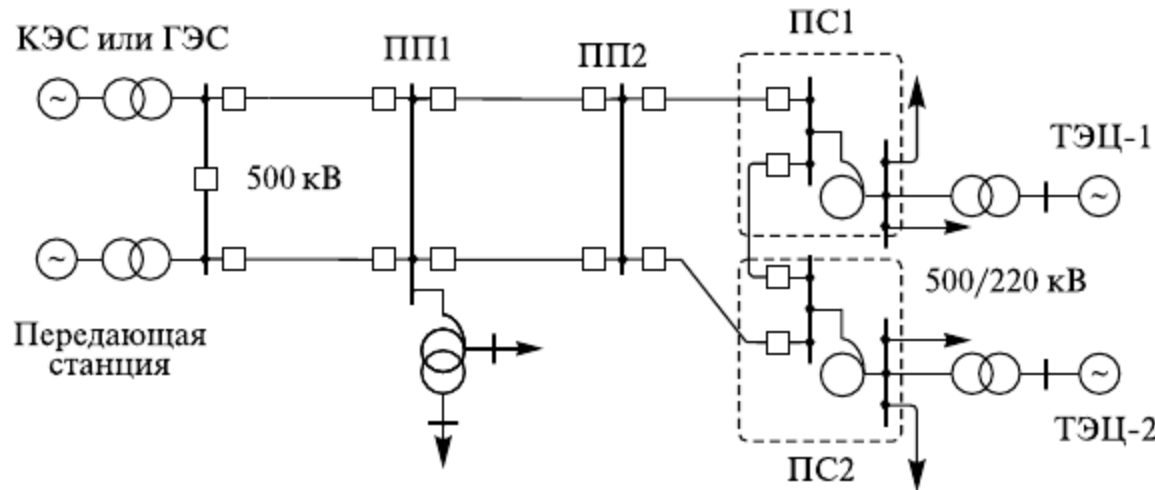


Рис. 1.6. Связанная схема передачи электроэнергии

Под пропускной способностью линии электропередачи понимается наибольшая активная мощность трех фаз электропередачи, которую можно передать в длительном установившемся режиме с учетом режимно-технических ограничений [51]. Наибольшая передаваемая активная мощность (предел) электропередачи ограничена условиями статической устойчивости генераторов электрических станций, передающей и приемной частей ЭЭС, связанных данной электропередачей с номинальным напряжением $U_{\text{ном}}$, В, формулой

$$P_{\text{пр}} = EU / X_{\Sigma} \approx U_{\text{ном}}^2 / X_{\Sigma} \quad (1.1)$$

и допустимой мощностью по нагреванию проводов линии с допустимой силой тока $I_{\text{доп}}$

$$P_{\text{доп}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{доп}} \cos \varphi, \quad (1.2)$$

где E и U — ЭДС генераторов передающей станции и напряжение приемной системы; X_{Σ} и $\cos \varphi$ — результирующее (суммарное) индуктивное сопротивление и коэффициент мощности электропередачи.

Из практики эксплуатации ЭЭС следует, что пропускная способность электропередач 500—750 кВ обычно определяется фактором статической устойчивости, для электропередач 220—330 кВ ограничения могут наступать как по условию устойчивости, так и по допустимому нагреванию.

Предельную передаваемую мощность линии можно сопоставить с ее натуральной мощностью. Приняв напряжения неизменными и равными номинальному напряжению по концам линии, перепишем приближенное выражение (1.1) в виде

$$P_{\text{пр}} = U_{\text{ном}}^2 / (Z_{\text{в}} \sin(\alpha L)) = P_{\text{нат}} / (\sin(\alpha L)), \quad (1.3)$$

где $P_{\text{нат}}$ — натуральная мощность линии без потерь; α — коэффициент изменения фазы волны напряжения (силы тока); L — длина линии.

Характерные данные о пропускной способности линий электропередачи приведены в табл. 1.3.

Обеспечение необходимой пропускной способности линий электропередачи при удовлетворительных экономических показателях представляет наибольшую техническую трудность. Для обеспечения и повышения пропускной способности системобразующих электропередач по условию устойчивости параллельной работы генераторов станций применяются определенные мероприятия и устройства [1, 51].

На дальних ЛЭП используют наиболее высокие из освоенных номинальных напряжений 500, 750 кВ. В ближайшем будущем будет широко применяться напряжение 1150 кВ. При более высоком напряжении, как следует из принципиальных выражений (1.1) и (1.3), увеличивается предельная мощность электропередачи; наряду с этим снижаются потери мощности и энергии в активном сопротивлении линии. Одновременно возрастают стоимость ВЛ и оборудования подстанций, потери энергии на корону и емкостный ток линии.

Таблица 1.3

Характеристика пропускной способности линий электропередачи

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Длина линии, км	Количество проводов в фазах, умно- женное на их наиболее применяемое сечение, мм ²	Нату- ральная мощность $P_{\text{нат}}, \text{МВт}$	Пропускная способность			
				по устойчивости		по нагреву	
				МВт	доли $P_{\text{нат}}$	МВт	доли $P_{\text{нат}}$
220	150—250	1 × 300	120	350	2,9	280	2,3
330	200—300	2 × 300	350	800	2,3	760	2,2
500	300—400	3 × 300	900	1 350	1,5	1 740	1,9
750	400—500	5 × 300	2 100	2 500	1,2	4 600	2,1
1 150	400—500	8 × 300	5 300	4 500	0,85	11 000	2,1

Снижение суммарного реактивного сопротивления электропередачи, включающего сопротивление генераторов, также повышает предел мощности по статической устойчивости. При снижении реактивного сопротивления уменьшается потеря напряжения, но возрастает сила тока короткого замыкания, для отключения которой необходимы более мощные и дорогие выключатели. Суммарное реактивное сопротивление уменьшают за счет применения на удаленной станции генераторов с пониженным синхронным сопротивлением и трансформаторов на повышающей подстанции, имеющей сниженное напряжение короткого замыкания и сопротивление. На понижающей подстанции в конце электропередачи устанавливают автотрансформаторы, сопротивление

которых меньше, чем у трансформаторов. Расщепление фазы на несколько проводов (данные о количестве проводов в фазах линий см. в табл. 1.2 и 1.3) и совершенствование конструкций расщепленных фаз и конструкций опор линий снижают индуктивность и индуктивное сопротивление линий (примерно на 25—35%), повышают ее натуральную мощность и критическое напряжение короны. При этом усложняется конструкция линий и увеличивается ее стоимость. Возрастание емкости линии при расщеплении вызывает нежелательное увеличение емкостного тока и соответствующей ему мощности. На ВЛ 220 кВ в редких случаях фаза состоит из двух проводов.

Дальнейшее увеличение предела передаваемой мощности достигается с помощью специальных мер по изменению (компенсации) параметров линий, которые в этом случае именуется *компенсированными*. Снижение индуктивного сопротивления достигается за счет последовательного включения в линию конденсаторных установок продольной компенсации (УПК), которые повышают стоимость ЛЭП и увеличивают токи короткого замыкания.

Большая сила емкостного тока дальних линий при сниженной нагрузке вызывает дополнительные потери активной мощности и энергии, нежелательное или недопустимое распределение напряжения в пунктах линии, а также снижение реактивной нагрузки, ЭДС и устойчивости генераторов удаленной станции. Поэтому сила емкостного тока и соответствующую проводимость линии компенсируют включением на шины высшего напряжения удаленной электростанции и в переключательных пунктах линии установок (реакторов) поперечной компенсации (РПК). При нагрузках, близких к натуральным, РПК отключают. По размерам и стоимости РПК близки к трансформаторам соответствующего напряжения и мощности и потребляют электроэнергию. Капитальные вложения в ЛЭП увеличиваются также за счет применения дополнительных выключателей для РПК.

Установка устройств продольной и поперечной компенсации по воздействию на режим электропередачи соответствует уменьшению ее длины по сравнению с некомпенсированной электропередачей. При определенных параметрах и расположении УПК эквивалентное продольное сопротивление линий становится активным. Емкостный ток линии возможно полностью компенсировать посредством РПК. По эквивалентным реактивным параметрам такая компенсированная линия имеет нулевую длину. Электрическая энергия передается электромагнитными волнами, распространяющимися вдоль проводов со скоростью, близкой к скорости $300 \cdot 10^3$ км/с, т.е. за время 0,02 с, равное длительности периода при частоте 50 Гц, электромагнитная волна проходит расстояние 6000 км. Линия длиной 3000 км по условию устойчивости обладает повышенной пропускной способностью и называется полуволновой. За счет включения управляемых реактивных элементов (конденсаторов, реакторов) линии, длина которых отлична от 3000 км, им придаются свойства, характерные для некомпенсированной полуволновой линии. Настройка на полуволну может оказаться целесообразной при длине линии 1500—2000 км.

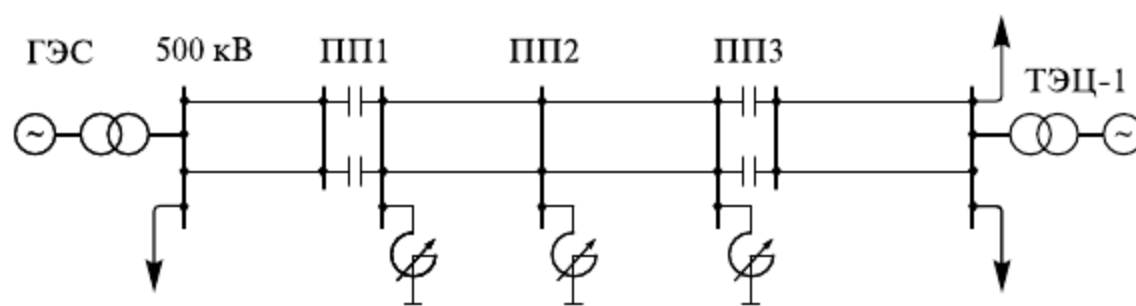


Рис. 1.7. Принципиальная схема компенсированной электропередачи

На рисунке 1.7 изображена упрощенная схема компенсированной ЛЭП напряжением 500 кВ повышенной пропускной способности.

По длинной компенсированной линии при максимальной нагрузке экономически нецелесообразно передавать реактивную мощность. Для ее регулирования на приемной подстанции и в некоторых случаях на промежуточных подстанциях или ПП устанавливают источники реактивной мощности (компенсирующие устройства) — синхронные, статические тиристорные компенсаторы.

Указанные мероприятия по повышению пропускной способности электропередачи являются достаточно дорогими. Опыт показал, что при возникновении новых промышленных районов более целесообразным представляется сооружение электропередачи с промежуточными подстанциями, включенными вдоль нее. Подстанции могут совмещаться с переключательными пунктами линии или создаваться вновь (рис. 1.8, *а*). Такая электропередача обладает большей устойчивостью, не требует установки реакторов и др., стоимость ЛЭП снижается.

На рисунке 1.8 изображены упрощенные схемы электропередачи напряжением 500 кВ с включенными вдоль линии промежуточными подстанциями ПС1—ПС3. Для повышения устойчивости электропередачи в линию включают последовательно конденсаторы УПК (рис. 1.8, *а*) или компенсаторы (синхронные или статические) на промежуточных подстанциях (рис. 1.8, *б*).

Наряду с отмеченным применяют устройства автоматического регулирования: автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, быстродействующее регулирование мощности турбин, регулирование напряжения по концам электропередачи, быстродействующие выключатели и релейную защиту и др., что также способствует повышению устойчивости и пропускной способности электропередачи.

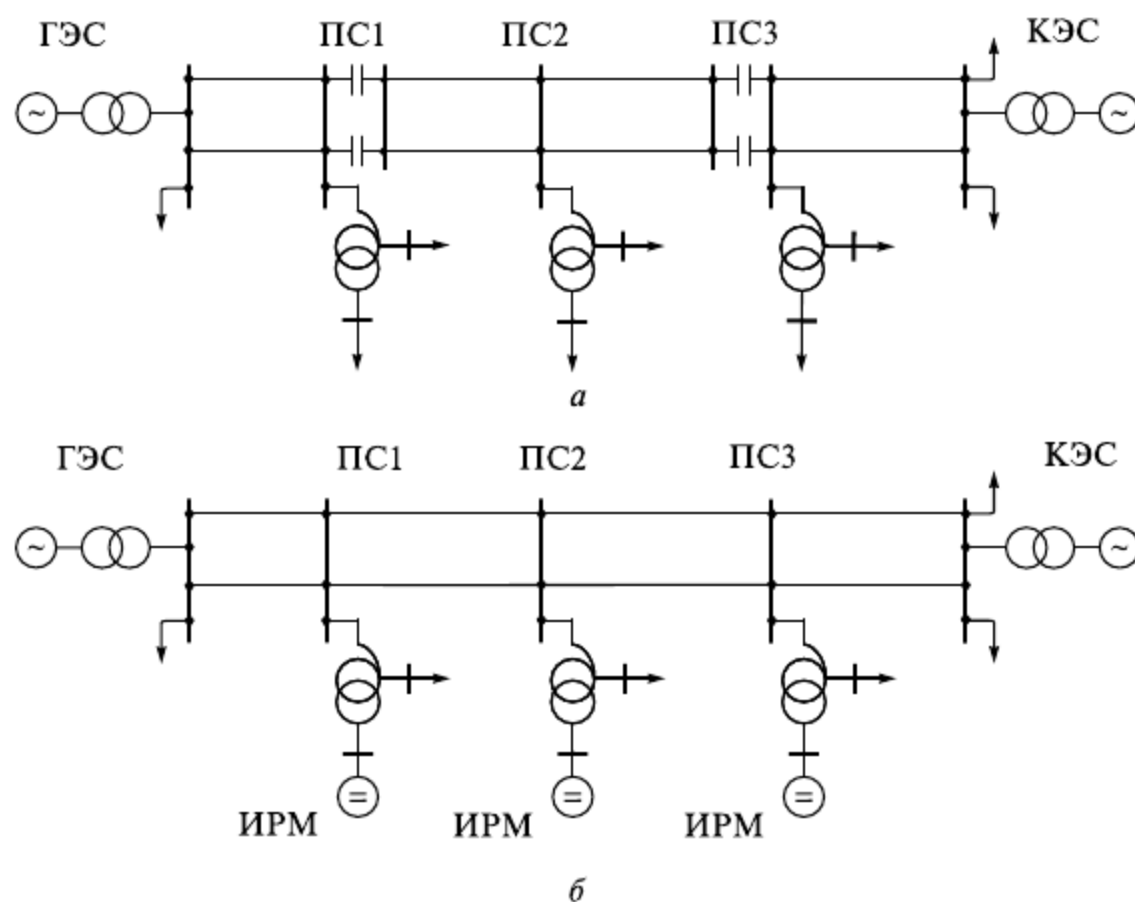


Рис. 1.8. Принципиальная схема дальней электропередачи переменного тока напряжением 500 кВ с промежуточными подстанциями: *а* — схема с применением УПК; *б* — схема со статическими или синхронными компенсаторами

Рассмотренные схемы линий электропередачи (см. рис. 1.4—1.8) позволяют доставить электроэнергию потребителям от двух генерирующих источников и называются **электропередачами с двухсторонним питанием**. По мере развития передающей сети в промежуточных пунктах магистральной сети наряду с понижающими подстанциями подключается отдельная электропередача, имеющая генерирующие источники, с отбором или выдачей мощности (рис. 1.9). В итоге формируется узловая система с тремя центрами питания и более высокой устойчивостью и пропускной способностью. В дальнейшем магистральные системообразующие сети, присоединенные к двум-трем центрам питания, усложняются и преобразуются в замкнутые многоконтурные передающие сети с сосредоточенными нагрузками (рис. 1.10). Замкнутые сети обеспечивают наибольшую надежность, поскольку авария (отключение) на каком-либо участке сети имеет последствия (например, ограничение потребляемой мощности) только для потребителей, непосредственно подключенных к этому участку.

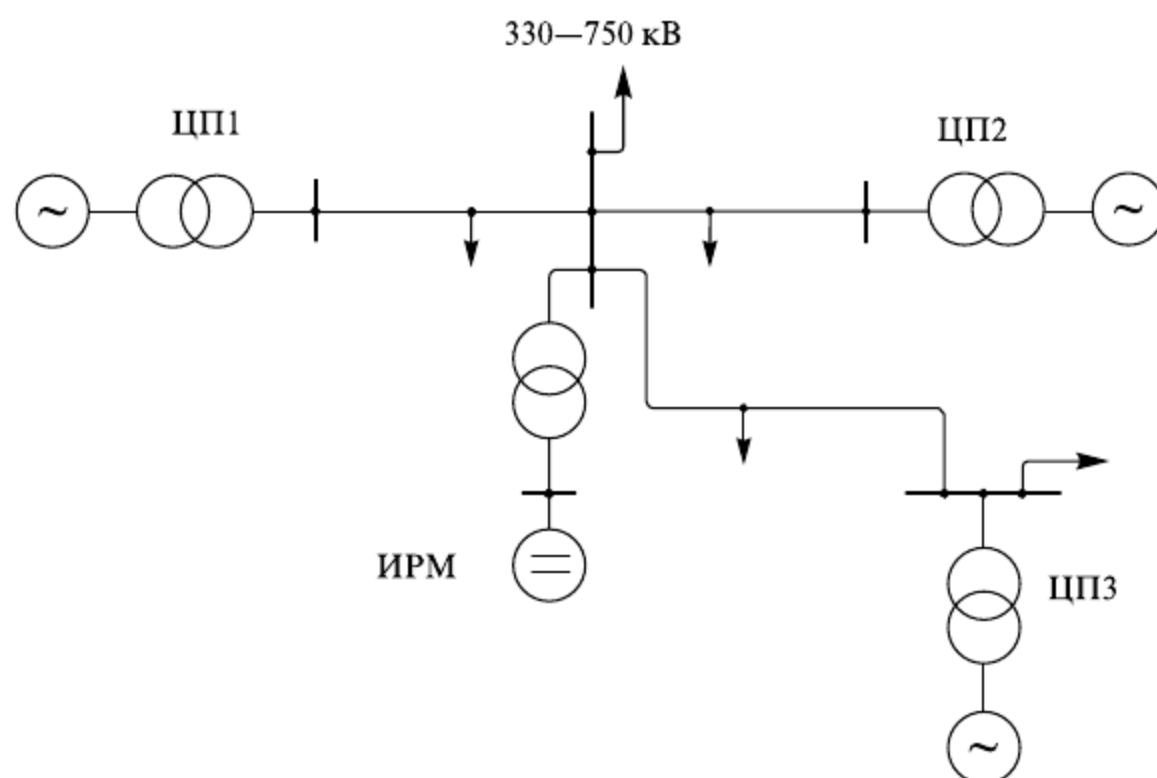


Рис. 1.9. Узловая схема сети электропередач 330—750 кВ с тремя центрами питания

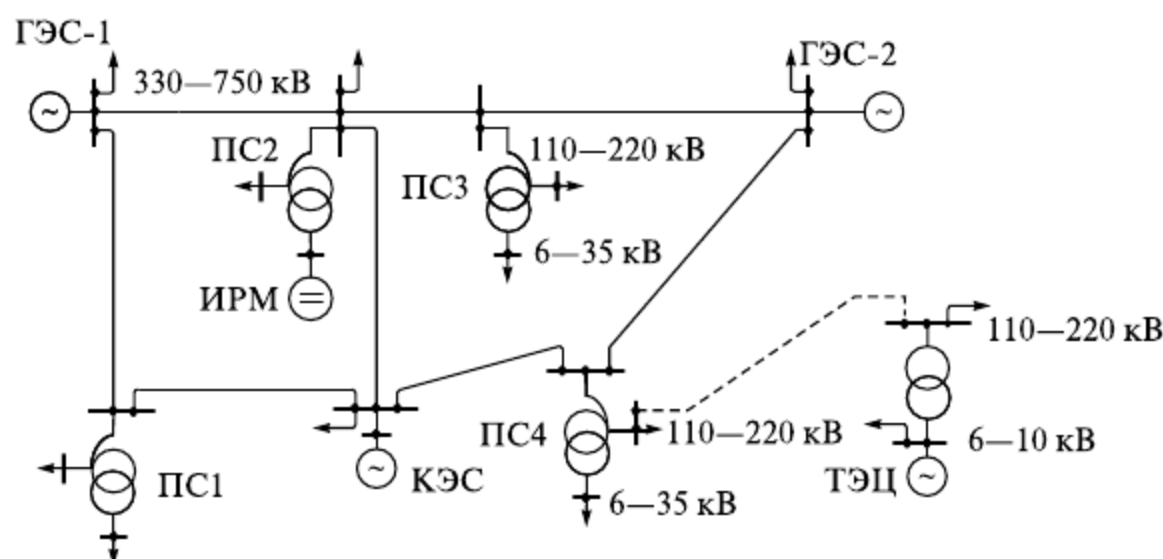


Рис. 1.10. Сложнозамкнутая системообразующая сеть 330—750 кВ с центрами питания распределительной сети 6—220 кВ

В системах передачи электроэнергии с сосредоточенными нагрузками непрерывность электроснабжения не может быть нарушена отдельной аварией, так как электроснабжение подстанций ПС1—ПС4 (центров питания распределительных сетей напряжением 6—220 кВ) осуществляется по двум и более линиям от нескольких независимых источников. Однако в замкнутых сетях более сложная, чем в разомкнутых, релейная защита и автоматика.

Внутрисистемные передачи электроэнергии, осуществляемые магистральными одно- и двухцепными воздушными линиями напряжением 220—330 кВ, обеспечивают связь отдельно расположенных электростанций и центров питания напряжением 6—220 кВ распределительных сетей.

1.5. Характеристика систем распределения электрической энергии

В предыдущем параграфе были рассмотрены системы передачи ЭЭ, одна из функций которых заключается в доставке энергии к центрам питания (районам) распределительных сетей. В качестве таких центров рассматриваются подстанции с вторичным напряжением 6—110 кВ, а также шины генераторного напряжения ТЭЦ. Назначение распределительных сетей — доставка электроэнергии непосредственно потребителям напряжением 6—10 кВ, распределение электроэнергии между подстанциями напряжением 6—110/0,38—35 кВ района электропотребления, сбор мощности, производимой небольшими станциями (теплофикационными и гидравлическими), мощности которых составляют десятки, иногда, сотни мегаватт.

Непрерывный рост во времени этих мощностей приводит к постоянному увеличению номинального напряжения распределительных сетей. Так, еще до недавнего времени, распределительные функции возлагались главным образом на сети напряжением 6—35 кВ электроснабжения отдельных групп потребителей. Назначение сетей напряжением 110 кВ заключалось в передаче (без промежуточных отборов) этих потоков до зон (территорий) их распределения.

На современном этапе электрификации, развития хозяйственно-экономической деятельности, сопровождающихся увеличением охвата этих территорий и количества крупных энергоемких предприятий, распределительные функции возлагаются на питающие сети напряжением 110 кВ, а в некоторых ЭЭС перешли к разветвленным линиям электропередачи напряжением 220 кВ. Кроме того, рост мощностей, потребляемых промышленными предприятиями, крупными городами, приводит к необходимости применения глубокого ввода линий напряжением 110—220 кВ, т.е. максимального приближения повышенных напряжений к узлам, районам электропотребления. (Выбор номинального напряжения рассматривается в подразделе 12.5.) Поэтому необходимо отметить условность деления системы передачи и распределения ЭЭ на системообразующие, протяженные сети (системы передачи ЭЭ) и системы распределения ЭЭ по их номинальному напряжению.

Итак, систему распределения ЭЭ составляют сети напряжением 6—150(220) кВ, включающие в себя две-три ступени (уровня) напряжения с трансформациями напряжений 110(150)/35/6—10 кВ или 220/35/6 — 10 кВ. Уровень среднего напряжения (СН) соответствует напряжениям 110—150(220) кВ, питающегося от сетей высшего напряжения (ВН) 330—750 кВ системы передачи ЭЭ через трансформацию ВН/СН. Уровень низшего напряжения представлен сетями напряжением 6—35 кВ,

питающихся от сетей СН с трансформацией СН/НН 110—150(220)/6—35 кВ, или напрямую от сетей ВН с трансформацией ВН/НН с напряжениями 220—330/6—35 кВ. Низковольтные сети напряжением 0,22 — 0,66 кВ также относятся к низшему уровню, образуемому в результате дополнительной трансформации напряжений 6—35/0,22—0,66.

Возможности распределительных сетей, по значению передаваемой мощности и дальности электропередачи (см. табл. 1.1) различны. Так, распределительные сети СН передают мощности в десятки мегаватт, сети НН доставляют мощности потребителям от нескольких сотен киловатт до нескольких мегаватт. Низковольтные или потребительские сети питают непосредственно аппараты промышленного или бытового назначения. Нагрузки, питаемые этими сетями напряжением 0,22—0,38 кВ (за исключением промышленных), имеют мощности от долей киловатт до нескольких киловатт, в промышленных сетях напряжением 0,38—0,66 кВ передаваемая мощность составляет от нескольких десятков и реже до нескольких сотен киловатт.

Электрические сети системы распределения ЭЭ специфичны по структуре (составу), конфигурации и электрическим режимам и поэтому выделены в отдельный класс напряжением до 150 (220) кВ.

Структура сети определяется ее назначением. В частности, сети СН 110—220 кВ, выполняемые, как правило, воздушными линиями соединены автотрансформаторной связью, содержат крупные подстанции районного значения и могут объединять электростанции небольшой мощности. Сети НН 0,38—35 кВ, рассчитанные на распределение и доставку ЭЭ значительно меньших мощностей, в определенной мере отражают отраслевую принадлежность и могут быть выполнены как воздушными, так и кабельными линиями. Так, сети напряжением 35 кВ внешнего электроснабжения промышленных предприятий и городов, сельской электрификации напряжением 0,38—35 кВ выполняются воздушными линиями; городские сети — 0,38—10 кВ, сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий преимущественно кабельные.

Во многом режимная специфика распределительных сетей определяется их конфигурацией. Конфигурация схемы сети зависит от взаимного расположения центров питания, приемных подстанций и от требований обеспечения надежности (резервирования) электроснабжения (подробнее в подразделе 12.4).

Распределительные сети могут выполняться разомкнутыми и замкнутыми. При *разомкнутой конфигурации* — в виде радиальной (рис. 1.11, а) и магистральной (рис. 1.11, б) схем с одним центром питания (ЦП). При магистральной конфигурации сети затрачивается меньше проводников и коммутационной аппаратуры, чем при радиальном ее исполнении. Кроме того, по причине меньшей суммарной протяженности ВЛ уменьшается расход опор, изоляторов, линейной арматуры и др., поэтому магистральные сети дешевле радиальных. Однако они менее надежны, потому что отключение головного участка выводит из работы все электроприемники, получающие питание по данной магистрали. Вместе с тем магистральные сети, выполненные шинопроводами, обеспечивают высокую надежность [32, 74].

Распределительные сети СН 110—220 кВ снабжают электроэнергией большие районы электропотребления, поэтому выполняются преимущественно резервированными, например, в виде радиально-магистральных схем с одним центром питания (рис. 1.12). Причем нерезервированные разомкнутые схемы следует рас-

считать как первую очередь сооружения (развития) резервированной сети при возможности их резервирования по сети СН или НН.

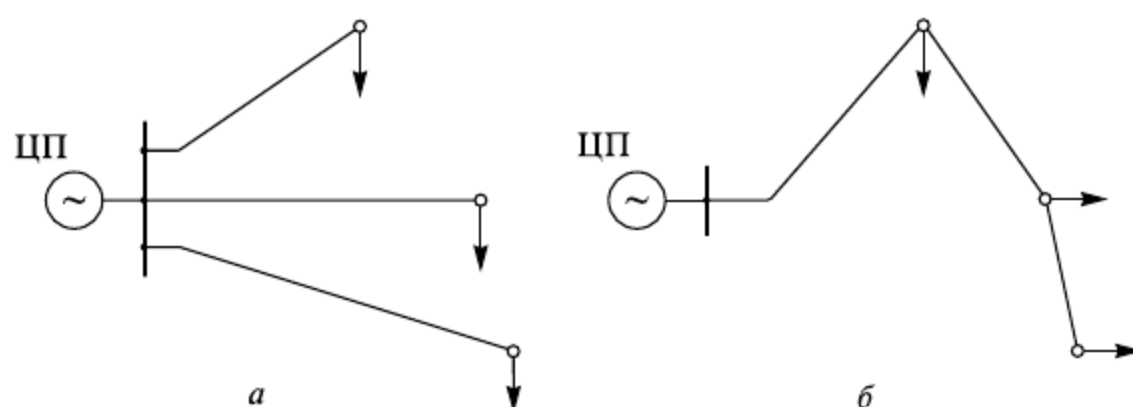


Рис. 1.11. Разомкнутая нерезервированная конфигурация сети:
а — радиальная; б — магистральная

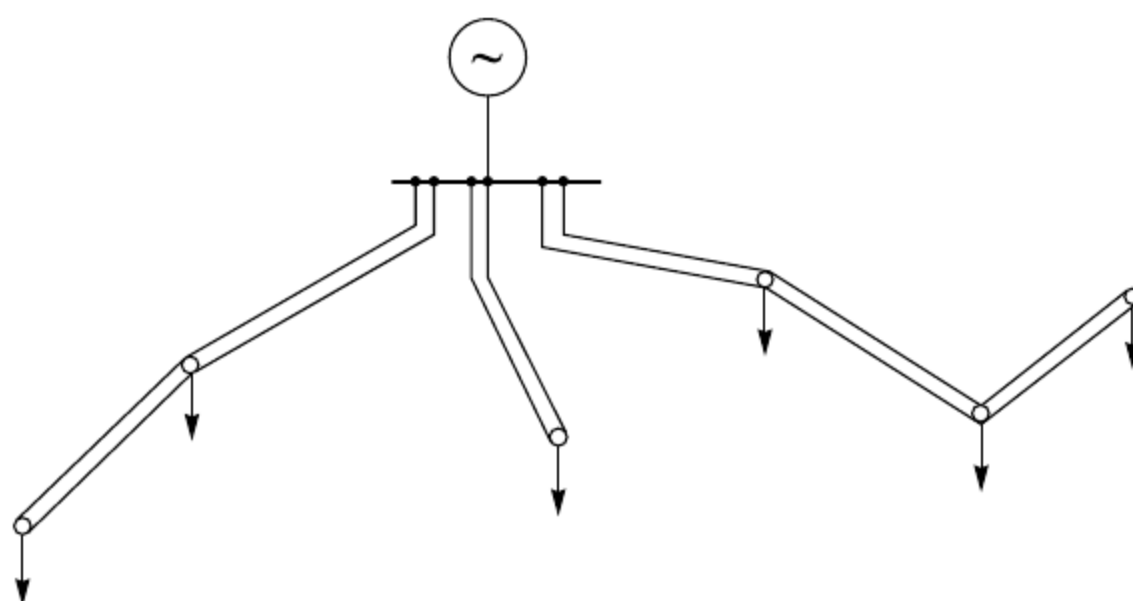


Рис. 1.12. Радиально-магистральная резервированная конфигурация схемы сети

Двойная радиально-магистральная сеть за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих линий, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения силы токов короткого замыкания в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режима работы.

Технико-экономические исследования и анализ области применения такой конфигурации показывают, что ее применение (как правило, на двухцепных опорах) эффективнее при небольших расстояниях от потребителей до ЦП и при высоких уровнях нагрузки, например, для электроснабжения промышленных предприятий и отдельных районов городов на напряжении 110 кВ [66, 70] (подробнее в подразделе 1.1.5). Преимуществами разомкнутых сетей являются простая конфигурация схемы, низкая стоимость, минимальные затраты проводникового металла и оборудования. Отсутствие перегрузок в аварийных режимах позволяет вести расчет и выбирать сечения проводов только по нормальному режиму работы [36].

Две радиальные нерезервированные сети (рис. 1.13), питающиеся от одного центра, при развитии за счет подключения новых участков, удлиняющих магистрали (показано пунктиром), могут быть преобразованы в замкнутую сеть кольцевой конфигурации (петлевая схема) или в сеть с двумя источниками питания (рис. 1.14, а), что позволяет резервировать питание потребителей.

Преимущества радиально-магистральной и кольцевой схем заключаются в независимости потокораспределения от потоков сети ВН, отсутствии влияния токов коротких замыканий в прилегающих сетях, возможность присоединения подстанций по простейшим схемам (подробнее в подразделе 11.3).

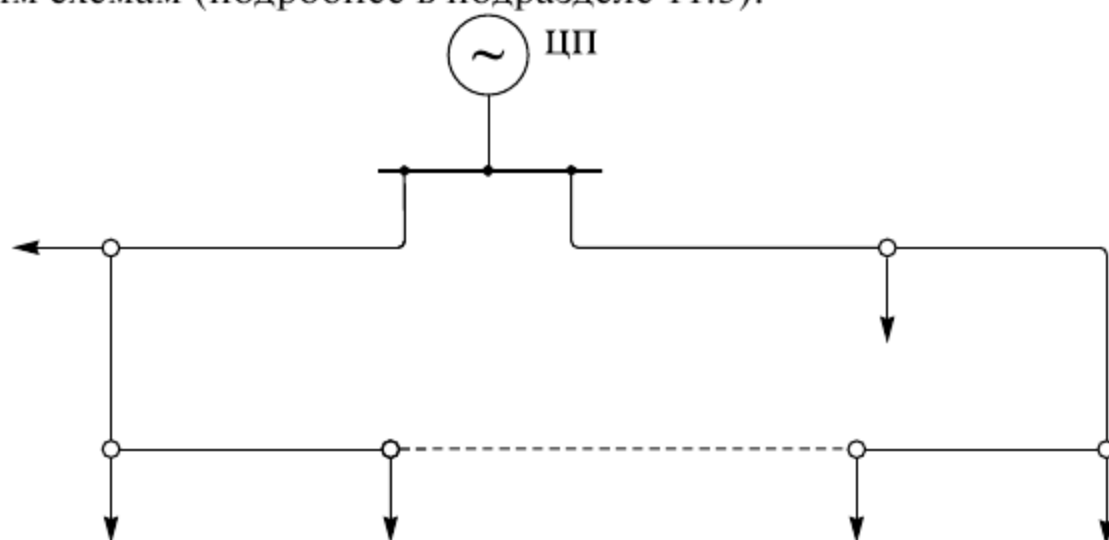


Рис. 1.13. Замкнутая кольцевая конфигурация сети с одним центром питания

Широкое применение находят *замкнутая одинарная или двойная сеть*, опирающаяся на два ЦП (сеть с двусторонним питанием), что позволяет охватить значительную территорию между двумя источниками (рис. 1.14). Одинарная сеть от двух ЦП может быть образована в результате развития (показано пунктиром) магистральных участков, подключенных к разным источникам (см. рис. 1.14, *а*). Данная конфигурация применяется в сетях напряжением 110 кВ для электрификации сельской местности, а также в распределительных сетях напряжением 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории. Возможности данной конфигурации ограничиваются пропускной способностью головных участков, т.е. при отключении одного из них необходимо обеспечить электроснабжение всех подстанций сети; а также в зависимости от мощности трансформаторов количеством подстанций. Двойная конфигурация (см. рис. 1.14, *б*) обладает большей пропускной способностью, применяется в сетях напряжением 110 кВ систем электроснабжения городов (подробнее в подразделе 11.5), а также в сетях напряжением 110—220 кВ для электроснабжения протяженных потребителей — электрифицируемых железных дорог и трубопроводов [66, 70].

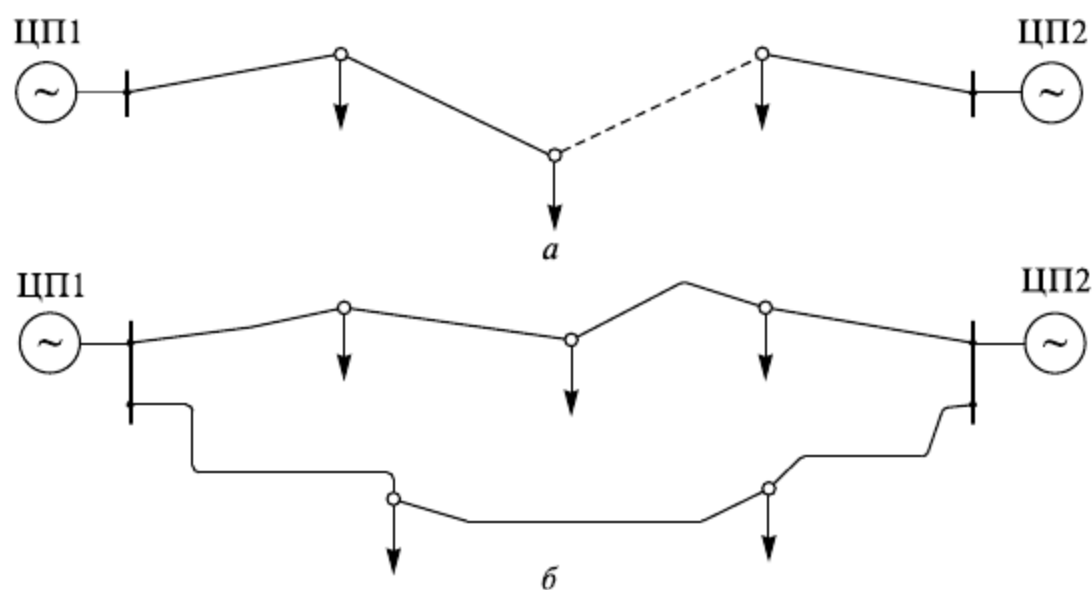


Рис. 1.14. Конфигурация сети с двусторонним питанием:
а — одинарная; *б* — двойная

Присоединение новых подстанций в ближайших пунктах в целях снижения суммарной длины линии по сравнению с присоединением по кратчайшему к источнику пути приводит к созданию сложнзамкнутых (многоконтурных) конфигураций, обладающих высокой надежностью электроснабжения (рис. 1.15). Расчет, анализ режимов, защита замкнутых сетей, управление ими — задачи более сложные, чем для разомкнутых сетей. Сложнзамкнутые сети дороже радиально-магистральных; их использование выгодно только при большой стоимости перерывов электроснабжения, например, в системах электроснабжения больших городов.

При развитии такой системы в результате наложения сети более высокого номинального напряжения сеть СН преобразуется в двухступенчатую напряжением 220/110 кВ с автотрансформаторной связью (рис. 1.16). Распределительные сети СН 110—220 кВ, как правило, многоконтурные: возможна параллельная работа участков сетей одного напряжения и сетей различных классов напряжения, осуществляемая через связующие автотрансформаторы с РПН (они сильно связаны электрически, имеют общий режим). По топологическим свойствам, составу, режимной взаимосвязанности сети напряжением 110—220 кВ близки к системообразующим сетям напряжением 330—750 кВ. Наряду с повышением надежности электроснабжения такая конфигурация системы распределения ЭЭ сопровождается (с большей вероятностью) неэкономичным потокораспределением при параллельной работе сетей как одного, так и разных напряжений и повышенным уровнем токов короткого замыкания, что вызывает необходимость секционирования (деления) сети в нормальных режимах. Основы оптимизации электрических режимов систем передачи и распределения ЭЭ будут рассмотрены в главе 13.

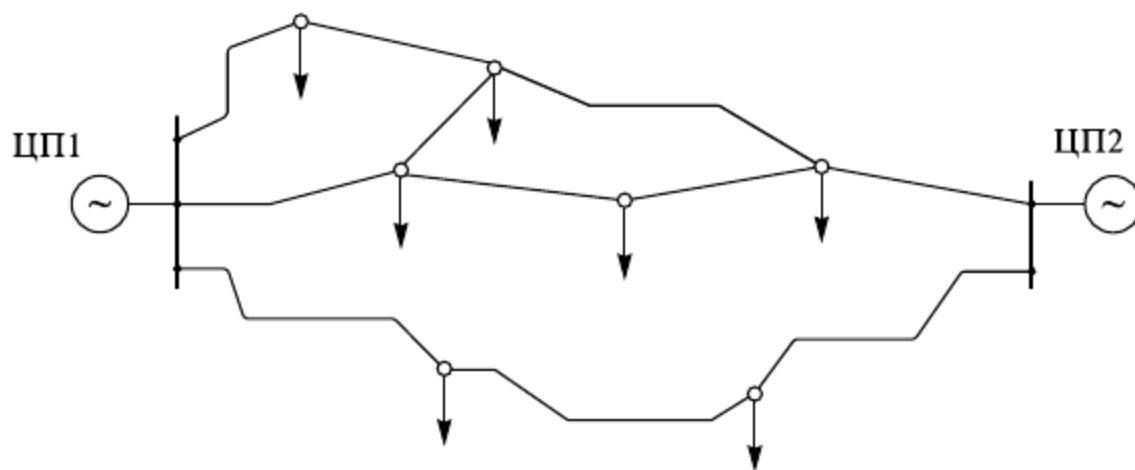


Рис. 1.15. Сложнзамкнутая конфигурация сети

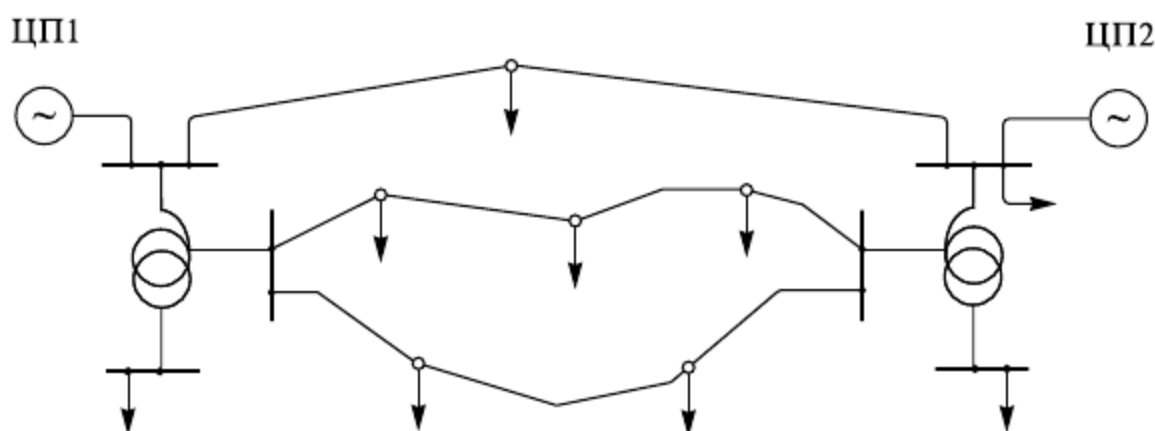


Рис. 1.16. Сложнзамкнутая конфигурация сети двух номинальных напряжений

Распределительные сети НН 0,38—35 кВ выполняют преимущественно разомкнутыми радиальной и магистральной конфигурации, получающих питание от одного (см. рис. 1.11—1.13) или двух центров (см. рис. 1.14—1.16). В отдельных случаях эти сети сооружаются как замкнутые (см. рис. 1.13, 1.14, *а*), но эксплуатируются только в разомкнутом режиме (например, в городских сетях). В этих схемах при нарушении питания по одной из линий включается резервный участок — перемычка (показана пунктирной линией), который в нормальном режиме разомкнут. При этом электропитание осуществляется через резервный участок до восстановления поврежденной ЛЭП.

Главная особенность распределительных сетей НН — их массовость. Количество трансформаторных пунктов, участков сетей достигает в пределах сетевого предприятия нескольких сотен. В этих сетях для изменения, улучшения режима напряжения используют простые недорогие устройства: трансформаторы без автоматического регулирования и преимущественно нерегулируемые конденсаторные батареи. Задача регулирования напряжения возлагается на ЦП сетей. Вопросы регулирования напряжения будут рассмотрены в главе 10.

Распределительные сети НН и особенно сети напряжением 0,38—10 кВ сильно разветвленные, характеризуются большой суммарной протяженностью. Для уменьшения отрицательного влияния перетоков реактивной мощности, вызванных низким значением естественного коэффициента мощности основной массы потребителей, экономически целесообразна высокая или полная ее компенсация с помощью конденсаторных батарей.

Схемное построение и функционирование распределительных сетей определяется требуемой надежностью электроснабжения, отраслевой принадлежностью, характером потребителей. Основы построения и функционирования систем распределения ЭЭ будут рассмотрены в главе 11.

1.6. Система передачи и распределения электрической энергии

Ранее была приведена характеристика систем передачи и распределения ЭЭ. Взаимосвязи этих систем удобно рассмотреть на примере упрощенной принципиальной схеме передачи и распределения электроэнергии в крупном промышленном районе, показывающей взаимную связь между электростанциями (центрами электропитания) и электропотребителями (электроприемниками) (рис. 1.17).

На гидростанциях средней мощности ГЭС-1 и ГЭС-2, значительно удаленных от центров потребления энергии, электроэнергия трансформируется с повышением напряжения ($U_{Г1} = 15,75$ кВ, $U_{Г2} = 13,8$ кВ) до 330 кВ через повышающие подстанции ПС1 и ПС2. Связь между гидростанциями и передача электроэнергии ГЭС на приемную (районную) подстанцию ПС3 осуществляется с помощью двух- и трехцепных ЛЭП напряжением 330 кВ внутрисистемных связей Л1 и Л2 с промежуточным отбором на подстанции ПС4. На подстанции ПС3 напряжение 330 кВ снижается до 110 кВ и передается в сложнзамкнутую сеть. В эту же сеть ЭЭ поступает от трех теплофикационных станций — теплоэлектроцентралей ТЭЦ-1, 2, 3. Объединяющая их сеть напряжением 110 кВ выполняет также функцию распределения электроэнергии в данном промышленном районе.

Объединение системообразующей (передающих) и распределительных частей данной системы электроснабжения выполняется на приемной подстанции ПС3 с напряжениями 330/110/35 кВ, имеющей межсистемную связь с соседней ЭЭС через двухцепную ЛЭП напряжением 330 кВ.

Электроснабжение потребителей, расположенных в районе ТЭЦ, выполнено по кабельным и воздушным линиям напряжениями 6, 10 кВ на генераторном напряжении. Большая часть ЭЭ, вырабатываемая на ТЭЦ, через повышающие трансформаторы подстанций ПС5—ПС7 поступает на шины высшего напряжения, передается и распределяется по ВЛ напряжением 110 кВ.

Шины генераторного напряжения ТЭЦ и вторичных напряжений подстанций ПС3—ПС10 являются центрами питания распределительных сетей среднего и низшего напряжения 6—110 кВ, а также низковольтных сетей 0,38 кВ (через потребительские подстанции ТП1, ТП2, ТП3), осуществляющих электроснабжение предприятий и отдельных электропотребителей, расположенных в данном промышленном районе.

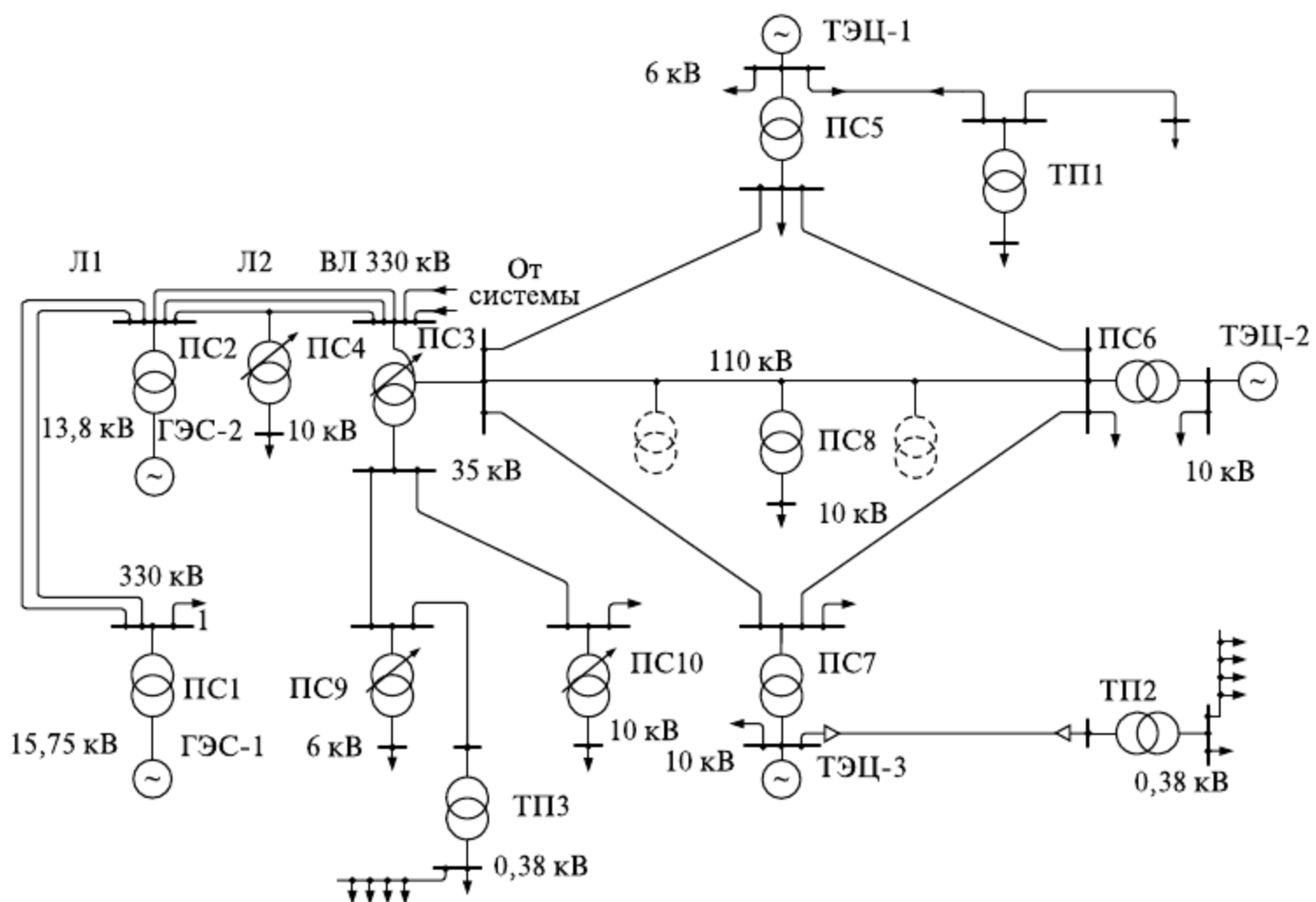


Рис. 1.17. Принципиальная схема передачи и распределения электроэнергии в промышленном районе

Такое общее исполнение системы электроснабжения промышленного района позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей ЭЭ (электроприемники, нагрузки отходящих линий показаны стрелками), включенных в сетях различных номинальных напряжений. В данной системе электроснабжения принята система напряжений 330/110/35/10(6)/0,38 кВ. Передача электрической энергии от источников к потребителям и распределение ее между ними осуществляется преимущественно ступенями электрических сетей посредством двух- трех и более трансформаций.

Таким образом, в данной системе электроснабжения можно выделить элементы, формирующие систему передачи электроэнергии: совокупность электропередач выдачи мощности ГЭС и линий межсистемной передачи напряжением 330 кВ, и элементы, образующие систему распределения электроэнергии: сложнзамкнутая сеть СН 110 кВ и разветвленные разомкнутые сети НН 0,38—35 кВ.

1.7. Принципы конструктивного исполнения линий электропередачи

1.7.1. Общие положения

Линии электропередачи — центральный элемент системы передачи и распределения ЭЭ. Линии выполняются преимущественно воздушными и кабельными. На энергоемких предприятиях применяют также токопроводы, на генераторном напряжении электростанций — шинопроводы; в производственных и жилых зданиях — внутренние проводки.

Выбор типа ЛЭП, ее конструктивного исполнения определяется назначением линии, местом расположения (прокладки) и соответственно определяется ее номинальным напряжением, передаваемой мощностью, дальностью электропередачи, площадью и стоимостью занимаемой (отчуждаемой) территории, климатическими условиями, требованиями электробезопасности и технической эстетики и рядом других факторов и в конечном счете экономической целесообразностью передачи электрической энергии. Указанный выбор производится на стадиях принятия проектных решений. Вопросы проектирования и технико-экономического анализа рассматриваются в главе 12.

Далее формулируются требования, которым должны удовлетворять ЛЭП, условия их выполнения и на их основе некоторые принципы и варианты конструктивного исполнения линий электропередачи.

Наиболее распространены на всех ступенях системы электроснабжения воздушные линии ввиду их относительно малой стоимости. По этой причине применение ВЛ рассматриваются в первую очередь.

1.7.2. Воздушные линии электропередачи

Воздушными называются линии, предназначенные для передачи и распределения ЭЭ по проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов. Воздушные ЛЭП сооружаются и эксплуатируются в самых разнообразных климатических условиях и географических районах, подвержены атмосферному воздействию (ветер, гололед, дождь, изменение температуры). В связи с этим ВЛ должны сооружаться с учетом атмосферных явлений, загрязнения воздуха, условий прокладки (слабозаселенная местность, территория города, предприятия) и др. Из анализа условий эксплуатации ВЛ следует, что материалы и конструкции линий должны удовлетворять ряду требований [31, 73, 75]: экономически приемлемой стоимостью, хорошей электропроводностью и достаточной механической прочностью материалов проводов и тросов, стойкостью их к коррозии, химическим воздействиям; линии должны быть электрически и экологически безопасны, занимать минимальную территорию.

Основными *конструктивными элементами ВЛ* являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

По конструктивному исполнению опор наиболее распространены одно- и двухцепные ВЛ. На трассе линии могут сооружаться до четырех цепей. Трасса линии — полоса земли, на которой сооружается линия. Одна цепь высоковольтной ВЛ объединяет три провода (комплекта проводов) трехфазной линии, в низковольтной — от трех до пяти проводов. В целом конструктивная часть ВЛ (рис. 1.18) характеризуется типом опор, длинами пролетов, габаритными размерами, конструкцией фаз, количеством изоляторов.

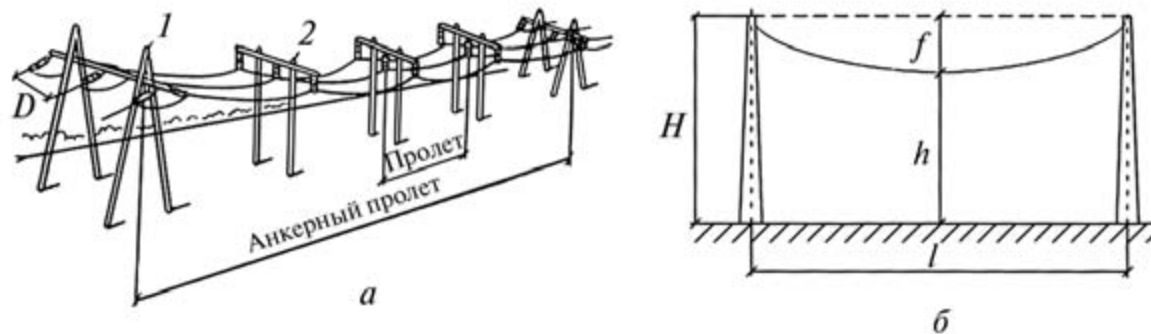


Рис. 1.18. Конструкционная схема одноцепной воздушной линии:
а — трасса линии; общий вид: 1 — анкерная опора; 2 — промежуточная опора;
D — расстояние между фазами; *б* — основные характеристики габаритного пролета ВЛ:
H — высота опор; *h* — габарит линии; *l* — длина пролета; *f* — стрела провеса

Длины пролетов ВЛ выбирают по экономическим соображениям, так как при увеличении длины пролета l возрастает провис проводов, необходимо увеличить высоту опор H , чтобы не нарушить допустимый габарит линии h (рис. 1.18, б), при этом уменьшится количество опор и изоляторов на линии. Габарит линии — наименьшее расстояние от нижней точки провода до земли (воды, полотна дороги) должно быть таким, чтобы обеспечить безопасность движения людей и транспорта под линией. Это расстояние зависит от номинального напряжения линии и условий местности (населенная, ненаселенная). Расстояние между соседними фазами линии зависит главным образом от ее номинального напряжения. Основные конструктивные размеры ВЛ приведены в табл. 1.4 [75]. Конструкция фазы ВЛ в основном определяется количеством проводов в фазе. Если фаза выполнена несколькими проводами, она называется расщепленной. Расщепленными выполняют фазы ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения. При этом в одной фазе используют два провода при напряжении 330 (220) кВ, три — при 500 кВ, четыре-пять — при 750 кВ, восемь—двенадцать — при 1150 кВ.

Опоры воздушных линий — конструкции, предназначенные для поддержания проводов на необходимой высоте над землей, водой или каким-то инженерным сооружением. Кроме того, на опорах в необходимых случаях подвешивают стальные заземленные тросы для защиты проводов от прямых ударов молнии и связанных с этим перенапряжений.

Таблица 1.4

Конструктивные размеры ВЛ

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между фазами, м	Длина пролета, м	Высота опоры, м	Габарит линии, м
<1	0,5	40—50	8—9	6—7
6—10	1,0	50—80	10	6—7

Окончание

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между фазами, м	Длина пролета, м	Высота опоры, м	Габарит линии, м
35	3	150—200	12	6—7
110	4—5	170—250	13—14	6—7
150	5,5	200—280	15—16	7—8
220	7	250—350	25—30	7—8
330	9	300—400	25—30	7,5—8,0
500	10—12	350—450	25—30	8
750	14—16	450—750	30—41	10—12
1 150	12—19	—	33—54	14,5—17,5

Типы и конструкции опор разнообразны. В зависимости от назначения и размещения на трассе ВЛ они подразделяются на промежуточные и анкерные. Отличаются опоры материалом, исполнением и способом крепления, подвязки проводов. В зависимости от материала они бывают деревянные, железобетонные и металлические.

Промежуточные опоры наиболее простые, служат для поддержания проводов на прямых участках линии. Они встречаются наиболее часто; доля их в среднем составляет 80—90% от общего числа опор ВЛ. Провода к ним крепят с помощью поддерживающих (подвесных) гирлянд изоляторов или штыревых изоляторов. Промежуточные опоры в нормальном режиме испытывают нагрузку в основном от собственного веса проводов, тросов и изоляторов, подвесные гирлянды изоляторов свисают вертикально.

Анкерные опоры устанавливают в местах жесткого крепления проводов; они подразделяются на концевые, угловые, промежуточные и специальные. Анкерные опоры, рассчитанные на продольные и поперечные составляющие тяжения проводов (натяжные гирлянды изоляторов расположены горизонтально), испытывают наибольшие нагрузки, поэтому они значительно сложнее и дороже промежуточных; число их на каждой линии должно быть минимальным. В частности, концевые и угловые опоры, устанавливаемые в конце или на повороте линии, испытывают постоянное тяжение проводов и тросов: одностороннее или по равнодействующей угла поворота; промежуточные анкерные, устанавливаемые на протяженных прямых участках, также рассчитываются на одностороннее тяжение, которое может возникнуть при обрыве части проводов в примыкающем к опоре пролете.

Специальные опоры бывают следующих типов: переходные — для больших пролетов пересечения рек, ущелий; ответвительные — для выполнения ответвлений от основной линии; транспозиционные — для изменения порядка расположения проводов на опоре.

Наряду с назначением (типом) конструкция опоры определяется количеством цепей ВЛ и взаимным расположением проводов (фаз). Опоры (и линии) выполняются в одно- или двухцепном варианте, при этом провода на опорах могут размещаться треугольником, горизонтально, обратной «елкой» и шестиугольником, или «бочкой» (рис. 1.19).

Несимметричное расположение фазных проводов по отношению друг к другу (рис. 1.19) обуславливает неодинаковость индуктивностей и емкостей разных фаз. Для обеспечения симметрии трехфазной системы и выравнивания по фазам реактивных параметров (подробнее в подразделе 2.1) на длинных линиях (более 100 км) напряжением 110 кВ и выше осуществляют перестановку (транспозицию) проводов в цепи с помощью соответствующих опор. При полном цикле транспозиции каждый провод (фаза) равномерно по длине линии занимает последовательно положение всех трех фаз на опоре (рис. 1.20).

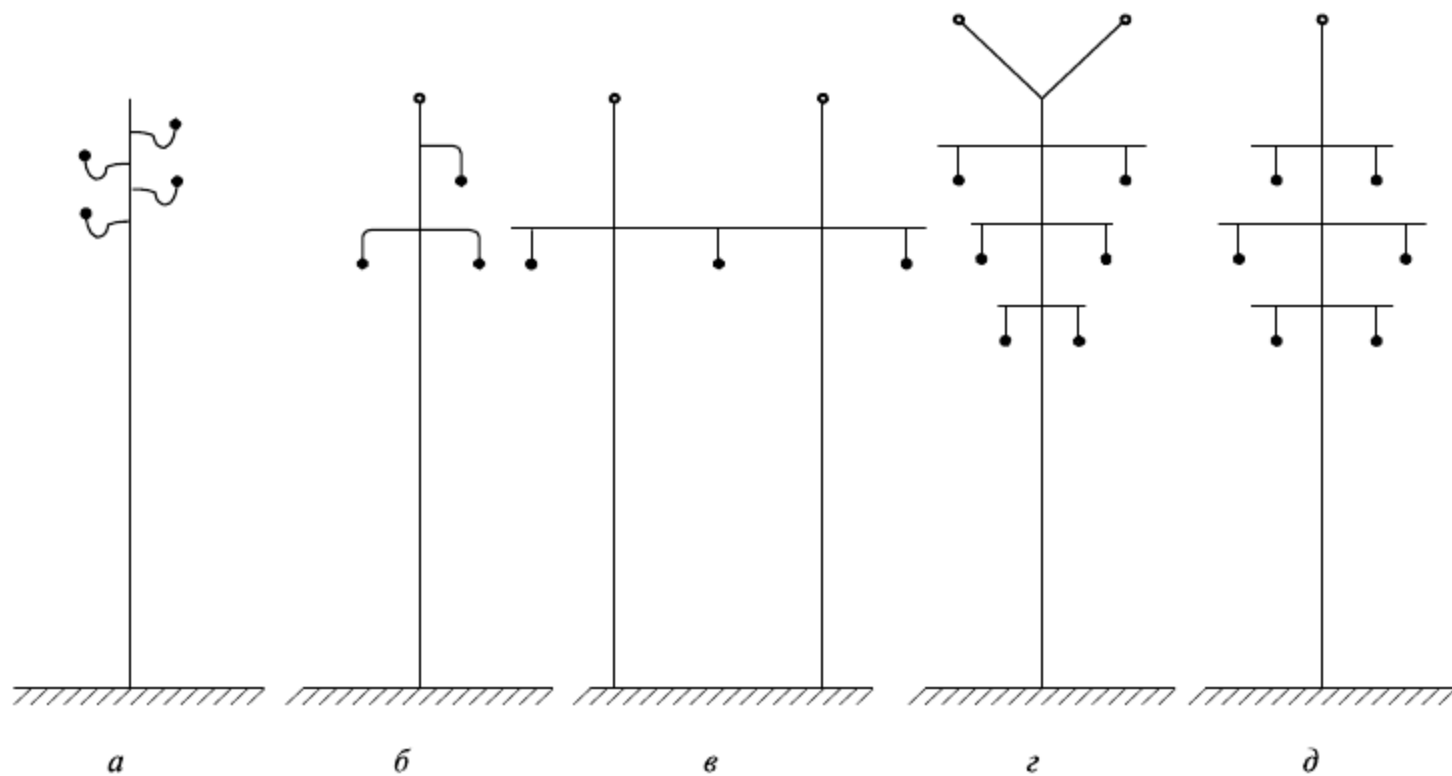


Рис. 1.19. Расположение проводов и тросов на опорах:
a, б — треугольное; *в* — горизонтальное; *г* — обратной «елкой»; *д* — шестиугольное «бочкой»

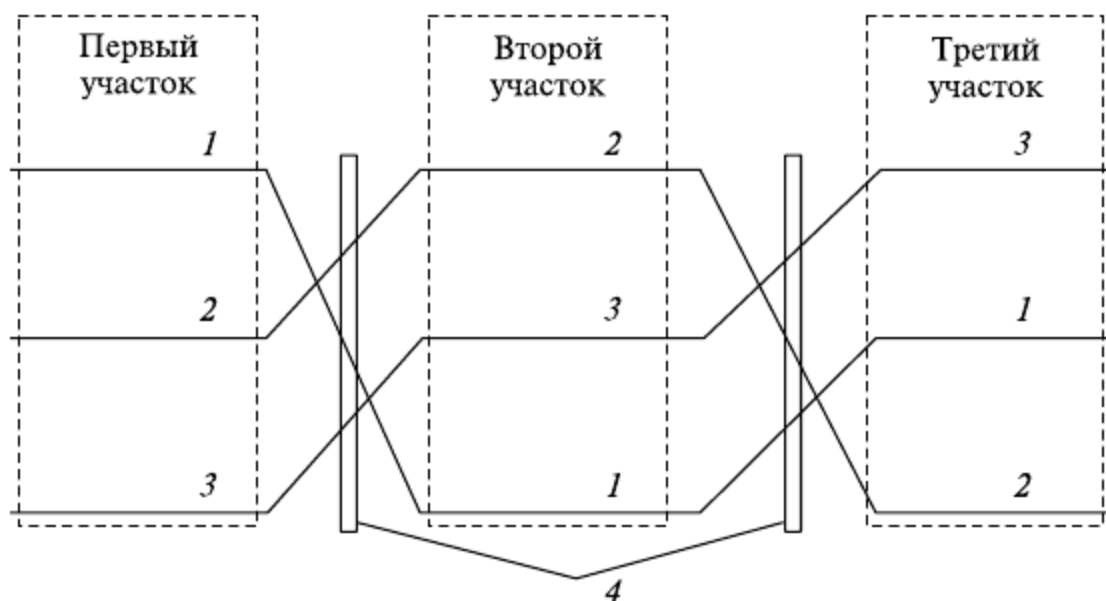


Рис. 1.20. Схема транспозиции проводов участков ВЛ:
1–3 — фазные провода; *4* — транспозиционные опоры

Деревянные опоры (рис. 1.21) изготавливают из сосны или лиственницы но все реже применяют на линиях напряжением до 110 кВ в лесных районах. Опоры просты в изготовлении, дешевы, удобны в транспортировании. Основной их недостаток — недолговечность из-за гниения древесины, несмотря на ее обработку антисептиком.

Применение железобетонных пасынков (приставок) увеличивает срок службы опор до 20—25 лет.

Железобетонные опоры (рис. 1.22) наиболее широко применяются на линиях напряжением до 750 кВ. Они могут быть свободностоящие (промежуточные) и с оттяжками (анкерные). Железобетонные опоры долговечнее деревянных, просты в эксплуатации, дешевле металлических.

Металлические (стальные) опоры (рис. 1.23) применяют на линиях напряжением 35 кВ и выше. Они прочны и надежны, но достаточно металлоемки, занимают большую площадь, требуют для установки сооружения специальных железобетонных фундаментов и в процессе эксплуатации должны окрашиваться для предохранения от коррозии.

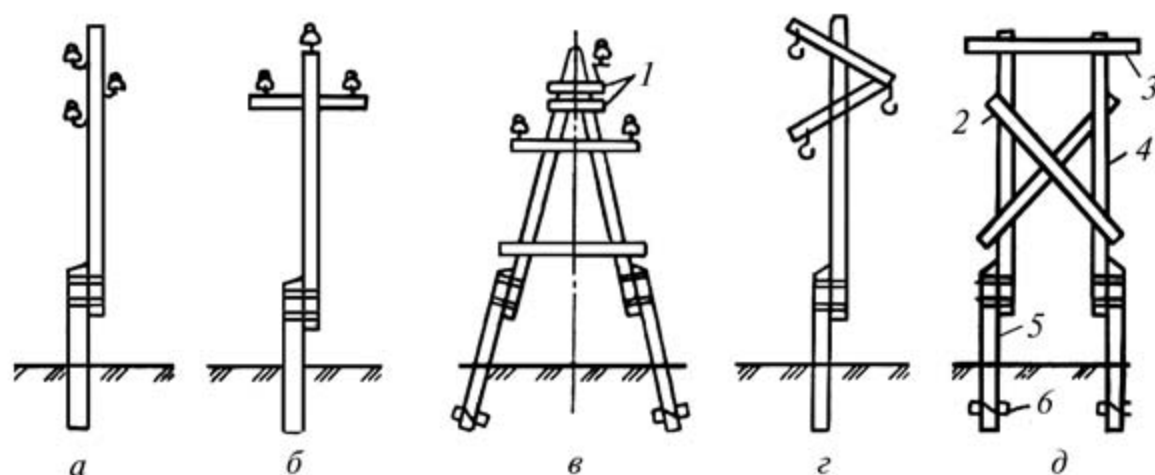


Рис. 1.21. Деревянные опоры и их основные элементы:

а — промежуточная на напряжение 0,38—10 кВ; б — промежуточная — 0,38—35 кВ; в — угловая промежуточная — 6—35 кВ; 1 — подтраверсные брусья; г — промежуточная — 35 кВ; д — промежуточная свободно стоящая — 35—220 кВ; 2 — раскосы; 3 — траверсы; 4 — стойки; 5 — пасынки (приставки); 6 — ригели

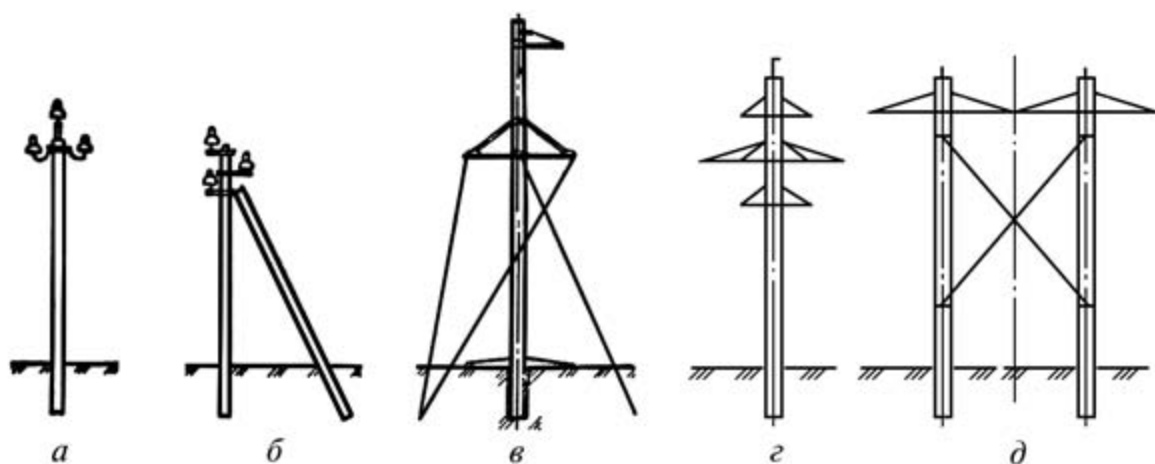


Рис. 1.22. Железобетонные опоры ВЛ:

а — промежуточная на напряжение 6—10 кВ; б — угловая промежуточная — 6—35 кВ; в — анкерно-угловая одноцепная на оттяжках — 35—220 кВ; г — промежуточная одноцепная портальная — 330—500 кВ

Металлические опоры используются в тех случаях, когда технически сложно и неэкономично сооружать ВЛ на деревянных и железобетонных опорах (переходы через реки, ущелья, выполнение отпаек от ВЛ и др.).

В России разработаны унифицированные металлические и железобетонные опоры различных типов для ВЛ всех напряжений, что позволяет серийно их производить, ускорять и удешевлять сооружение линий.

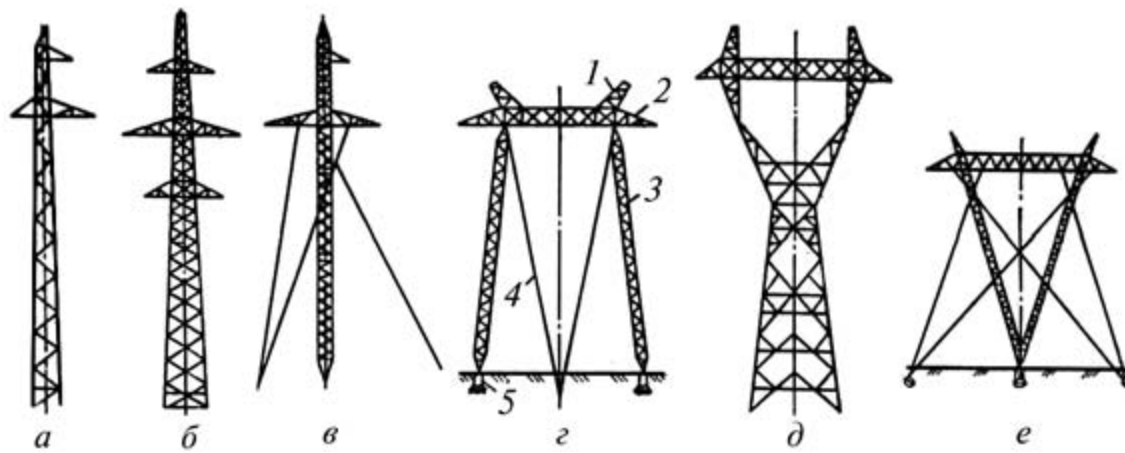


Рис. 1.23. Металлические опоры ВЛ и их основные элементы:

а — промежуточная одноцепная башенного типа на напряжение 35—330 кВ; *б* — промежуточная двухцепная башенного типа — 35—330 кВ; *в* — промежуточная одноцепная на оттяжках — 110—330 кВ; *г* — промежуточная порталная на оттяжках — 330—500 кВ; 1 — тросостойки; 2 — траверса; 3 — стойки; 4 — оттяжки; 5 — фундамент; *д* — промежуточная свободно стоящая (типа «рюмка») — 500—750 кВ; *е* — промежуточная на оттяжках типа «набла» — 750 кВ

Провода воздушных линий предназначены для передачи электроэнергии. Наряду с хорошей электропроводностью (возможно меньшим электрическим сопротивлением), достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии должны удовлетворять условиям экономичности. С этой целью применяют провода из наиболее дешевых металлов — алюминия, стали, специальных сплавов алюминия. Хотя медь обладает наибольшей проводимостью, медные провода из-за значительной стоимости и потребности для других целей в новых линиях не используются, а допускаются в контактных сетях, сетях горных предприятий. Физико-механические характеристики проводниковых металлов приведены в приложении П1.

На ВЛ применяются преимущественно неизолированные (голые) провода. По конструктивному исполнению они могут быть одно- и многопроволочными, полыми (рис. 1.24). Однопроволочные, преимущественно стальные провода, используются ограниченно в низковольтных сетях. Для придания гибкости и большей механической прочности провода изготавливают многопроволочными из одного металла (алюминия или стали) и из двух металлов (комбинированные) — алюминия и стали. Сталь в проводе увеличивает механическую прочность.

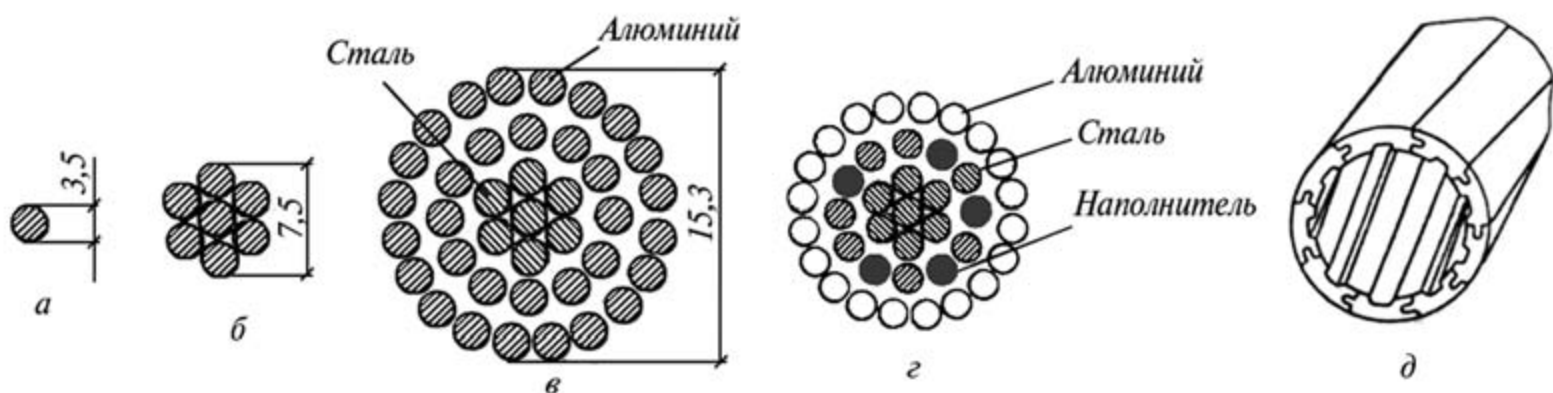


Рис. 1.24. Конструкции неизолированных проводов ВЛ:

а — однопроволочный; *б* — многопроволочный; *в* — сталеалюминевый; *г* — многопроволочный с наполнителем; *д* — полый

Исходя из условий механической прочности алюминиевые провода марок А и АКП (рис. 1.25) применяют на ВЛ напряжением до 35 кВ. Воздушные линии напряжением 6—35 кВ могут также выполняться сталеалюминевыми проводами, а напряжением выше 35 кВ линии монтируются исключительно сталеалюминевыми проводами. Сталеалюминевые провода имеют вокруг стального сердечника пови-

вы из алюминиевых проволок. Площадь сечения стальной части обычно в 4—8 раз меньше алюминиевой, но сталь воспринимает 30—40% всей механической нагрузки; такие провода используются на линиях с длинными пролетами и на территориях с более тяжелыми климатическими условиями (с большей толщиной стенки гололеда). В марке сталеалюминевых проводов указывается сечение алюминиевой и стальной части, например, АС 70/11, а также данные об антикоррозионной защите, например, АСКС, АСКП — такие же провода, как и АС, но с наполнителем сердечника (С) или всего провода (П) антикоррозионной смазкой; АСК — такой же провод, как и АС, но с сердечником, покрытым полиэтиленовой пленкой. Провода с антикоррозионной защитой применяются в районах, где воздух загрязнен примесями, действующими разрушающе на алюминий и сталь. Площади сечения проводов нормированы государственным стандартом (см. прил. 1, табл. П1.2—П1.11).

Повышение диаметров проводов при неизменности расходования проводникового материала может осуществляться применением проводов с наполнителем из диэлектрика и полых проводов (см. рис. 1.24, з, д). Такое использование снижает потери на коронирование (подробнее в подразделе 2.2). Полые провода применяются главным образом для ошиновки распределительных устройств напряжением 220 кВ и выше.

Провода из сплавов алюминия (АН — нетермообработанные, АЖ — термообработанные) имеют большую по сравнению с алюминиевыми механическую прочность и практически такую же электрическую проводимость. Они используются на ВЛ напряжением выше 1 кВ в районах с толщиной стенки гололеда до 20 мм.

Все большее применение находят ВЛ с самонесущими изолированными проводами напряжением 0,38—10 кВ (см. прил. 1, табл. П1.2). В линиях напряжением 380/220 В провода состоят из несущего изолированного или неизолированного провода, являющегося нулевым, трех изолированных фазных проводов, одного изолированного провода (любой фазы) наружного освещения. Фазные изолированные провода навиты вокруг несущего нулевого провода. Несущий провод является сталеалюминевым, а фазные — алюминиевыми. Последние покрыты светостойким термостабилизированным (сшитым) полиэтиленом (провод типа АПВ). К преимуществам ВЛ с изолированными проводами перед линиями с голыми проводами можно отнести сниженное индуктивное сопротивление, отсутствие изоляторов на опорах, максимальное использование высоты опоры для подвески проводов; нет необходимости в обрезке деревьев в зоне прохождения линии и др. [39].

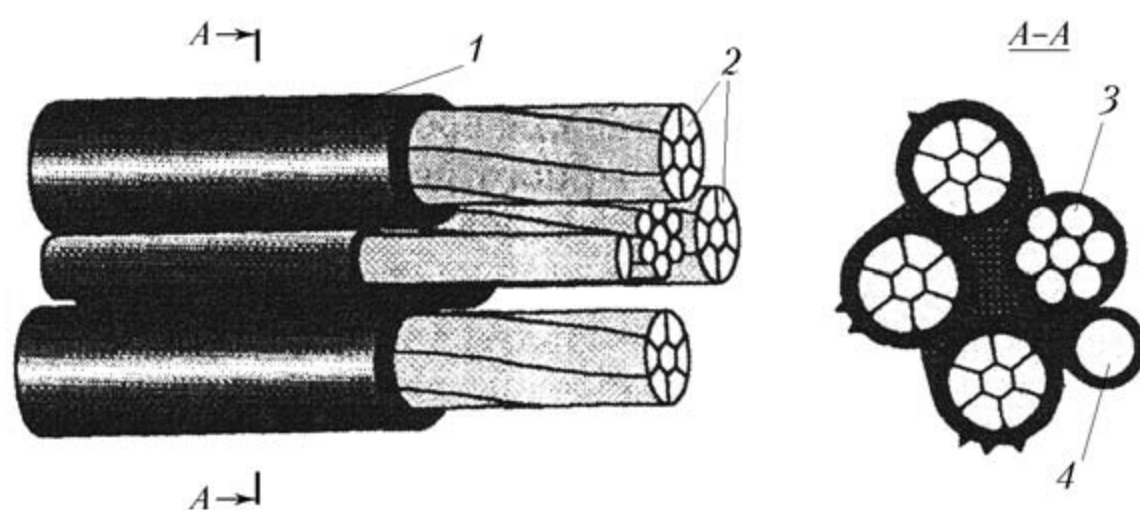


Рис. 1.25. Конструктивное исполнение самонесущего изолированного провода марки А (АКП): 1 — изоляция; 2 — фазные провода, 3 — провод наружного освещения; 4 — нулевой провод

Грозозащитные тросы наряду с искровыми промежутками, разрядниками, ограничителями перенапряжений и устройствами заземления служат для защиты линии от атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов). Тросы подвешивают над фазными проводами на ВЛ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор, что регламентируется Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) [59]. В качестве грозозащитных проводов обычно применяют стальные оцинкованные канаты марок С35, С50 и С70, а при использовании тросов для высокочастотной связи — сталеалюминевые провода. Крепление тросов на всех опорах ВЛ напряжением 220—750 кВ должно быть выполнено при помощи изолятора, шунтированного искровым промежутком. На линиях напряжением 35—110 кВ крепление тросов к металлическим и железобетонным промежуточным опорам осуществляется без изоляции троса.

Более подробно физико-технические свойства проводов и тросов рассматриваются в курсе «Электротехнические материалы».

Изоляторы воздушных линий предназначены для изоляции и крепления проводов. Изготавливаются из фарфора и закаленного стекла — материалов, обладающих высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям. Существенным преимуществом стеклянных изоляторов является то, что при повреждении закаленное стекло рассыпается. Это облегчает нахождение поврежденных изоляторов на линии.

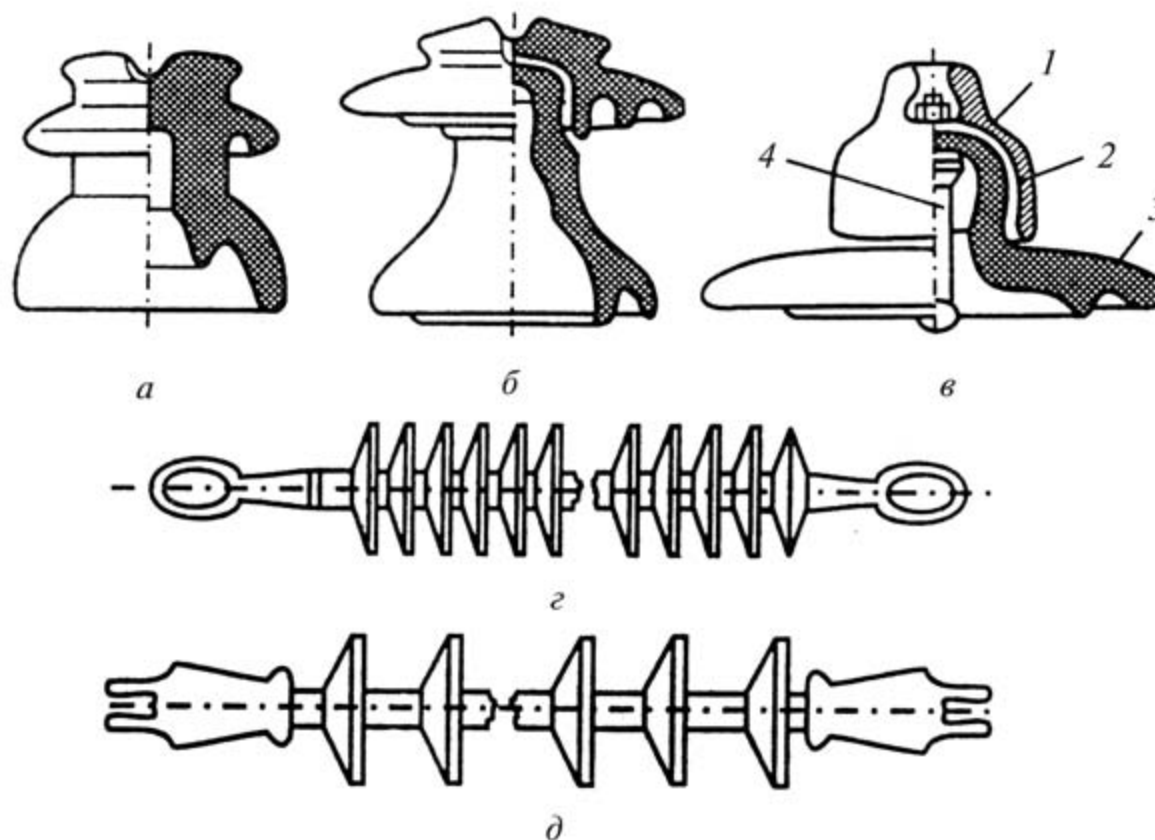


Рис. 1.26. Изоляторы воздушных линий и их основные элементы:
а — штыревой на напряжение 6—10 кВ; *б* — штыревой на напряжение 35 кВ; *в* — подвесной:
 1 — шапка из ковкого чугуна; 2 — связка цементная; 3 — часть изолирующая фарфоровая или стеклянная; 4 — стержни металлические; *з*, *д* — стержневые полимерные

По конструкции, способу закрепления на опоре изоляторы подразделяют на штыревые и подвесные. Штыревые изоляторы (рис. 1.26, *а*, *б*) применяются для линий напряжением до 10 кВ и редко (для малых сечений) 35 кВ. Они крепятся к опорам с помощью крюков или штырей. Подвесные изоляторы (рис. 1.26, *в*) ис-

пользуются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Изоляторы собираются в гирлянды (рис. 1.27, *г*): поддерживающие на промежуточных опорах и натяжные — на анкерных. Количество изоляторов в гирлянде зависит от напряжения, типа и материала опор, загрязненности атмосферы. Например, в линии напряжением 35 кВ — 3—4 изолятора, 220 кВ — 12—14; на линиях с деревянными опорами, обладающих повышенной грозоупорностью, количество изоляторов в гирлянде на один меньше, чем на линиях с металлическими опорами; в натяжных гирляндах, работающих в наиболее тяжелых условиях, устанавливают на 1 или 2 изолятора больше, чем в поддерживающих.

Разработаны и проходят опытную промышленную проверку изоляторы с использованием полимерных материалов (см. рис. 1.26, *г, д*). Они представляют собой стержневой элемент из стеклопластика, защищенный покрытием с ребрами из фторопласта или кремнийорганической резины. Стержневые изоляторы по сравнению с подвесными имеют меньший вес и стоимость, более высокую механическую прочность, чем из закаленного стекла. Основная проблема — обеспечить возможность их длительной (более 30 лет) работы [38, 68].

Подробно изоляторы, их конструкции, защита линий от перенапряжений рассматриваются в курсе «Техника высоких напряжений».

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам и содержит следующие основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др. (рис. 1.27). Поддерживающие зажимы применяют для подвески и закрепления проводов ВЛ на промежуточных опорах с ограниченной жесткостью заделки (рис. 1.27, *а*). На анкерных опорах для жесткого крепления проводов используют натяжные гирлянды и натяжные зажимы — натяжные и клиновые (рис. 1.27, *б, в*). Сцепная арматура (серьги, ушки, скобы, коромысла) предназначена для подвески гирлянд на опорах. Поддерживающая гирлянда (рис. 1.27, *г*) закрепляется на траверсе промежуточной опоры с помощью серьги 1, вставляемой другой стороной в шапку верхнего подвесного изолятора 2. Ушко 3 используется для прикрепления к нижнему изолятору гирлянды поддерживающего зажима 4. Дистанционные распорки (рис. 1.27, *д*), устанавливаемые в пролетах линий 330 кВ и выше с расщепленными фазами, предотвращают схлестывание, соударения и закручивание отдельных проводов фаз. Соединители применяются для соединения отдельных участков провода с помощью овальных или прессующих соединителей (рис. 1.27, *е, ж*). В овальных соединителях провода либо скручиваются, либо обжимаются; в прессуемых соединителях, применяемых для соединения сталеалюминевых проводов больших сечений, стальная и алюминиевые части опрессовываются отдельно.

Результатом развития техники передачи ЭЭ на дальние расстояния являются различные варианты компактных ЛЭП, характеризующихся меньшим расстоянием между фазами и, как следствие, меньшими индуктивными сопротивлениями и шириной трассы линии (рис. 1.28). При использовании опор «охватывающего типа» (рис. 1.28, *а*) уменьшение расстояния достигается за счет расположения всех фазных расщепленных конструкций внутри «охватывающего портала» или по одну сторону от стойки опор (рис. 1.28, *б*). Сближение фаз обеспечивается с помощью междупазных изоляционных распорок. Имеются различные варианты компактных линий с нетрадиционными схемами расположения проводов расщепленных

фаз (см. рис. 1.28, *в—и*) [1, 51, 68]. Кроме уменьшения ширины трассы на единицу передаваемой мощности компактные линии могут быть созданы для передачи повышенных мощностей (8—10 ГВт); такие линии вызывают меньшую напряженность электрического поля на уровне земли и обладают рядом других технических преимуществ.

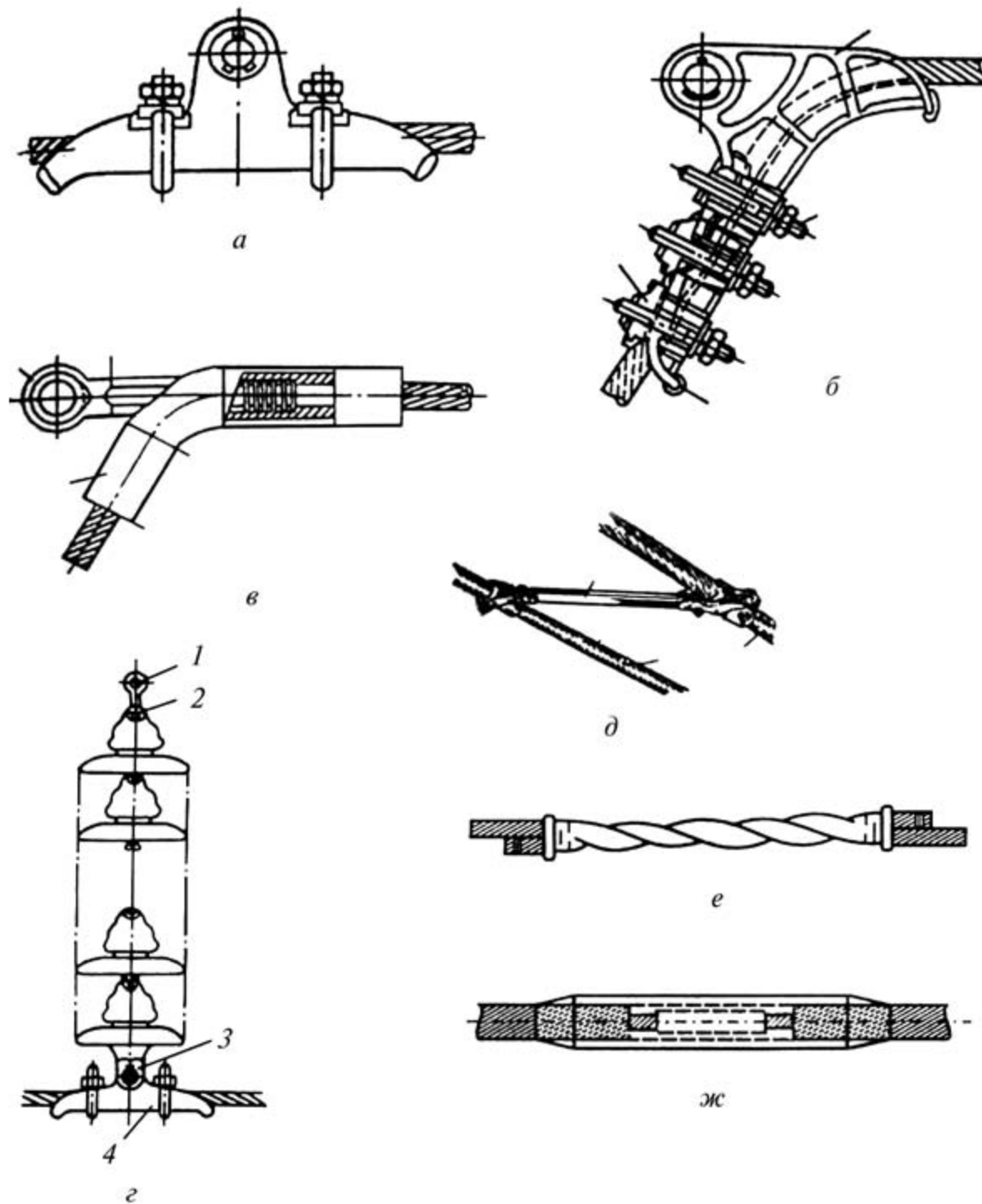


Рис. 1.27. Линейная арматура воздушных линий: *а* — поддерживающий зажим; *б* — болтовой натяжной зажим; *в* — прессуемый (клиновой) болтовой зажим; *г* — поддерживающая гирлянда изоляторов: 1 — серьга; 2 — изолятор подвесной верхний; 3 — ушко; 4 — зажим поддерживающий; *д* — дистанционная распорка; *е* — овальный соединитель; *ж* — прессуемый соединитель

К компактным линиям относятся также управляемые самокомпенсирующиеся линии и управляемые линии с нетрадиционной конфигурацией расщепленных фаз. Они представляют собой двухцепные линии, в которых попарно сдвинуты одноименные фазы разных цепей. При этом к цепям подводятся напряжения, сдвинутые на определенный угол. За счет режимного изменения с помощью специальных устройств угла фазового сдвига осуществляется управление параметрами линий [39, 51].

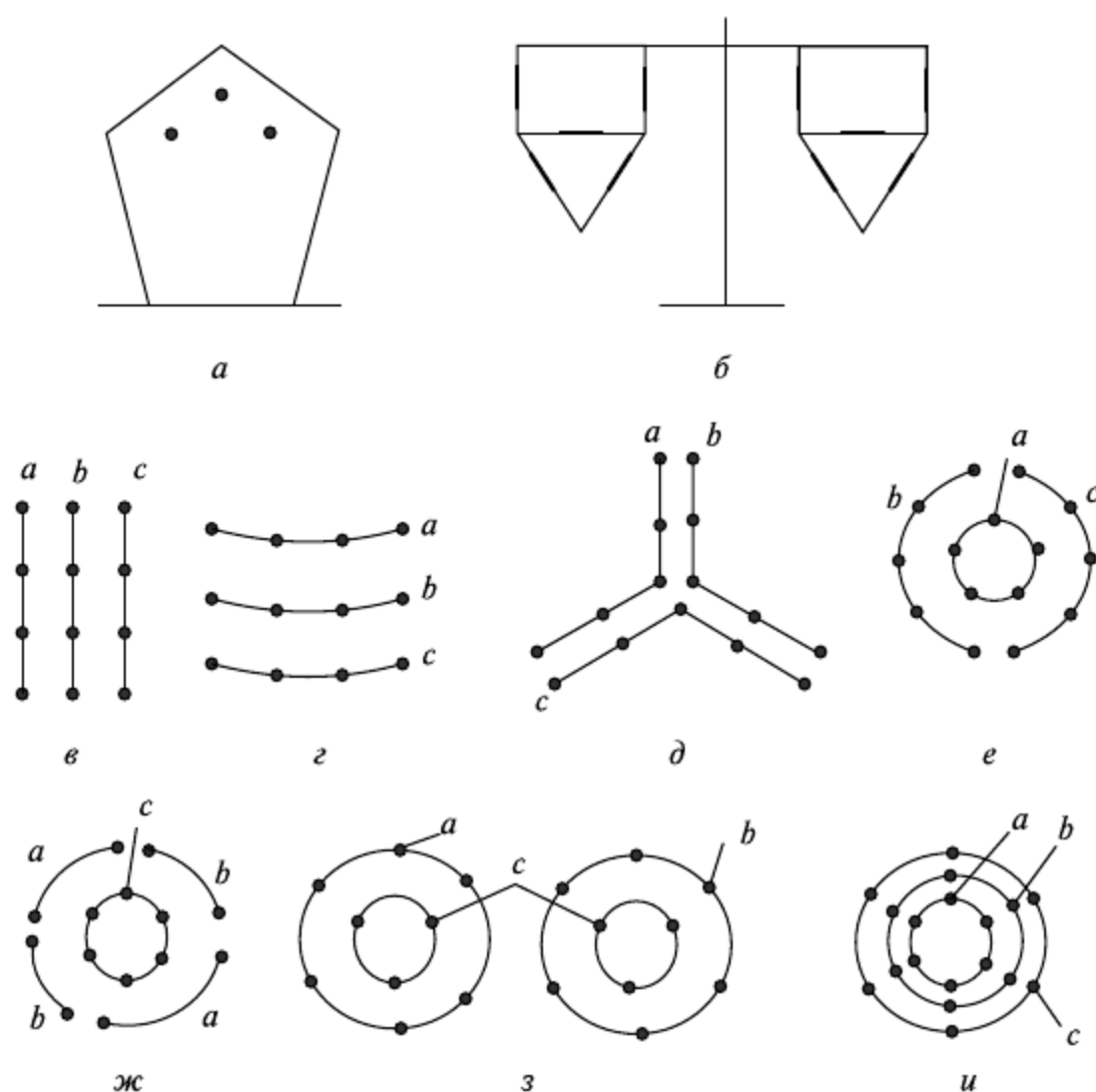


Рис. 1.28. Расположение проводов фаз компактных линий электропередачи: *а* — на опоре «охватывающего типа»; *б* — на двухцепной линии с междуфазовыми изоляционными распорками; *в* — плоское; *г* — параболическое; *д* — плоскотреугольное; *е* — коаксиальное двухсегментное; *ж* — коаксиальное четырехсегментное; *з* — двойное коаксиальное; *и* — коаксиальное

1.7.3. Кабельные линии электропередачи

Кабельная линия (КЛ) — линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей, выполненная каким-либо способом прокладки (рис. 1.29). Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другими требованиями. Наибольшее применение КЛ нашли при передаче и распределении ЭЭ на промышленных предприятиях и в городах (системы внутреннего электроснабжения), при передаче ЭЭ через большие водные пространства и др. Преимущества кабельных линий по сравнению с воздушными заключаются в следующем: неподверженности атмосферным воздействиям, скрытности трассы и недоступности для посторонних лиц, меньшей повреждаемости, компактности линии и возможности широкого развития электроснабжения потребителей городских и промышленных районов. Однако КЛ значительно дороже воздушных того же напряжения (в среднем в 2—3 раза для линий напряжением 6—35 кВ и в 5—6 раз для линий напряжением 110 кВ и выше), сложнее при сооружении и эксплуатации.

В состав КЛ входят: кабель, соединительные и концевые муфты, строительные конструкции и др.

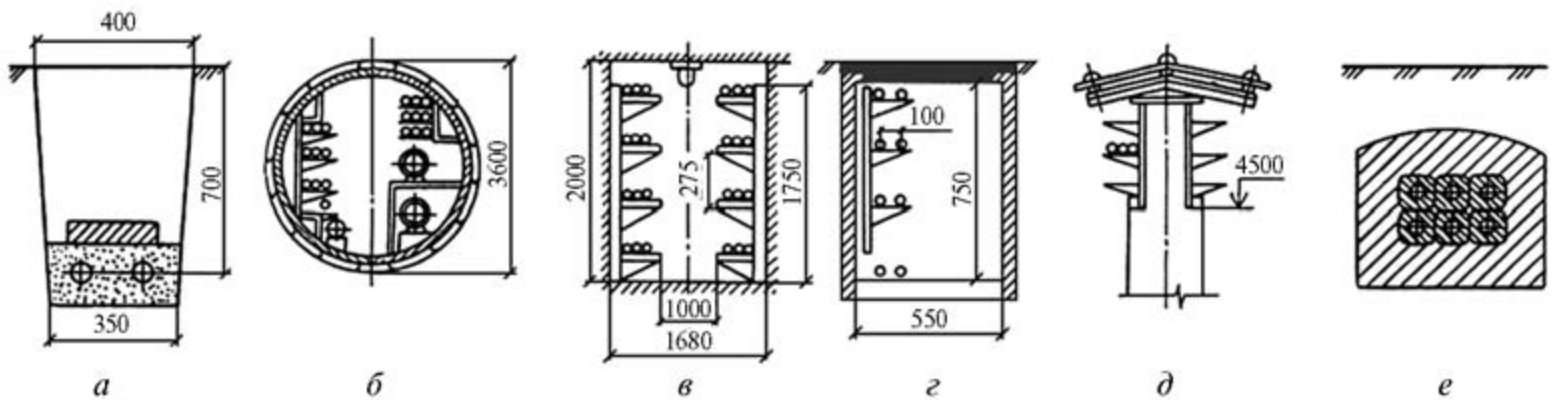


Рис. 1.29. Способы прокладки кабелей и кабельные сооружения: а — земляная траншея; б — коллектор; в — туннель; г — канал; д — эстакада; е — блок

Кабель — готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токопроводящих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку и броню, предохраняющих их от влаги, кислот и механических повреждений. Силовые кабели имеют от одной до четырех алюминиевых или медных жил сечением $1,5\text{--}2000\text{ мм}^2$. Жилы сечением до 16 мм^2 — однопроволочные, свыше — многопроволочные. По форме сечения жилы бывают круглые, сегментные или секторные.

Кабели напряжением до 1 кВ выполняются, как правило, четырехжильными, напряжением 6—35 кВ — трехжильными, а напряжением 110—220 кВ одножильными.

Защитные оболочки выполняются из свинца, алюминия, резины и полихлорвинила. В кабелях напряжением 35 кВ каждая жила дополнительно заключается в свинцовую оболочку, что создает более равномерное электрическое поле и улучшает отвод тепла. Выравнивание электрического поля у кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой достигается экранированием каждой жилы полупроводящей бумагой.

В кабелях на напряжение 1—35 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции.

Броня кабеля, выполненная из стальных лент или стальных оцинкованных проволок, защищается от коррозии наружным покровом из кабельной пряжи, пропитанной битумом и покрытой меловым составом.

В кабелях напряжением 110 кВ и выше для повышения электрической прочности бумажной изоляции их наполняют газом или маслом под избыточным давлением (газонаполненные и маслонаполненные кабели).

В марке, обозначении кабеля указываются сведения о его конструкции, номинальное напряжение, количество и сечение жил. У четырехжильных кабелей напряжением до 1 кВ сечение четвертой («нулевой») жилы меньше, чем фазной. Например, кабель ВПГ-1—3×35+1×25 — с тремя медными жилами сечением по 35 мм^2 и четвертой сечением 25 мм^2 , полиэтиленовой (П) изоляцией на напряжение 1 кВ, оболочкой из полихлорвинила (В), небронированный, без наружного покрова (Г) — для прокладки внутри помещений, каналах, туннелях, при отсутствии механических воздействий на кабель; кабель АОСБ-35—3×70 — кабель с тремя алюминиевыми (А) жилами по 70 мм^2 , с изоляцией на 35 кВ, отдельно освинцованными (О) жилами, в свинцовой (С) оболочке, бронированный (Б) стальными лентами, с наружным защитным покровом — для прокладки в земляной траншее; ОСБ-35—3×70 — означает такой же кабель, но с медными жилами.

Конструкции некоторых кабелей представлены на рис. 1.30.

На рисунке 1.30, г представлен маслонаполненный кабель среднего и высокого давления напряжением 110—220 кВ. Давление масла предотвращает появление воздуха и его ионизацию, устраняя одну из основных причин пробоя изоляции. Три однофазных кабеля помещены в стальную трубу 4, заполненную маслом 2 под избыточным давлением. Токоведущая жила б состоит из медных круглых проволок и по-

крыта бумажной изоляцией 1 с вязкой пропиткой; поверх изоляции наложен экран 3 в виде медной перфорированной ленты и бронзовых проволок, предохраняющих изоляцию от механических повреждений при протягивании кабеля в трубе. Снаружи стальная труба защищена покровом 5 [39].

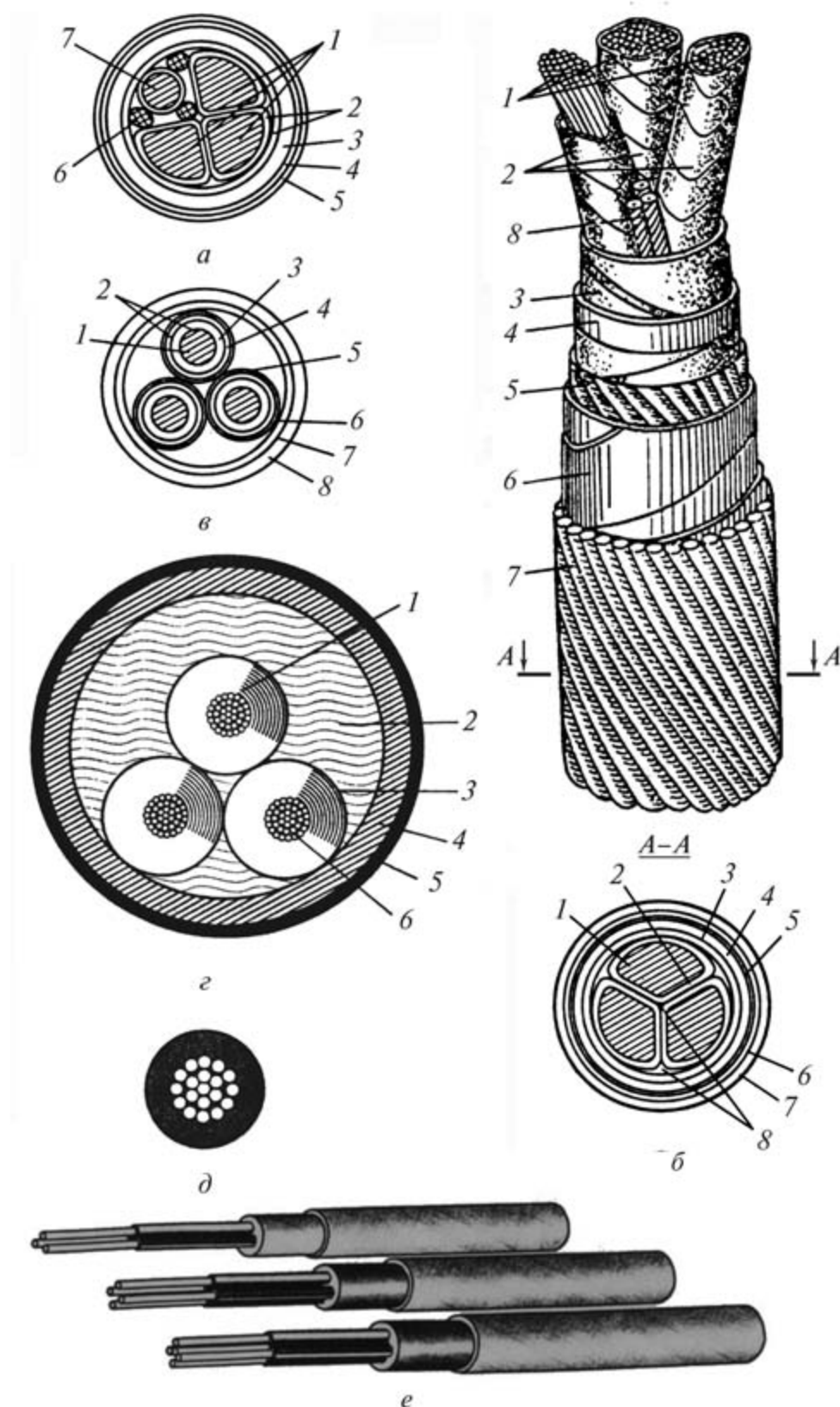


Рис. 1.30. Силовые кабели:

а — четырехжильный напряжением 380 В: 1 — токопроводящие фазные жилы; 2 — бумажная фазная и поясная изоляция; 3 — защитная оболочка; 4 — стальная броня; 5 — защитный покров; 6 — бумажный наполнитель; 7 — нулевая жила; *б* — трехжильный с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ: 1 — токоведущие жилы; 2 — фазная изоляция; 3 — общая поясная изоляция; 4 — защитная оболочка; 5 — подушка под броней; 6 — стальная броня; 7 — защитный покров; 8 — наполнитель; *в* — трехжильный напряжением 35 кВ: 1 — круглые токопроводящие жилы; 2 — полупроводящие экраны; 3 — фазная изоляция; 4 — свинцовая оболочка; 5 — подушка; 6 — наполнитель из кабельной пряжи; 7 — стальная броня; 8 — защитный покров; *г* — маслonaполненный высокого давления: 1 — бумажная изоляция; 2 — масло; 3 — экран; 4 — стальная труба; 5 — защитный покров; 6 — токоведущая жила; *д* — одножильный с пластмассовой изоляцией; *е* — многожильный с пластмассовой изоляцией

Широко распространены кабели в полихлорвиниловой изоляции, производимые одножильными (рис. 1.30, *д*) или трех-, четырех- и пятижильными (рис. 1.30, *е*).

Более подробные данные о различных типах и марках кабелей, областях их применения приведены в работах [40, 66, 76].

Кабели изготавливаются отрезками ограниченной длины в зависимости от напряжения и сечения. При прокладке отрезки соединяют посредством *соединительных муфт*, герметизирующих места соединения. При этом концы жил кабелей освобождают от изоляции и заделывают в соединительные зажимы.

При прокладке в земле кабелей напряжением 0,38—10 кВ для защиты от коррозий и механических повреждений место соединения заключается в защитный чугунный разъемный кожух. Для кабелей напряжением 35 кВ используются также стальные или стеклопластиковые кожухи. На рисунке 1.31, *а* показано соединение трехжильного низковольтного кабеля 2 в чугунной муфте 1. Концы кабеля фиксированы фарфоровой распоркой 3 и соединены зажимом 4. Муфты кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией заполняются битуминозными составами, кабели напряжением 20—35 кВ — масляными наполнителями [73]. Для кабелей с пластмассовой изоляцией применяют соединительные муфты из термоусаживаемых изоляционных трубок, количество которых соответствует количеству фаз, и одной термоусаживаемой трубки для нулевой жилы, усаживаемых в герметизированную муфту (рис. 1.31, *б*) [39]. Применяют и другие конструкции соединительных муфт.

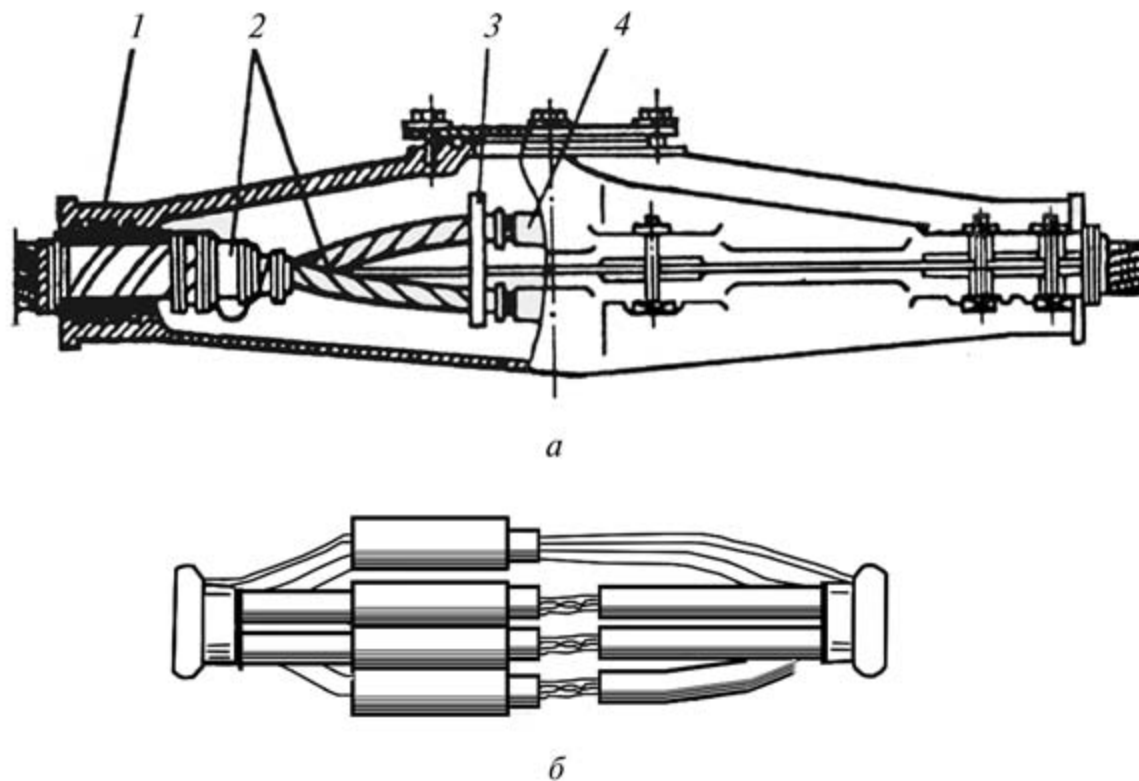


Рис. 1.31. Соединительные муфты для трех- и четырехжильных кабелей напряжением до 1 кВ:
а — чугунная: 1 — муфта чугунная; 2 — кабель; 3 — распорка фарфоровая;
 4 — зажим; *б* — из термоусаживаемых изоляционных трубок

На концах кабелей применяют *концевые муфты* или концевые заделки. На рисунке 1.32, *а* приведена мастиконаполненная трехфазная муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами для кабелей напряжением 10 кВ. Для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией применяется концевая муфта, представленная на рис. 1.32, *б*. Она состоит из термоусаживаемой перчатки 4, стойкой к воздействию окружающей среды, и полупроводящих термоусаживаемых трубок 3, с помощью

которых на конце трехжильного кабеля создаются три одножильных кабеля. На отдельные жилы надеваются изоляционные термоусаживаемые трубки 2. На них монтируется нужное количество термоусаживаемых изоляторов 1.

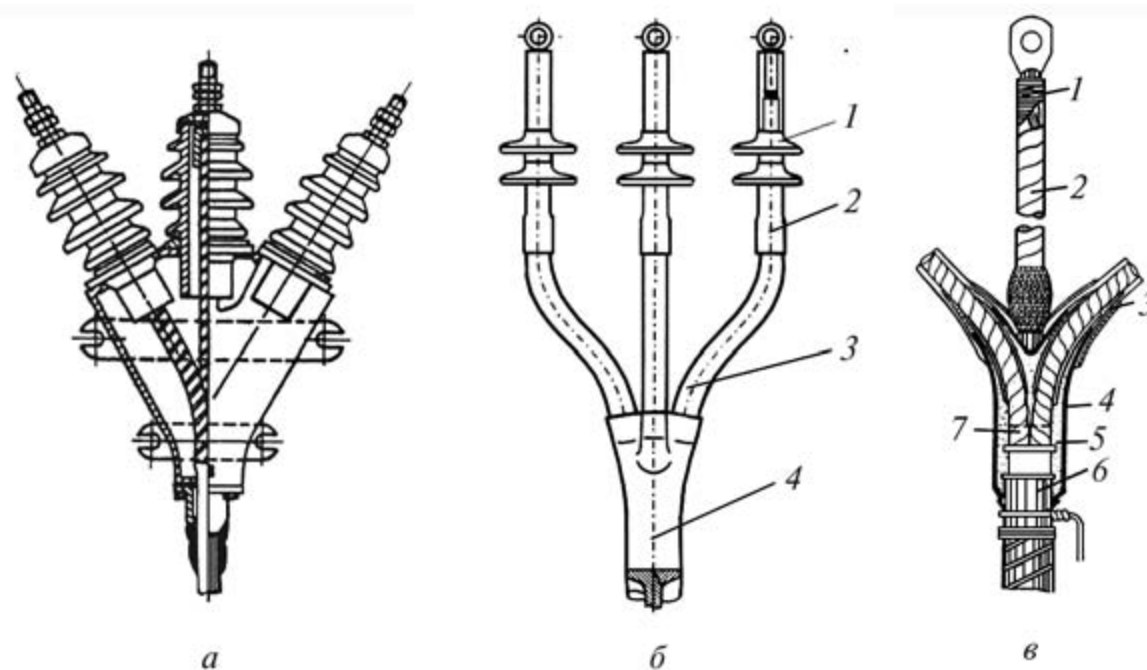


Рис. 1.32. Концевые муфты для трехжильных кабелей напряжением 10 кВ:

а — наружной установки с фарфоровыми изоляторами; *б* — наружной установки с пластмассовой изоляцией: 1 — изоляторы термоусаживаемые; 2 — трубки термоусаживаемые изоляционные; 3 — трубки термоусаживаемые полупроводниковые; 4 — перчатка термоусаживаемая; *в* — внутренней установки с сухой разделкой: 1 — бандаж; 2, 3 — лента изоляционная; 4 — перчатка изоляционная; 5 — масса кабельная герметизационная; 6 — оболочка кабеля; 7 — изоляция

Для кабелей напряжением 10 кВ и ниже с пластмассовой изоляцией во внутренних помещениях применяют сухую разделку (рис. 1.32, *в*). Разделанные концы кабеля с изоляцией 7 обматывают липкой полихлорвиниловой лентой 2 и лакируют; концы кабеля герметизируют кабельной массой 5 и изоляционной перчаткой 4, перекрывающей оболочку кабеля 6, концы перчатки и жилы дополнительно уплотняют и обматывают изоляционной полихлорвиниловой лентой 2, 3; ленту 2 для предотвращения отставания и разматывания фиксируют бандажами из шпагата 1.

Способ прокладки кабелей определяется условиями трассы линии. С помощью строительных конструкций кабели прокладываются в земляных траншеях, блоках, туннелях, кабельных туннелях, коллекторах, по кабельным эстакадам, а также по перекрытиям зданий (см. рис. 1.29).

Наиболее часто на территории городов, промышленных предприятиях кабели прокладывают в земляных траншеях (см. рис. 1.29, *а*). Для предотвращения повреждений из-за прогибов на дне траншеи создают мягкую подушку из слоя просеянной земли или песка. При прокладке в одной траншее нескольких кабелей напряжением до 10 кВ расстояние по горизонтали между ними должно быть не менее 0,1 м; 0,25 м — между кабелями напряжением 20—35 кВ. Кабель засыпают небольшим слоем такого же грунта и закрывают кирпичом или бетонными плитами для защиты от механических повреждений. После этого кабельную траншею засыпают землей. В местах перехода через дороги и на вводах в здания кабель прокладывают в асбестоцементных или иных трубах. Это защищает кабель от вибраций и обеспечивает возможность ремонта без вскрытия полотна дороги. Прокладка в траншеях — наименее затратный способ кабельной канализации ЭЭ.

В местах прокладки большого количества кабелей, агрессивный грунт и блуждающие токи ограничивают возможность их прокладки в земле, поэтому совместно с другими подземными коммуникациями используют специальные сооружения: коллекторы, туннели, каналы, блоки и эстакады. Коллектор (см. рис. 1.29, б) служит для совместного размещения в нем разных подземных коммуникаций: кабельных силовых линий и линий связи, водопровода по городским магистралям и на территории крупных предприятий. При большом числе параллельно прокладываемых кабелей, например, от здания мощной электростанции, применяют прокладку в туннелях (рис. 1.29, в). При этом улучшаются условия эксплуатации, снижается площадь поверхности земли, необходимая для прокладки кабелей. Однако стоимость туннелей весьма велика. Туннель предназначен только для прокладки кабельных линий. Его сооружают под землей из сборного железобетона или канализационных труб большого диаметра, емкость туннеля — от 20 до 50 кабелей.

При меньшем числе кабелей применяют кабельные каналы (см. рис. 1.29, г), закрытые землей или выходящие на уровень поверхности земли. Кабельные эстакады и галереи (рис. 1.29, д) используют для надземной прокладки кабелей. Этот вид кабельных сооружений широко применяют там, где непосредственно прокладка силовых кабелей в земле является опасной из-за оползней, обвалов, вечной мерзлоты и др. В кабельных каналах, туннелях, коллекторах и по эстакадам кабели прокладываются по кабельным кронштейнам.

В крупных городах и на больших предприятиях кабели иногда прокладываются в блоках (рис. 1.29, е), представляющих асбестоцементные трубы, стыки, которые заделаны бетоном. Однако в них кабели плохо охлаждаются, что снижает их пропускную способность, поэтому прокладывать кабели в блоках следует лишь при невозможности прокладки их в траншеях.

В зданиях по стенам и перекрытиям большие потоки кабелей укладывают в металлические лотки и короба. Одиночные кабели могут прокладываться открыто по стенам и перекрытиям или скрыто: в трубах, пустотелых плитах и других строительных частях зданий.

1.7.4. Токопроводы, шинопроводы и внутренние проводки

Токопроводом называют линию электропередачи, токоведущие части которой выполнены из одного или нескольких жестко закрепленных алюминиевых или медных проводов или шин и относящихся к ним поддерживающих и опорных конструкций и изоляторов, защитных оболочек (коробов).

Жесткий симметричный токопровод напряжением 6—10 кВ выполняется из шин коробчатого сечения, жестко закрепленных на опорных изоляторах, прикрепленных к общей стальной конструкции по вершинам равностороннего треугольника. Токопровод может прокладываться открыто — на опорах или эстакадах либо скрыто — в туннелях (рис. 1.33) и галереях.

Гибкий унифицированный симметричный токопровод напряжением 6—10 кВ наружного наполнения является по существу двухцепной ВЛ с расщепленными фазами (рис. 1.34, а). Каждая фаза состоит из 4, 6, 8 или 10 проводов марки А 600, располагаемых на поддерживающих зажимах по окружности диаметром 600 мм.

С помощью специальной системы подвески на изоляторах все три фазы размещаются по вершинам треугольника и крепятся к опорам. Для предотвращения схлестывания фаз между собой в пролетах устанавливаются межфазовые изолирующие распорки.

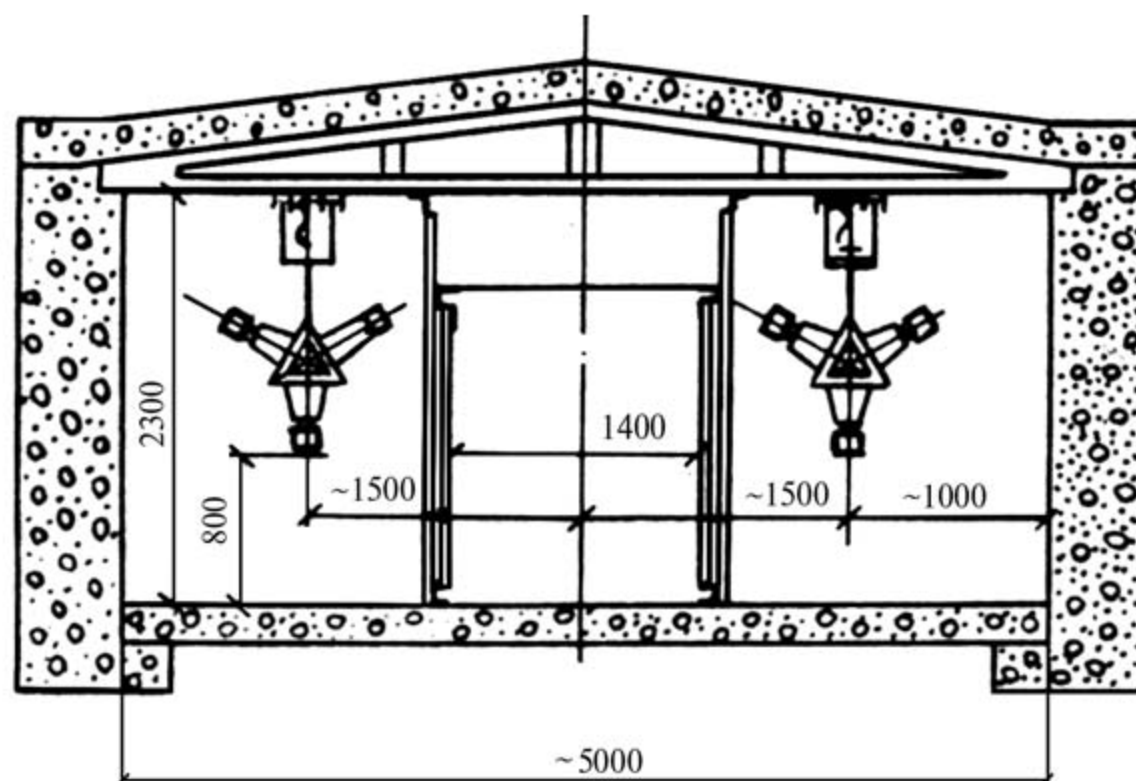


Рис. 1.33. Прокладка жесткого симметричного токопровода 6—10 кВ в туннеле

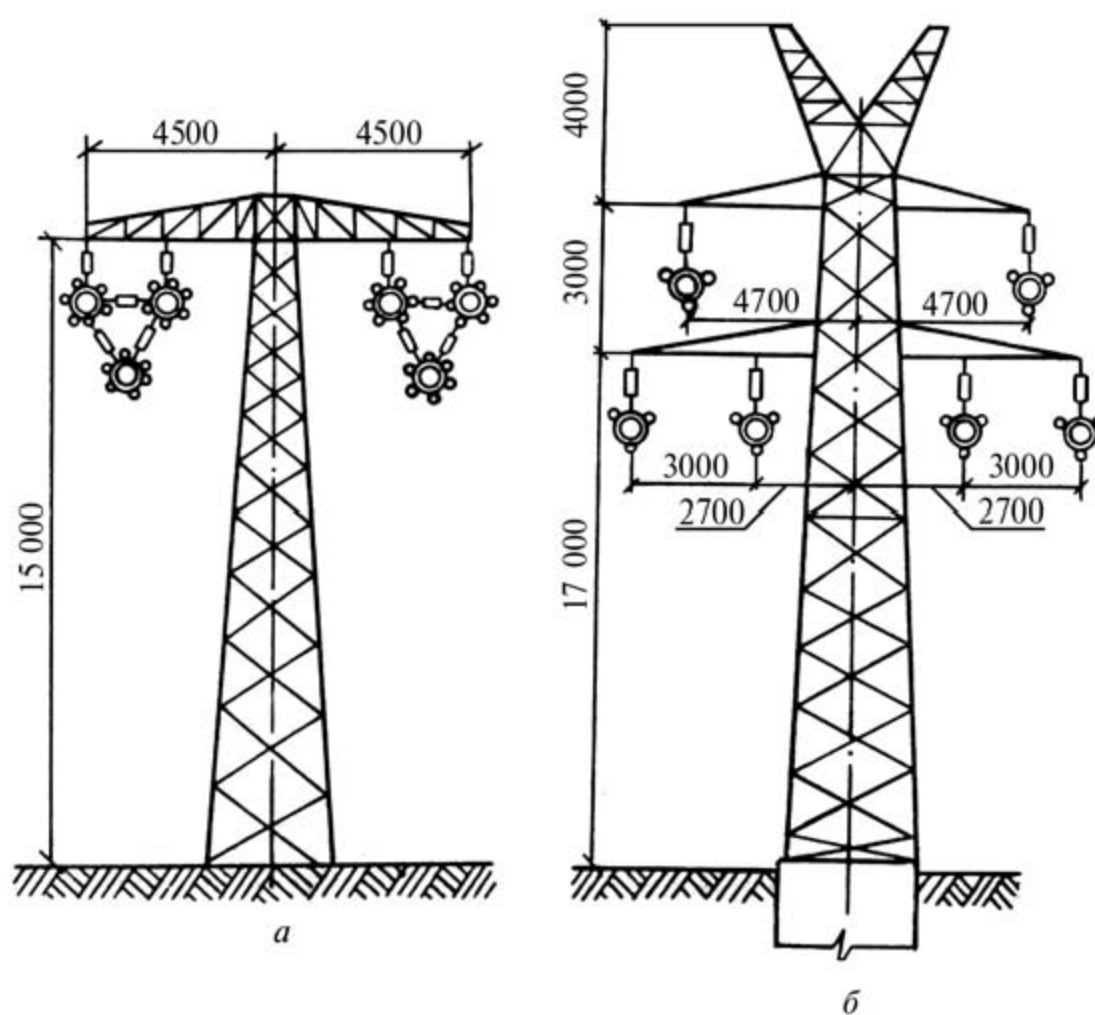


Рис. 1.34. Гибкие симметричные токопроводы:
а — напряжением 10 кВ; б — напряжением 35 кВ

У гибкого токопровода 35 кВ (рис. 1.34, б) фазы состоят из трех проводов марки А 600, закреплены в кольца и посредством несущего стального троса подвешены на изоляторах к опоре. Опоры гибких токопроводов, сооружаемые из железобетона или стали, устанавливаются через расстояние 50—100 м. Отпайки от токопроводов

к электропотребителям выполняются шинами или голыми проводами. Характеристики токопроводов приведены в приложении 1, в табл. П1.17.

Шинопроводом называют защищенные и закрытые токопроводы, выполненные жесткими шинами. Шинопроводы напряжением до 1 кВ применяют в цеховых сетях промышленных предприятий, более 1 кВ — в цепях генераторного напряжения для передачи ЭЭ к повышающим трансформаторам электростанций. Токопроводы напряжением 6—35 кВ используются для магистрального питания энергоемких предприятий при силе тока 1,5—6,0 кА.

Шинопроводы промышленных предприятий (комплектные токопроводы) напряжением до 1 кВ монтируют из стандартных секций заводского изготовления. Отдельные секции 5 такого токопровода (рис. 1.35, а) состоят из коробов с размещенными в них элементами токопроводов, ответвительной 3 и вводной 4 коробок, присоединенных через ответвительную секцию 2 к магистрали 1. Комплектный шинопровод, выпускаемый трех- и четырехпроводным (рис. 1.35, б), состоит из секций в виде отрезков шин 1, закрепленных на прокладках 3 в коробе 2 с зажимами 4 для присоединения электропотребителей. Длина таких секций по условиям транспортирования не превышает 6 м. Короба шинопроводов необходимы для защиты от внешних воздействий, иногда их используют в качестве нулевого проводника.

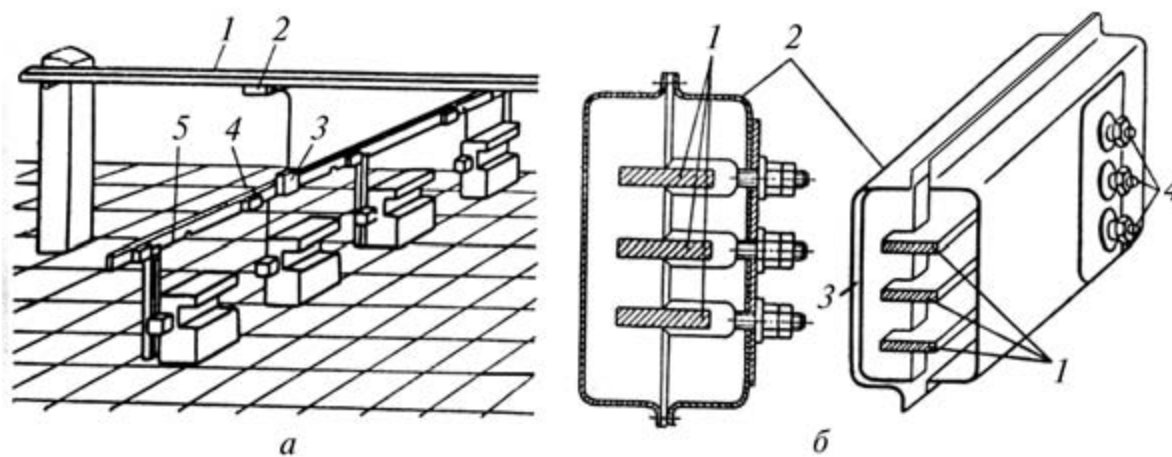


Рис. 1.35. Общий вид комплектного токопровода на напряжение до 1 кВ (а) и конструкция шинопровода (б)

Внутренними электропроводками называются провода и кабели с электроустановочными и электромонтажными изделиями, предназначенные для прокладки внутренних сетей в зданиях [75]. Они выполняются открытыми и скрытыми в большинстве случаев изолированными проводами, прокладываемыми на изоляторах или в трубах. Кабели прокладываются в каналах, полах или стенах. Иногда к внутренним электропроводкам относят также токопроводы (шинопроводы) цеховых сетей промышленных предприятий.

Контрольные вопросы

1. Почему необходимо передавать (транспортировать) электроэнергию?
2. Какие элементы входят в систему передачи и распределения электроэнергии? Какова ее задача?
3. Что общего в понятиях «электропередача» и «электрическая сеть» и чем они отличаются?
4. Чем отличаются понятия «система электроснабжения» и «электроэнергетическая система»?

5. Каким требованиям должна удовлетворять система передачи и распределения ЭЭ?
6. Почему передача и распределение электроэнергии осуществляется преимущественно на трехфазном переменном токе? Какова при этом роль трансформаторов?
7. Каковы преимущества и качества линий электропередачи постоянного тока?
8. Что сдерживает широкое применение линий постоянного тока? Почему применение линий постоянного тока может быть целесообразным при больших длинах?
9. Какова классификация линий электропередачи переменного тока? Какие линии составляют системы передачи и распределения ЭЭ?
10. Почему необходимы автоматические устройства на всех объектах систем передачи и распределения ЭЭ?
11. Какие виды системной автоматики широко применяются в электропередачах?
12. Почему применение системной автоматики повышает надежность электроснабжения?
13. В чем отличие областей применения АПВ и АВР?
14. При каких авариях и режимах действует АРВ, когда применяют АЧР?
15. Какие устройства автоматического управления режимами напряжения применяют в электропередачах?
16. Каковы состав и общие условия функционирования АСДТУ?
17. Что образует систему передачи ЭЭ? Каким требованиям она должна соответствовать?
18. Какие значения мощностей и дальности передачи присущи системам передачи ЭЭ? В чем условность разделения систем передачи и распределения ЭЭ по номинальному напряжению?
19. Каковы основные принципы построения схем передачи ЭЭ? Какие преимущества связанной схемы по сравнению с блочной?
20. Какие возможны этапы развития системы передачи ЭЭ? В чем преимущества и недостатки сложнзамкнутых систем передачи ЭЭ?
21. Что понимается под пропускной способностью электропередачи? Какими условиями она ограничена?
22. Как можно увеличить пропускную способность электропередачи по условию устойчивости генераторов, систем?
23. Почему целесообразно подключение к дальним электропередам промежуточных подстанций?
24. Каково назначение системы распределения ЭЭ? Какими свойствами она обладает?
25. Какие сети составляют систему распределения ЭЭ? Какие уровни (ступени) в ней выделяются?
26. По каким признакам классифицируются распределительные сети? Чем определяется их схемное построение?
27. В чем преимущества и недостатки радиальных и магистральных схем?
28. Как формируются замкнутые сети? Каковы их виды?
29. В каких случаях экономически целесообразно применение сложнзамкнутых сетей?
30. Почему распределительные сети замкнутой конфигурации эксплуатируются в разомкнутом режиме?
31. Каковы особенности распределительных сетей?

32. Как классифицируются линии электропередачи по конструктивному исполнению? Какими факторами определяется выбор типа ЛЭП?
33. Каким требованиям должны удовлетворять материалы и конструкции ВЛ?
34. Из каких основных конструктивных элементов состоит ВЛ? Каковы ее основные геометрические характеристики. Чем они определяются?
35. В чем назначение опор? Каковы их типы, различающиеся по функциональному назначению?
36. Каковы преимущества и недостатки деревянных, железобетонных и металлических опор?
37. Какие материалы применяются для изготовления проводов и грозозащитных тросов? Какие преимущества и недостатки алюминиевых, медных и сталеалюминевых проводов?
38. Какие типы изоляторов используются на воздушных линиях?
39. Какова основная арматура ВЛ, ее назначение?
40. Какова конструкция линии с изолированными проводами? Каковы преимущества таких линий?
41. Какие линии называются компактными? В чем их преимущество перед ВЛ традиционного исполнения?
42. В каких случаях применяются кабельные линии? Какие существуют способы прокладки кабелей?
43. Каковы преимущества и недостатки кабельных линий по сравнению с воздушными?
44. Какими условиями определяется выбор способа прокладки кабеля?
45. Чем конструктивно отличаются кабели напряжением 10 кВ и 110 кВ?
46. Какие применяют типы кабельных муфт?
47. Как конструктивно устроены жесткие и гибкие токопроводы?
48. В каких случаях целесообразнее применять воздушные линии, кабельные линии и токопроводы?

ГЛАВА 2

РАСЧЕТ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

2.1. Общая характеристика схем замещения

Параметры фаз линии электропередачи равномерно распределены по ее длине, т.е. линия электропередачи представляет собой цепь с равномерно распределенными параметрами. Точный расчет схемы, содержащей такую цепь, приводит к сложным вычислениям. В связи с этим при расчетах линий электропередач в общем случае применяют упрощенные Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами (рис. 2.1). Погрешности электрического расчета линии при Т- и П-образной схемах замещения примерно одинаковы. Они зависят от длины линии.

Допущение о сосредоточенности реально равномерно распределенных параметров по длине ЛЭП справедливо при протяженности воздушных линий (ВЛ), не превышающих 300—350 км, а для кабельных линий (КЛ) — 50—60 км. Для ЛЭП большей длины применяют различные способы учета распределенности их параметров¹.

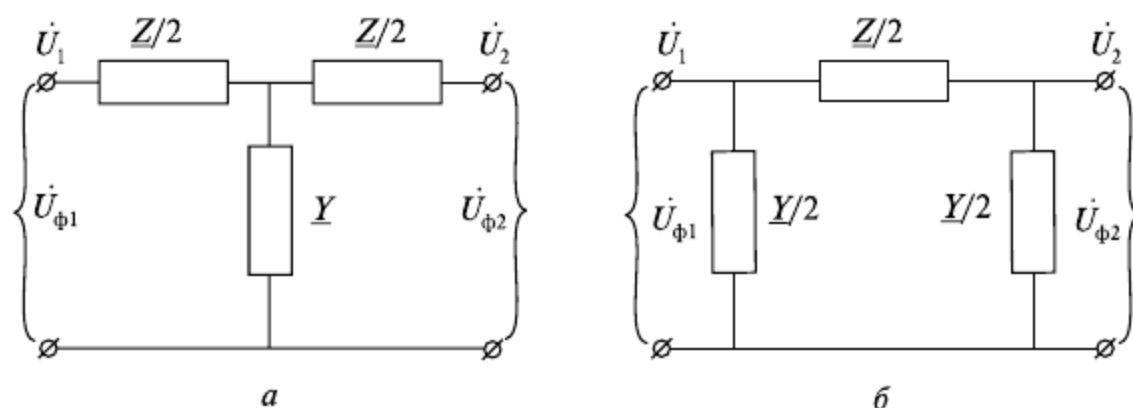


Рис. 2.1. Схема замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами — Т-образная (а) и П-образная (б)

Размерность схемы ЭС и соответственно системы моделирующих уравнений определяется числом узлов схемы. В практических расчетах, в особенности с использованием ЭВМ, лучше применять П-образные схемы замещения, имеющие в 1,5 раза меньшую размерность схемы в сопоставлении с моделированием ЛЭП Т-образной схемой. Поэтому П-образную схему замещения ЛЭП необходимо рассмотреть более подробно [20, 53].

Выделим в схемах замещения продольные элементы — сопротивления ЛЭП: $Z = R + jX$ и поперечные элементы — проводимости: $Y = G + jB$ (см. рис. 2.1). Значения указанных параметров для ЛЭП определяются по общему выражению

$$P = P_0 L, \quad (2.1)$$

¹ Моделирование протяженных ЛЭП будет рассматриваться в подразделе 2.5.

где $\Pi_0 \{R_0, X_0, g_0, b_0\}$ — значение продольного или поперечного параметра, отнесенного к 1 км линии; L — протяженность линии электропередачи, км (иногда эти параметры именуется погонными).

Для ЛЭП определенного исполнения и класса напряжения используют частные случаи этих схем в зависимости от физического проявления и значения соответствующего параметра, следующего ряда.

Активное сопротивление обуславливает нагревание проводов (тепловые потери) и зависит от материала токоведущих проводников и их сечения. Для линий с проводами небольшого сечения, выполненных цветным металлом (алюминий, медь), активное сопротивление принимают равным омическому (сопротивлению постоянному току), поскольку проявление поверхностного эффекта при промышленных частотах 50—60 Гц незаметно (около 1%). Для проводов большого сечения (500 мм² и более) явление поверхностного эффекта при промышленных частотах значительно.

Активное погонное сопротивление линии определяется по формуле, Ом/км

$$R_0 = \rho / F, \quad (2.2)$$

где ρ — удельное активное сопротивление материала провода, Ом·мм²/км. Для технического алюминия в зависимости от его марки можно принять $\rho = 29,5—31,5$ Ом·мм²/км, для меди $\rho = 18,0—19,0$ Ом·мм²/км; F — сечение фазного провода (жила), мм².

Активное сопротивление не остается постоянным. Оно зависит от температуры провода, которая определяется температурой окружающего воздуха (среды), скоростью ветра и значением проходящего по проводу силы тока.

Омическое сопротивление упрощенно можно трактовать как препятствие направленному движению зарядов узлов кристаллической решетки материала проводника, совершающих колебательные движения около равновесного состояния. Интенсивность колебаний и соответственно омическое сопротивление возрастают при повышении температуры проводника.

Зависимость активного сопротивления от температуры провода t определяется выражением

$$R_0^t = R_0^{20} [1 + \alpha(t - 20 \text{ }^\circ\text{C})], \quad (2.3)$$

где R_0^{20} — нормативное значение сопротивления R_0 , рассчитывается по формуле (2.2), при температуре проводника $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$; α — температурный коэффициент электрического сопротивления, 1/град (для медных, алюминиевых и сталеалюминевых проводов $\alpha = 0,00403$, для стальных — $\alpha = 0,00455$).

Трудность уточнения активного сопротивления линий по выражению (2.3) заключается в том, что температура провода, зависящая от токовой нагрузки и интенсивности охлаждения, может заметно превышать температуру окружающей среды. Необходимость такого уточнения может возникнуть при расчете сезонных электрических режимов [49].

При расщеплении фазы ВЛ на n одинаковых проводов в выражении (2.2) необходимо учитывать суммарное сечение проводов фазы по формуле

$$R_0 = \rho / nF. \quad (2.4)$$

Индуктивное сопротивление обусловлено магнитным полем, возникающим вокруг и внутри проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции, направленная в соответствии с принципом Ленца, противоположно ЭДС источника:

$$e_L = -\frac{d\psi}{dt} = -L \frac{di}{dt}.$$

Именно противодействие, которое оказывает ЭДС самоиндукции изменению ЭДС источника, и обуславливает индуктивное сопротивление проводника. Чем больше изменение потокосцепления $d\psi / dt$, определяемое частотой тока $\omega = 2\pi f$ (скоростью изменения силы тока di/dt), и индуктивность L фазы, зависящая от конструкции (разветвленности) фазы и трехфазной ЛЭП в целом, тем больше индуктивное сопротивление элемента $X = \omega L$. Значит, для одной и той же линии (или просто электрической катушки) с ростом частоты питающего тока f индуктивное сопротивление увеличивается. Естественно, что при нулевой частоте ($\omega = 2\pi f = 0$), например в сетях постоянного тока, индуктивное сопротивление ЛЭП отсутствует.

На индуктивное сопротивление фаз многофазных ЛЭП оказывает влияние также взаимное расположение фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимоиндукции. При симметричном расположении фаз, например по вершинам равностороннего треугольника, результирующая противодействующая ЭДС во всех фазах одинакова, следовательно, одинаковы пропорциональные ей индуктивные сопротивления фаз. При горизонтальном расположении фазных проводов потокосцепление фаз неодинаково, поэтому индуктивные сопротивления фазных проводов отличаются друг от друга. Для достижения симметрии (одинаковости) параметров фаз на специальных опорах выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов.

Индуктивное сопротивление, Ом/км, отнесенное к 1 км линии, определяется по эмпирической формуле

$$X_0 = \omega L_0 = \omega \left(0,46 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{нр}}} + 0,05\mu \right) 10^{-3}, \quad (2.5)$$

где $D_{\text{ср}}$ — среднегеометрическое расстояние между фазными проводами (жилами), м; $r_{\text{нр}}$ — радиус многопроволочных проводов, м; μ — магнитная проницаемость материала, Гн/м.

Если принять частоту тока 50 Гц, то $\omega = 2\pi f = 314$ рад/с для проводов из цветных металлов ($\mu = 1$) получим:

$$X_0 = X'_0 + X''_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{нр}}} + 0,016\mu, \quad (2.6)$$

а при частоте 60 Гц соответственно ($\omega = 376,8$ рад/с)

$$X_0 = 0,173 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{нр}}} + 0,019\mu. \quad (2.7)$$

При сближении фазных проводов влияние ЭДС взаимной индукции возрастает, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления ЛЭП (см. прил. 1, табл. П1.10, П1.11). Особенно заметно снижение индуктивного сопротивления (в 3—5 раз) в кабельных линиях. Разработаны компактные ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности со сближенными фазами с использованием эффекта взаимного влияния цепей и сниженным на 25—30% индуктивным сопротивлением [1, 51, 68].

Среднегеометрическое расстояние между фазными проводами (жилами), м,

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}} \quad (2.8)$$

зависит от расположения фазных проводов (шин). Фазы ВЛ могут располагаться горизонтально или по вершинам треугольника, фазные шины токопроводов в горизонтальной или вертикальной плоскости, жилы трехжильного кабеля — по вершинам равностороннего треугольника.

При отсутствии справочных данных фактический радиус многопроволочных проводов $r_{\text{пр}}$ можно определить по суммарной площади сечений токоведущей F и стальной части $F_{\text{ст}}$ провода, увеличив его с учетом скручивания на 15—20%, т.е.

$$r_{\text{пр}} = (1,15 - 1,20) \sqrt{\frac{F + F_{\text{ст}}}{\pi}}. \quad (2.9)$$

Отметим, что индуктивное сопротивление состоит из двух составляющих: внешней и внутренней. Внешнее индуктивное сопротивление X'_0 определяется внешним магнитным потоком, образованным вокруг проводов, и значениями величин $D_{\text{ср}}$ и $r_{\text{пр}}$. Естественно, что при уменьшении расстояния между фазами растет влияние ЭДС взаимной индукции, а индуктивное сопротивление снижается и наоборот. У кабельных линий с их малыми расстояниями между токоведущими жилами (на два порядка меньше, чем в ВЛ) индуктивное сопротивление значительно (в 3—5 раз) меньше, чем у воздушных. Для определения X_0 кабельных линий формулы (2.5) и (2.6) не применяют, так как они не учитывают конструктивных особенностей кабелей.

При расчетах пользуются заводскими данными об индуктивном сопротивлении кабелей [10, 20], (см. прил. 1, табл. П1.3 и П1.4). Внутреннее индуктивное сопротивление X''_0 определяется внутренним потоком, замыкающимся в проводах.

Для стальных проводов (подробнее в подразделе 2.4) его значение находится в зависимости от токовой нагрузки и дается в справочной литературе, а также далее (см. прил. 1, табл. П1.7 и П1.8).

Таким образом, активное сопротивление ЛЭП зависит от материала, сечения и температуры провода. Зависимость $R_0 = \varphi(F)$ обратно пропорциональна сечению провода, ярко выражена при малых сечениях, когда R_0 имеет большие значения, и мало заметна при больших сечениях проводов. Индуктивное сопротивление ЛЭП определяется исполнением линии, конструкцией фазы (рис. 2.2) и практически не зависит от сечения проводов (значение $\lg(D_{\text{ср}}/r_{\text{пр}}) \approx \text{const}$).

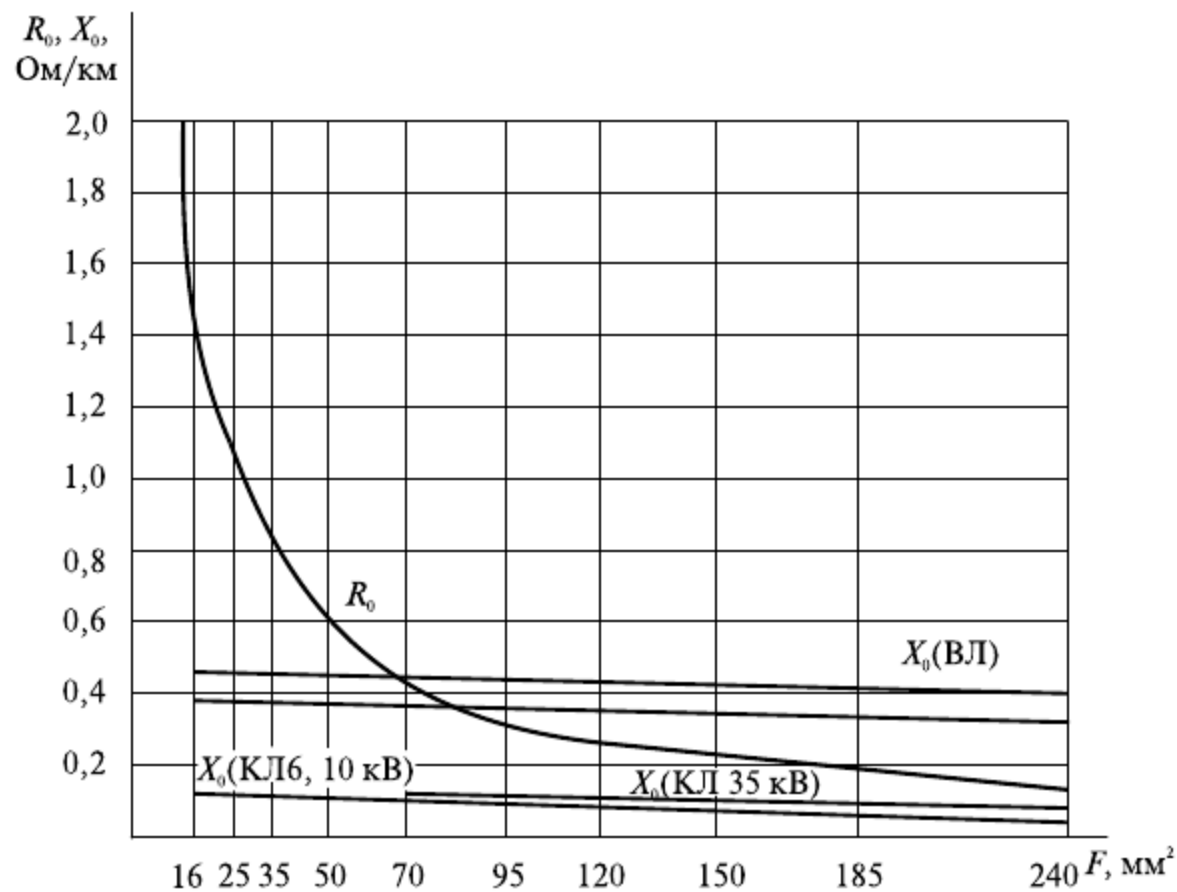


Рис. 2.2. Зависимость R_0 и X_0 от изменения сечений проводов и жил кабелей из цветных металлов

Емкостная проводимость обусловлена емкостями между фазами, фазными проводами (жилами) и землей. В схеме замещения ЛЭП используется расчетная (рабочая) емкость плеча эквивалентной звезды, полученной из преобразования треугольника проводимостей $C = C_0^a + 3C_{ab}$ в звезду (рис. 2.3, в).

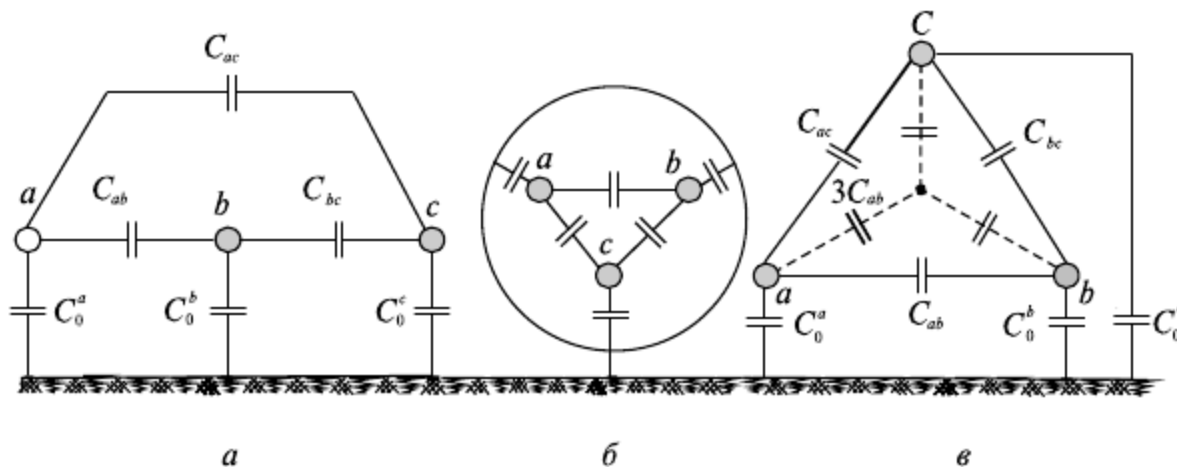


Рис. 2.3. Емкости трехфазных линий электропередачи:

а — воздушной линии; б — кабельной линии; в — преобразование треугольника емкостей в звезду

В практических расчетах рабочую емкость трехфазной ВЛ с одним проводом в фазе на единицу длины, $\Phi/\text{км}$, определяют по формуле

$$C_0 = \frac{0,024}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{нр}}}} \cdot 10^{-6}. \quad (2.10)$$

Рабочая емкость кабельных линий существенно выше емкости ВЛ, так как жилы кабеля очень близки друг к другу и заземленным металлическим оболочкам. Кроме того, диэлектрическая проницаемость кабельной изоляции значительно больше единицы — диэлектрической проницаемости воздуха. Большое разнообразие конструкций кабеля, отсутствие их геометрических размеров усложняет определение

рабочей емкости, в связи с чем на практике пользуются данными эксплуатационных или заводских замеров (табл. 2.1).

Емкостная проводимость ВЛ и КЛ, См/км, определяется по общей формуле

$$b_0 = \omega C_0. \quad (2.11)$$

Таблица 2.1

Рабочая емкость $C_0 \cdot 10^{-6}$, трехжильных кабелей с поясной изоляцией, Ф/км

Напря- жение, кВ	Сечение жилы, мм ²										
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
До 1	0,35	0,40	0,50	0,53	0,63	0,72	0,77	0,81	0,86	0,86	—
6	0,20	0,23	0,28	0,31	0,36	0,40	0,42	0,46	0,51	0,53	0,58
10	—	—	0,23	0,27	0,29	0,31	0,32	0,37	0,44	0,45	0,60

С учетом формулы (2.11) для воздушной линии при частоте тока 50 Гц имеем

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6}, \quad (2.12)$$

а для ВЛ с частотой питающего напряжения 60 Гц получим

$$b_0 = \frac{9,04}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6}. \quad (2.13)$$

Емкостная проводимость КЛ зависит от конструкции кабеля и указывается заводом-изготовителем, но для ориентировочных расчетов она может быть оценена по формуле (2.12).

Под действием приложенного к линии напряжения через емкости линий протекают емкостные (зарядные) токи. Тогда расчетное значение емкостной силы тока на единицу длины, кА/км

$$I_{c_0} = U_{\phi} b_0 = U b_0 / \sqrt{3} \quad (2.14)$$

и отвечающая ему зарядная мощность трехфазной ЛЭП, Мвар/км

$$Q_{c_0} = 3U_{\phi} I_{c_0} = 3U_{\phi}^2 b_0 = U^2 b_0 \quad (2.15)$$

зависят от напряжения в каждой точке линии.

Значение зарядной мощности для всей ЛЭП определяется через действительные (расчетные) напряжения начала и конца линии, Мвар

$$Q_c = \frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)b_0 L = \frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)B_c, \quad (2.16)$$

либо приближенно по номинальному напряжению линии

$$Q_c \approx B_c U_{\text{ном}}^2, \quad (2.17)$$

где B_c — емкостная проводимость ЛЭП, См; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение ЛЭП, кВ.

Для кабелей напряжением 6—35 кВ с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой известны генерации реактивной мощности q_0 на один километр линии (см. приложение 1 табл. П1.4), с учетом которой общая генерация КЛ

$$Q_{\text{скл}} = q_0 L. \quad (2.18)$$

ЛЭП с поперечной емкостной проводимостью, потребляющая из сети опережающий напряжение емкостный ток, следует рассматривать как источник реактивной (индуктивной) мощности, чаще называемой зарядной. Имея емкостной характер, зарядная мощность уменьшает индуктивную составляющую нагрузки, передаваемой по линии к потребителю.

В схемах замещения ВЛ, начиная с номинального напряжения 110 кВ, и в КЛ 35 кВ и более (подробнее в подразделе 2.3) следует учитывать поперечные ветви (шунты) в виде емкостных проводимостей B_c или генерируемых ими реактивных мощностей Q_c .

Расстояние между фазами ЛЭП в каждом классе напряжения, особенно для ВЛ, практически одинаково, что и определяет неизменность результирующего потокоцепления фаз и емкостного эффекта линий. Для ВЛ традиционного исполнения (без глубокого расщепления фаз и специальных конструкций опор) реактивные параметры мало зависят от конструктивных характеристик линии, так как отношение расстояния между фазами и сечения (радиуса) проводов практически неизменны, что в приведенных формулах отражено логарифмической функцией.

При выполнении фаз ВЛ напряжением 35—220 кВ одиночными проводами их индуктивное сопротивление изменяется в узких пределах: $X_0 = (0,40—0,44)$ Ом/км, а емкостная проводимость лежит в пределах $b_0 = (2,6—2,8) \cdot 10^{-6}$ См/км. Влияние изменения площади сечения (радиуса) жил кабеля на X_0 более заметно, чем в ВЛ, поэтому для КЛ имеем более широкое изменение индуктивного сопротивления: $X_0 \approx (0,06—0,15)$ Ом/км. Для кабельных линий всех марок и сечений напряжением 0,38—10 кВ индуктивное сопротивление лежит в более узком интервале (0,06—0,10 Ом/км) и определяется из таблиц физико-технических данных кабелей.

Среднее значение зарядной мощности на 100 км для ВЛ напряжением 110 кВ составляет около 3,5 Мвар, для ВЛ 220 кВ — 13,5 Мвар, для ВЛ 500 кВ — 95 Мвар. Учет этих показателей позволяет исключить значительные ошибки при расчете параметров линий или использовать указанные параметры в приближенных расчетах, например, для оценки по реактивным параметрам ВЛ ее протяженности (км) в виде

$$L = X / X_0; \quad L = 100 Q / Q_c^{100}. \quad (2.19)$$

Активная проводимость обусловлена потерями активной мощности ΔP_k из-за несовершенства изоляции (утечки по поверхности изоляторов, токов проводимости (смещения) в материале изолятора) и ионизации воздуха вокруг проводника вследствие коронного разряда. Удельная активная проводимость определяется по общей формуле для шунта, См/км

$$g_0 = \Delta P_k 10^{-3} / U_{\text{ном}}^2. \quad (2.20)$$

Потери в изоляции ВЛ незначительны, и явление коронирования в ВЛ возникает только при достижении критической напряженности электрического поля у поверхности провода, кВ/см:

$$E = 0,354U / \left(r \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} \right). \quad (2.21)$$

Она равна 17—19 кВ/см. Такие условия для коронирования возникают в ВЛ напряжением 110 кВ и более высокого напряжения.

Коронирование и соответственно потери активной мощности сильно зависят от напряжения ВЛ, радиуса провода, атмосферных условий и состояния поверхности провода. Чем больше рабочее напряжение и меньше радиус проводов, тем больше напряженность электрического поля. Ухудшение атмосферных условий (высокая влажность воздуха, мокрый снег, изморозь на поверхности проводов), а также заусенцы, царапины способствуют росту напряженности электрического поля и соответственно потерь активной мощности на коронирование. Коронный разряд вызывает помехи на радио- и телевизионный прием, коррозию поверхности проводов ВЛ.

Для снижения потерь на корону до экономически приемлемого уровня Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [59] установлены минимальные сечения (диаметры) проводов. Например, для ВЛ напряжением 110 кВ — АС 70 (11,8 мм), для ВЛ 220 кВ — АС 240 (21,6 мм).

Потери мощности на коронирование учитывают при моделировании ВЛ с номинальным напряжением 330 кВ и более².

В КЛ под влиянием наибольшей напряженности находятся слои поясной изоляции у поверхности жил кабеля. Чем выше рабочее напряжение кабеля, тем заметнее токи утечки через материал изоляции и нарушение ее диэлектрических свойств. Последние характеризуются тангенсом угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$, принимаемым по данным завода-изготовителя.

Активная проводимость кабеля на единицу длины, См/км

$$g_0 = \omega C_0 \text{tg}\delta = b_0 \text{tg}\delta \quad (2.22)$$

и соответствующий ток утечки в изоляции кабеля, А,

$$I_y = U_{\text{ф}} b_0 L \text{tg}\delta = \frac{1}{\sqrt{3}} U B \text{tg}\delta = \frac{1}{\sqrt{3}} U G. \quad (2.23)$$

Тогда диэлектрические потери в материале изоляции КЛ, МВт,

$$\Delta P_{\text{из}} = 3 I_y^2 \frac{1}{\omega C \text{tg}\delta} = U^2 B_c \text{tg}\delta = U^2 G = q_0 L \text{tg}\delta. \quad (2.24)$$

Их следует учитывать для КЛ с номинальным напряжением 110 кВ и выше.

2.2. Воздушные ЛЭП с расщепленными фазами

Если каждая фаза выполнена двумя и более проводами, то такая конструкция фазы считается расщепленной. В линиях традиционного исполнения с номинальным напряжением 330 кВ фазы расщеплены на два провода, в линиях 500 кВ — на три провода, в линиях 750 кВ — на четыре-пять проводов. В Красноярской энергосистеме эксплуатируется ВЛ напряжением 220 кВ «Дивногорск — Красноярск»

² В технико-экономических расчетах, связанных с учетом стоимости потерь электроэнергии, потери на коронирование следует учитывать в ВЛ, начиная с напряжения 220 кВ, диэлектрические потери в КЛ — с напряжения 35 кВ.

с расщеплением фазы на два провода. Существуют экспериментальные ВЛ [2, 7] повышенной пропускной способности с 6—8 и более проводами в фазе.

Основным назначением расщепления фаз является увеличение пропускной способности и снижение (ограничение) коронирования ВЛ до экономически приемлемого уровня. Увеличение пропускной способности достигается при неизменном номинальном напряжении и площади сечения проводов путем снижения индуктивного сопротивления ЛЭП. Так, при выполнении фазы n одинаковыми проводами погонное активное сопротивление фазы уменьшается в n раз

$$R_0 = R'_0 / n ,$$

где R'_0 — сопротивление постоянному току (омическое) одного провода, Ом

Однако для ВЛ указанных номинальных напряжений характерны соотношения между параметрами $R_0 \ll X_0$. Поэтому увеличение пропускной способности достигается в основном снижением индуктивного сопротивления. При n проводах в фазе увеличивается эквивалентный радиус расщепления конструкции фазы (рис. 2.4):

$$r_{\text{пр}}^{\text{экв}} = \sqrt[n]{r_{\text{пр}} a^{n-1}} , \quad (2.25)$$

где a — расстояние между проводами в фазе, равное 40—60 см.

Анализ зависимости (2.25) показывает, что эквивалентный радиус фазы изменяется в диапазоне от 9,3 см (при $n = 2$) до 65 см (при $n = 10$) и мало зависит от сечения провода. Основным фактором, определяющим изменение величины $r_{\text{пр}}^{\text{экв}}$, является количество проводов в фазе [1, 68, 73]. Так как эквивалентный радиус расщепленной фазы намного больше действительного радиуса провода нерасщепленной фазы ($r_{\text{пр}}^{\text{экв}} \gg r_{\text{пр}}$), то индуктивное сопротивление такой ВЛ, определяемое по преобразованной формуле вида (2.6), Ом/км, уменьшается:

$$X_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}^{\text{экв}}} + \frac{0,016}{n} \mu . \quad (2.26)$$

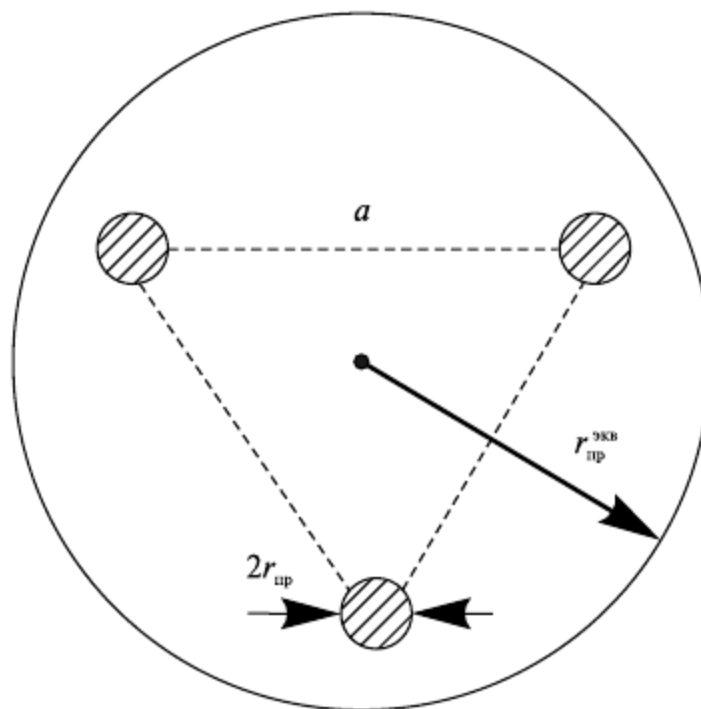


Рис. 2.4. Определение радиуса конструкции расщепленной фазы

Снижение X_0 , достигаемое в основном за счет уменьшения внешнего сопротивления X'_0 , относительно невелико. Например, при расщеплении фазы воздушной линии

напряжением 500 кВ на три провода — до 0,29—0,30 Ом/км, т.е. примерно на одну четверть. Соответственно при уменьшении сопротивления $\underline{Z} = (R_0 + jX_0)L = Ze^{j\psi}$ увеличивается пропускная способность (идеальный предел) линии:

$$P_{\text{пр}} = U_{\text{ном}}^2 / Z \approx U_{\text{ном}}^2 / X. \quad (2.27)$$

Естественно, что при увеличении эквивалентного радиуса фазы $r_{\text{пр}}^{\text{экв}}$ снижается напряженность электрического поля вокруг фазы и, следовательно, потери мощности на коронирование. Тем не менее эти суммарные потери для ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения (220 кВ и более) составляют заметные значения, учет которых необходим при анализе режимов линий указанных классов напряжений.

Расщепление фазы на несколько проводов увеличивает емкость ВЛ и соответственно емкостную проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}^{\text{экв}}}} \cdot 10^{-6}. \quad (2.28)$$

Например, при расщеплении фазы ВЛ напряжением 220 кВ на два провода проводимость возрастает от $2,7 \cdot 10^{-6}$ до $3,5 \cdot 10^{-6}$ См/км. Тогда зарядная мощность ВЛ 220 кВ средней протяженности, например 200 км, составляет

$$Q_c = b_0 L U_{\text{н}}^2 = 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 220^2 = 33,9 \text{ Мвар},$$

что соизмеримо с передаваемыми мощностями по ВЛ данного класса напряжения, в частности с натуральной мощностью линии

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{Z_{\text{в}}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{\sqrt{\frac{X_0}{b_0}}} = \frac{220^2}{\sqrt{\frac{0,32}{3,5 \cdot 10^{-6}}}} = 160 \text{ МВт}. \quad (2.29)$$

Характерные данные и соотношения для параметров ЛЭП различного класса напряжения представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Конструктивные и схемно-режимные параметры воздушных линий

Величина	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$							
	0,22— 0,38	6—10	35	110	150	220	330	500
$D, \text{м}$	0,4—0,5	0,7—0,9	2,5—3,0	4,0—4,5	5,5—6	7—7,5	8,5—9	10—12
$n_{\text{из}}, \text{шт.}$	1	1	3—4	6—7	9—10	12—14	19—22	31—34
Длина пролета, м	35—45	60—80	150— 200	170—250	200—250	250—300	300— 400	350— 450
$X_0, \text{Ом/км}$	0,29— 0,35	0,33— 0,37	0,40— 0,41	0,41— 0,43	0,42— 0,44	0,42— 0,44	0,32	0,29
$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{См/км}$	—	—	2,6 — 2,8				3,4—3,5	3,6— 3,9

Величина	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$							
	0,22— 0,38	6—10	35	110	150	220	330	500
$Q_c \cdot 10^{-2}$ Мвар/ км	—	—	—	3—4	6—7	12—13	40—42	90—95
** ΔP_0 , кВт/ км	—	—	—		—	1—2	4—5	8—10

* $n_{\text{из}}$ — количество изоляторов.

** ΔP_0 — потери на коронирование при хорошей погоде.

2.3. Схемы замещения линий электропередачи

В соответствии с приведенными характеристиками отдельных элементов схем замещения линий, а также с их физическим проявлением при моделировании электрических сетей используют схемы ВЛ, КЛ и шинопроводов (рис. 2.5—2.7). Некоторые обобщающие пояснения к этим схемам следующие.

При расчете симметричных установившихся режимов ЭС схему замещения составляют для одной фазы, т.е. продольные ее параметры, сопротивления $\underline{Z} = R + jX$ изображают и вычисляют для одного фазного провода (жила), а при расщеплении фазы — с учетом количества проводов в фазе и эквивалентного радиуса фазной конструкции ВЛ.

Емкостная проводимость B_c , как отмечено в подразделе 2.1, учитывает проводимости (емкости) между фазами, между фазами и землей и отражает генерацию зарядной мощности всей трехфазной конструкции линии:

$$Q_{c1} = \frac{1}{2} B_c U_1^2 \text{ и } Q_{c2} = \frac{1}{2} B_c U_2^2.$$

Активная проводимость линии G , изображаемая в виде шунта между фазой (жилой) и точкой нулевого потенциала схемы (землей), включает суммарные потери активной мощности на корону (или в изоляции) трех фаз:

$$\Delta P_{k1} = \frac{1}{2} G U_1^2 \text{ и } \Delta P_{k2} = \frac{1}{2} G U_2^2. \quad (2.30)$$

Поперечные проводимости (шунты) $\underline{Y} = G + jB$ в схемах замещения можно не изображать, а заменять мощностями этих шунтов (рис. 2.5, б, 2.6, б). Например, вместо активной проводимости показывают потери активной мощности в ВЛ

$$\Delta P_{k1} = \Delta P_{k2} = \frac{1}{2} \Delta P_k^0 L \quad (2.31)$$

или в изоляции КЛ

$$\Delta P_{из1} = \Delta P_{из2} = \frac{1}{2} q_0 L \operatorname{tg} \delta. \quad (2.32)$$

Взамен емкостной проводимости указывают генерацию зарядной мощности

$$Q_{c1} = Q_{c2} = \frac{1}{2} B_c U_{\text{ном}}^2. \quad (2.33)$$

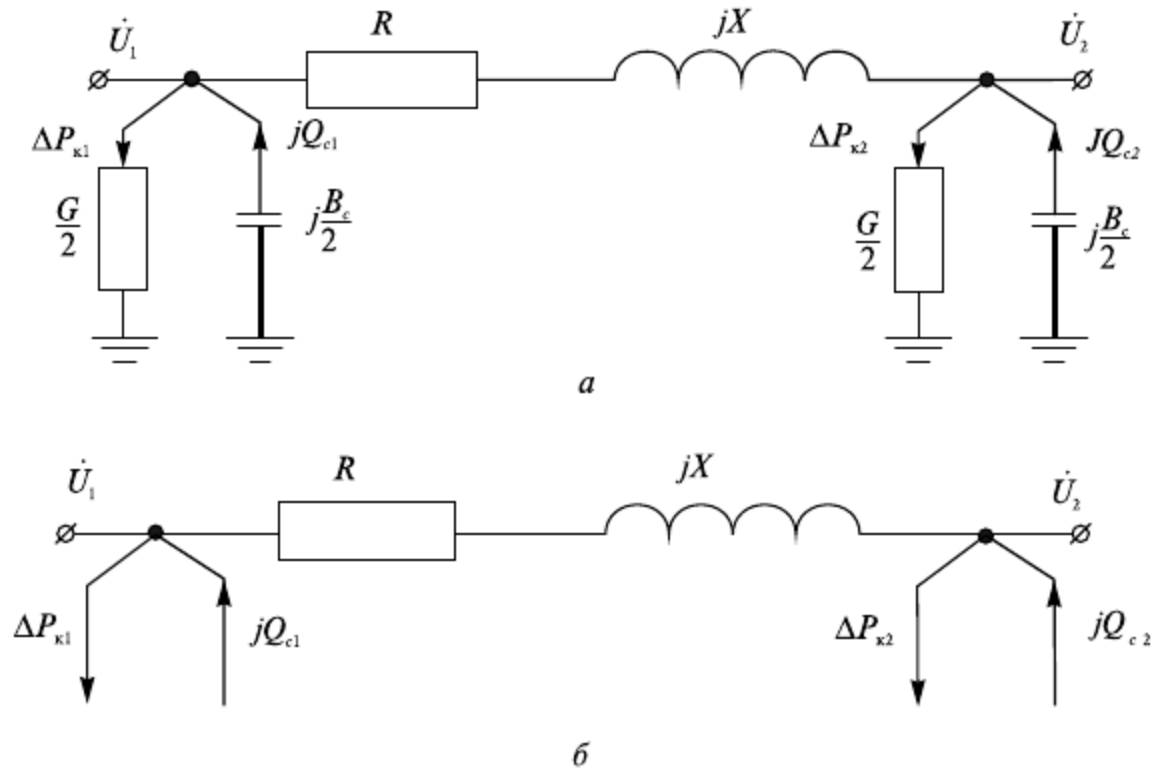


Рис. 2.5. Схема замещения ВЛ напряжением 330(220)—500 кВ и КЛ 110—500 кВ: полная с поперечными проводимостями (а); расчетная (б)

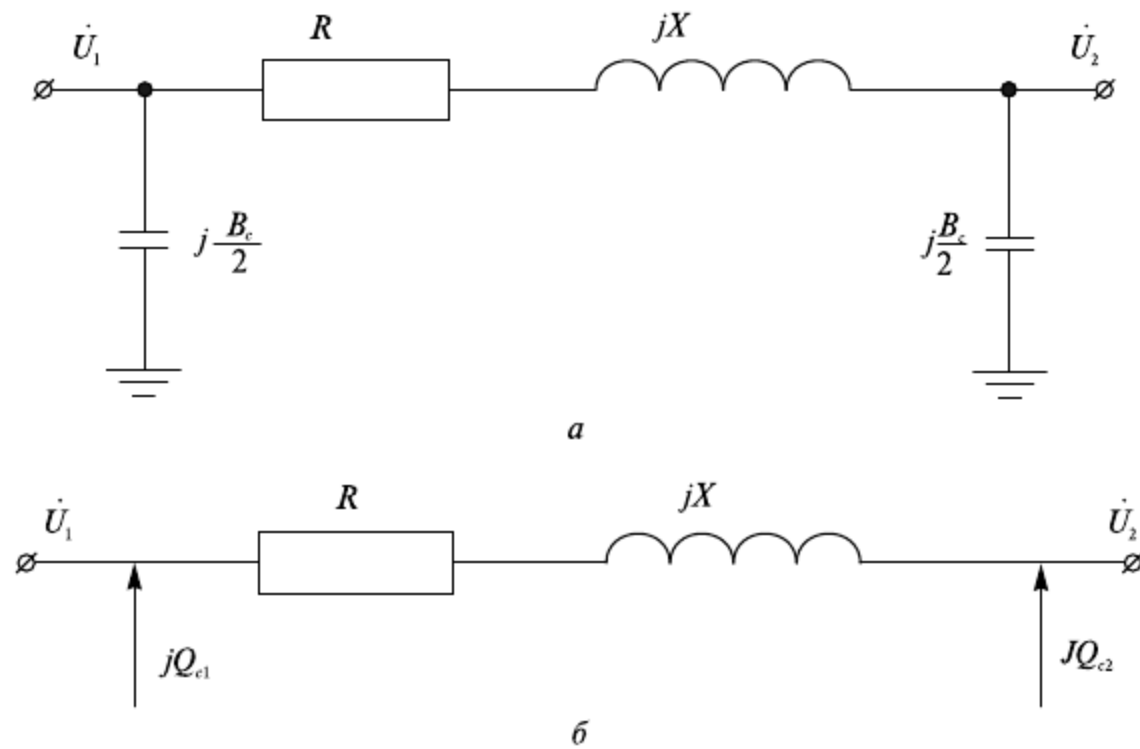


Рис. 2.6. Схема замещения ВЛ напряжением 110—220 кВ и КЛ 35 кВ с емкостными проводимостями (а) и зарядной мощностью вместо проводимостей (б)

Указанный учет поперечных ветвей ЛЭП нагрузками упрощает оценку электрических режимов, выполняемых вручную. Такие схемы замещения линий именуют **расчетными** (рис. 2.5, б, 2.6, б).

В ЛЭП напряжением до 220 кВ при определенных условиях можно не учитывать те или иные параметры, если их влияние на работу сети незначительно. В связи с этим схемы замещения линий (см. рис. 2.1), в ряде случаев могут быть упрощены.

В ВЛ напряжением до 220 кВ потери мощности на корону, а в КЛ напряжением до 35 кВ диэлектрические потери незначительны. В этом случае в расчетах электрических режимов ими пренебрегают и соответственно принимают равной нулю активную проводимость (см. рис. 2.6). Учет активной проводимости необходим для ВЛ напряжением 220 кВ и для КЛ напряжением 110 кВ и выше в расчетах, требующих вычисления потерь электроэнергии, а для ВЛ напряжением 330 кВ и выше также при расчете электрических режимов (см. рис. 2.5).

Необходимость учета емкости и зарядной мощности линии зависит от соизмеримости зарядной и нагрузочной мощности. В местных сетях небольшой протяженности при номинальных напряжениях до 35 кВ зарядные токи и мощности значительно меньше нагрузочных, поэтому в КЛ емкостную проводимость учитывают только при напряжениях 20 и 35 кВ, а в ВЛ ею можно пренебречь.

В районных сетях (напряжением 110 кВ и выше) со значительными протяженностями (40—50 км и больше) зарядные мощности могут оказаться соизмеримыми с нагрузочными и подлежат обязательному учету либо непосредственно (см. рис. 2.6, б), либо введением емкостных проводимостей (см. рис. 2.6, а).

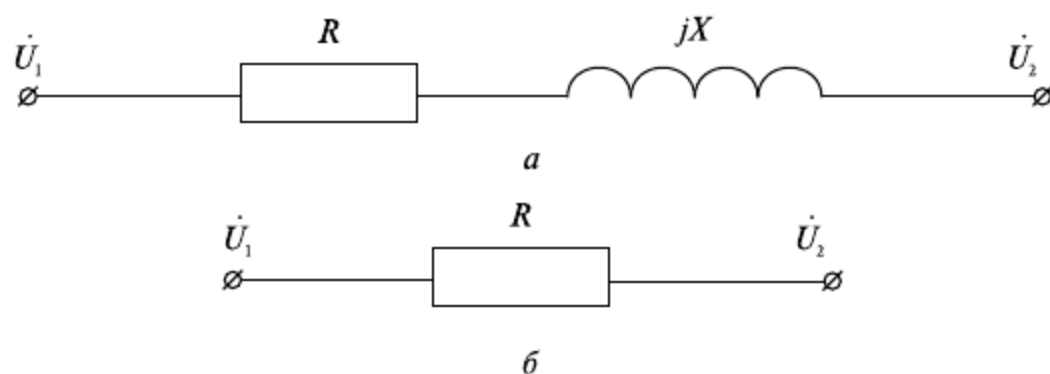


Рис. 2.7. Схема замещения ВЛ напряжением 0,38—35 кВ и КЛ 0,38—20 кВ (а); КЛ 0,38—10 кВ малых сечений (б)

В проводах ВЛ при малых сечениях (16—35 мм²) преобладают активные сопротивления, а при больших сечениях (240 мм² и более в районных сетях напряжением 220 кВ и выше) свойства сетей определяются их индуктивностями. Активные и индуктивные сопротивления проводов средних сечений (50—185 мм²) близки друг к другу. В КЛ напряжением до 10 кВ небольших сечений (50 мм² и менее) определяющим является активное сопротивление, и в таком случае индуктивные сопротивления могут не учитываться (рис. 2.7, б).

Необходимость учета индуктивных сопротивлений зависит также от доли реактивной составляющей тока в общей электрической нагрузке. При анализе электрических режимов с низкими коэффициентами мощности ($\cos\varphi < 0,8$) индуктивные сопротивления КЛ необходимо учитывать. В противном случае возможны ошибки, приводящие к уменьшению действительной величины потери напряжения (подробнее в главе 5).

Схемы замещения ЛЭП постоянного тока могут рассматриваться как частный случай схем замещения ЛЭП переменного тока при $X = 0$ и $b = 0$.

2.4. ЛЭП со стальными проводами

Главное преимущество стальных проводов — их высокие механические свойства. В частности, временное сопротивление на разрыв стальных проводов достигает 600—700 МПа (60—70 кг/мм²) и более, поэтому стальные провода применяют при выполнении больших переходов через естественные препятствия (широкие реки, горные ущелья и др.).

Однако сталь обладает значительно более высоким электрическим сопротивлением (удельное сопротивление ρ достигает $130 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$) по сравнению с медью и алюминием, которое зависит от сорта стали, способа изготовления провода и от величины тока, протекающего по проводу. Вследствие этого передача больших мощностей на значительные расстояния затруднена из-за больших потерь напряжения и электроэнергии.

При передаче по распределительным сетям напряжением 6, 10 кВ небольших мощностей (до нескольких сотен кВт), в слабо загруженных сетях до 1000 В монтируют ВЛ со стальными проводами. Кроме того, провода из стали (тросы) используют как элементы повторного заземления низковольтных сетей и устройств грозозащиты высоковольтных ВЛ.

Стальные провода изготавливают из оцинкованных проволок. Без оцинковки срок службы стальных проводов мал, провода ржавеют и становятся непригодными для работы на воздушных линиях электропередачи [21].

Сталь — это ферромагнитный материал и поэтому стальные провода обладают большой внутренней индуктивностью. Активные сопротивления стальных проводов, так же как и реактивные, зависят от значения протекающего в них тока. При силе тока, близком к нулю, когда магнитный поток в проводе очень мал, активное и омическое сопротивления проводов практически одинаковы. Разница между этими сопротивлениями тем больше, чем больше магнитная проницаемость стали и диаметр провода. Стальные провода на линиях переменного тока подвергаются постоянному перемагничиванию, что связано с затратами энергии, возрастающими при увеличении силы тока. Кроме того, растут потери на вихревые токи и резко проявляется поверхностный эффект. Названные потери активной мощности учитывают соответствующими составляющими активного сопротивления стальных проводов:

$$R_0 = R'_0 + R''_0 ; R''_0 = R_{0\text{пов.эф.}} + R_{0\text{гист}} + R_{0\text{вихр}} = R_{\text{доп}} ,$$

где R'_0 — сопротивление постоянному току (омическое), Ом; R''_0 — дополнительное сопротивление стального провода на переменный ток, Ом.

Сталь обладает большей магнитной проницаемостью ($\mu > 1$), чем цветные металлы (медь и алюминий). Активное сопротивление переменному току ЛЭП со стальными проводами выше активного сопротивления ЛЭП того же сечения из меди или алюминия. Дополнительные потери зависят от магнитного потока Φ , Вб в сечении провода, а магнитный поток определяется магнитной проницаемостью материала провода μ , Гн/м и напряженностью магнитного поля H , А/мм:

$$\Phi = BF = \mu HF ,$$

где B — магнитная индукция, Тл; F — сечение провода, мм^2 .

Напряженность магнитного поля пропорциональна силе тока в проводе ($H \sim I$), а магнитная индукция определяется как током, так и степенью насыщения стали. При малых значениях силы тока магнитный поток, а значит, и дополнительное сопротивление провода растут пропорционально их значениям. При некоторой силе тока магнитная индукция становится практически постоянной величиной (насыщение стали) и сопротивление стабилизируется. При дальнейшем увеличении протекающей силы тока сопротивление начинает уменьшаться вследствие уменьшения магнитной проницаемости стали. Кривые изменения активного сопротивления

стальных однопроволочных и многопроволочных проводов от силы тока нагрузки представлены на рис. 2.8 (кривая 1).

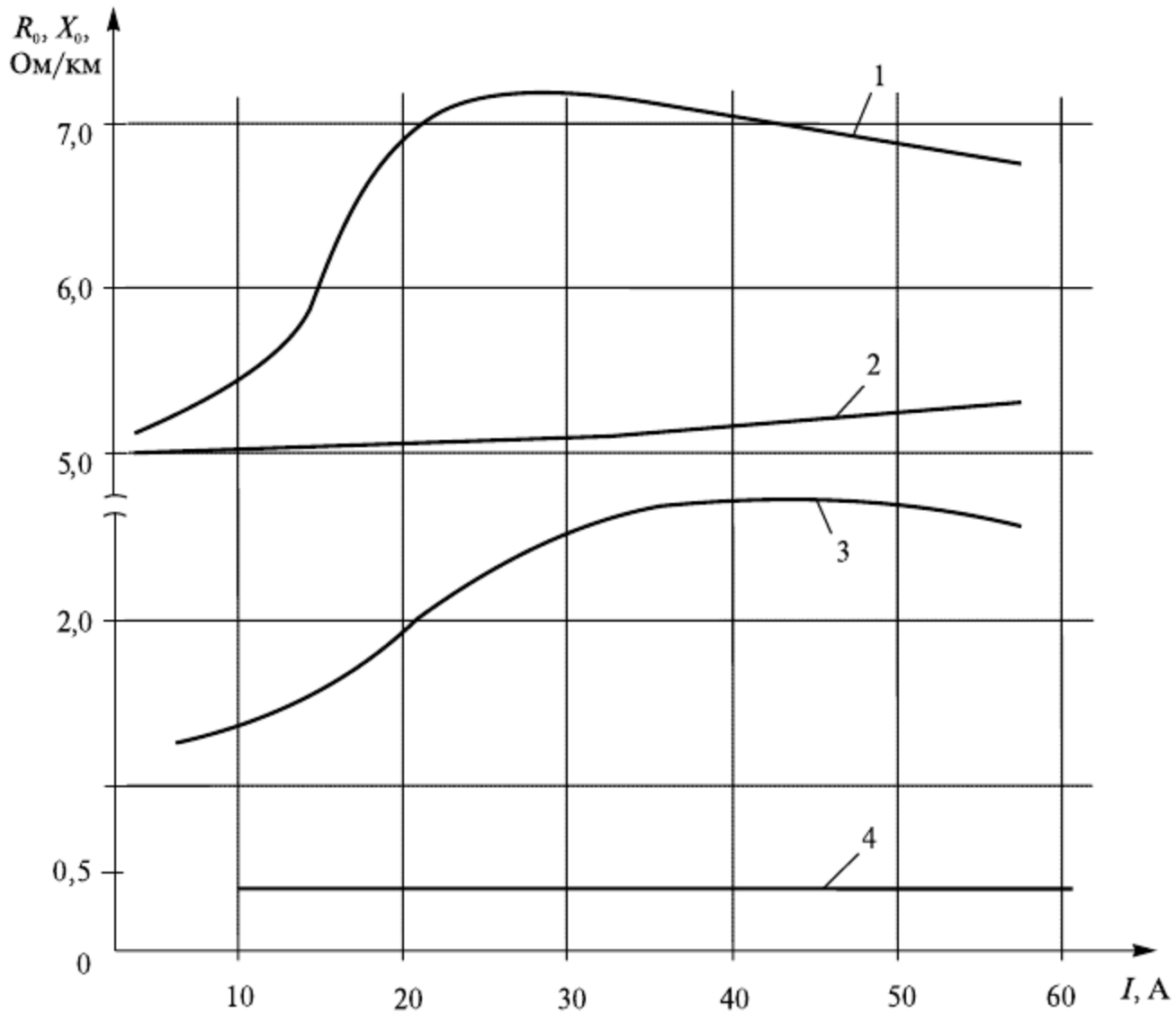


Рис. 2.8. Зависимости сопротивлений от токовой нагрузки провода ПС 25 — активных (1) и индуктивных (3) сопротивлений стальных проводов; сопротивления постоянному току (2) и индуктивного сопротивления алюминиевых проводов (4)

Активное сопротивление стальных проводов зависит от многих факторов (химического состава стали, токовой нагрузки и др.), является очень сложной функцией и его трудно выразить математической формулой. Для определения активных сопротивлений стальных проводов используют табличные данные (см. приложение 1, табл. П1.7, П1.8), составленные на основании измерений для разных марок и сечений проводов в зависимости от силы тока.

Индуктивное сопротивление стального провода также определяется двумя составляющими: внешним индуктивным сопротивлением X'_0 и внутренним индуктивным сопротивлением X''_0 , Ом/км:

$$X_0 = X'_0 + X''_0.$$

Внешнее индуктивное сопротивление обусловлено внешним магнитным потоком, зависит от геометрических размеров линии и рассчитывается по формуле

$$X'_0 = 2\pi f \cdot 0,46 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}}} \cdot 10^{-3} = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}}} . \quad (2.34)$$

Внутреннее индуктивное сопротивление обусловлено магнитным потоком, замыкающимся внутри провода, и определяется магнитной проницаемостью, которая

в свою очередь зависит не только от конструкции и химического состава стали провода, но и от тока, протекающего в проводе:

$$X_0'' = 2\pi f \cdot 0,05\mu \cdot 10^{-3} = 0,016\mu.$$

Для определения внутреннего индуктивного сопротивления пользуются экспериментальными данными (см. приложение 1, табл. П1.7, П1.8).

Внутреннее индуктивное сопротивление стальных проводов значительно превышает внешнее индуктивное сопротивление и значительно больше, чем у проводов из цветных металлов. У линии электропередачи с проводами из цветного металла индуктивное сопротивление в основном обусловлено внешним магнитным потоком. Например, у трехфазной линии с проводами А 50 при среднегеометрическом расстоянии между ними $D_{\text{ср}} = 1,5$ м доля внутреннего индуктивного сопротивления X_0'' в полном сопротивлении X_0 составляет всего 4,1%. Для ВЛ со стальными проводами ПМС 50 при силе тока 25 А она составляет 58%, т.е. в 14 раз больше.

На рисунке 2.8 показаны для провода ПС 25 кривые изменения активного (кривая 1) и реактивного (кривая 3) сопротивлений в зависимости от силы переменного тока. Для сравнения слабовыраженная кривая 2 показывает изменение сопротивления провода постоянному току, а прямая 4 — индуктивного сопротивления алюминиевых проводов.

Активные и реактивные сопротивления однопроволочного провода быстро растут при увеличении его диаметра, поэтому в электрических сетях однопроволочные провода применяют с диаметром не более 5 мм. Провода с сечением 25 мм² и более выполняют многопроволочными.

Многопроволочные провода имеют значительно лучшие электрические характеристики, чем однопроволочные, и почти не зависят от площади сечения провода. В многопроволочных проводах, благодаря воздушным промежуткам между отдельными проволоками, из которых свит провод, сопротивление магнитному потоку резко возрастает. Магнитный поток внутри провода уменьшается — уменьшаются активное и реактивное сопротивления провода [21]. В целом удельные активное и реактивное сопротивления стальных проводов в несколько раз превышают аналогичные величины проводов из цветного металла. Это означает, что в таких ЛЭП при увеличении тока нагрузки увеличивается сопротивление стального провода, значительно повышаются потери напряжения и соответственно снижается пропускная способность электропередачи. Вследствие этих причин применение стальных проводов ограничено.

2.5. Моделирование протяженных линий

Рассмотренное ранее моделирование линий электропередачи схемой замещения с сосредоточенными параметрами, допустимое для воздушных линий длиной до 350 км и кабельных линий — 60 км, вносит в расчетные параметры более протяженных (длинных) линий ощутимые погрешности, возрастающие при увеличении длины ЛЭП.

Однородная ЛЭП представляет собой электрическую цепь с равномерно распределенными параметрами: сопротивлением $\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0$ и проводимостью $\underline{Y}_0 = g_0 + jb_0$, неизменными по длине цепи (рис. 2.9, а). Такое представление линий справедливо при условии полной электростатической и электромагнитной симметрии фаз, что в реальных условиях обеспечивается их транспозицией [21, 74]. Сила тока и напряжение в линии непрерывно изменяются по ее длине: сила тока из-за на-

личия поперечной проводимости Y_0 , а напряжение — за счет падения напряжения в сопротивлении Z_0 . Изменение напряжения и силы тока при волновом характере передачи энергии по линии наиболее точно описываются уравнениями длинной линии [10, 20, 21, 73, 74], которые при конечной длине дают соотношения между фазными напряжениями $U_{1\phi}$, $U_{2\phi}$ и силами токов I_1 и I_2 в начале и конце линии:

$$\dot{U}_{1\phi} = \dot{U}_{2\phi} \operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) + \dot{I}_2 \underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L), \quad (2.35)$$

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_{2\phi}}{\underline{Z}_B} \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L) + \dot{I}_2 \operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L), \quad (2.36)$$

где γ_0 — коэффициент распространения волны, 1/км; L — длина линии передачи, км; \underline{Z}_B — волновое сопротивление, Ом.

Волновые параметры реальной линии — волновое сопротивление \underline{Z}_B и коэффициент распространения волны $\underline{\gamma}_0$ — определяются через ее удельные (погонные, отнесенные к 1 км) параметры:

$$\underline{Z}_B = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Y}_0}} = \sqrt{\frac{R_0 + jX_0}{g_0 + jb_0}} = \underline{Z}_B e^{j\xi},$$

$$\underline{\gamma}_0 = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} = \sqrt{(R_0 + jX_0)(g_0 + jb_0)} = \beta_0 + j\alpha_0,$$

где β_0 — коэффициент затухания, 1/км; α_0 — коэффициент изменения фазы, рад/км; ξ — фазовый угол, град.

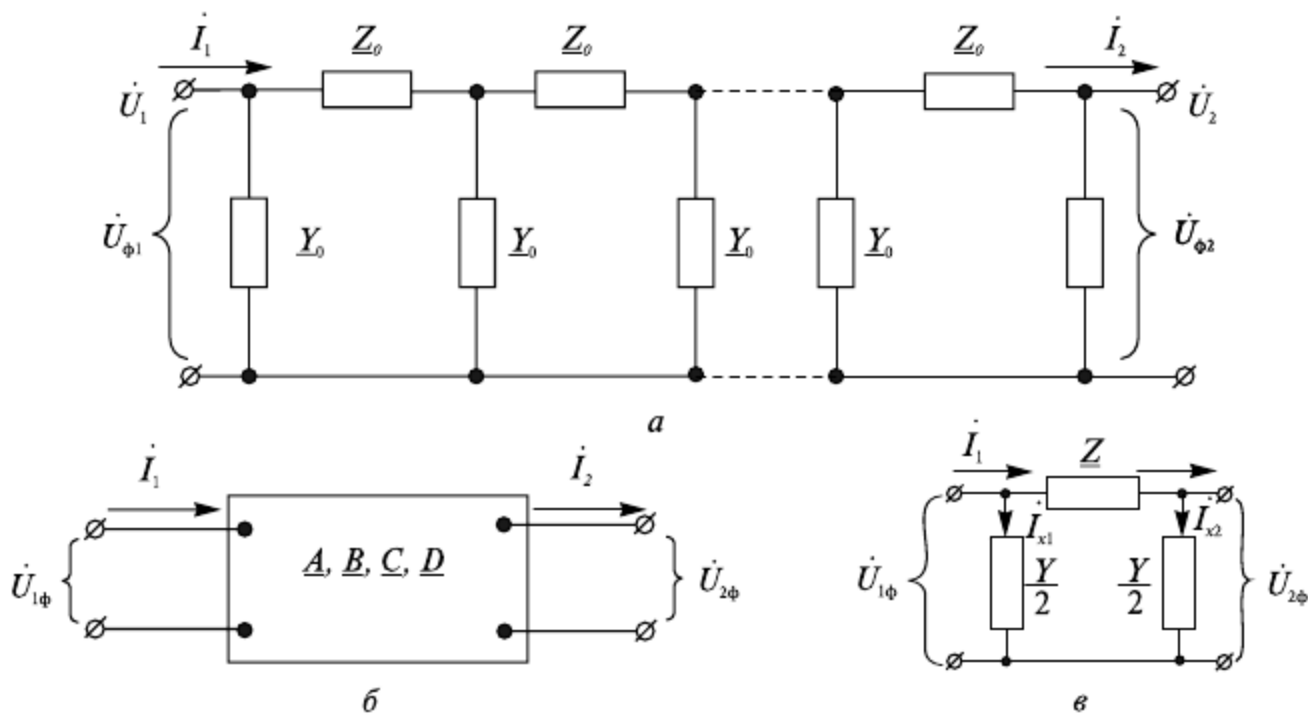


Рис. 2.9. Моделирование протяженных линий:
 а — цепочной схемой замещения линии с равномерно распределенными параметрами; б — четырехполюсником; в — П-образной схемой замещения

Модуль волнового сопротивления \underline{Z}_B и коэффициент изменения фазы α_0 с достаточной точностью могут быть определены по формулам:

$$\underline{Z}_B \approx \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} = \sqrt{\frac{X_0}{b_0}},$$

$$\gamma_0 \approx \alpha_0 \approx \sqrt{X_0 b_0} = \sqrt{\omega L_0 \omega C_0} = \omega \sqrt{L_0 C_0}, \quad (2.37)$$

справедливыми для идеализированных линий (линий без потерь активной мощности), когда $R_0 = 0$ и $g_0 = 0$.

Для высоковольтных линий трехфазного переменного тока с нерасщепленными фазами волновое сопротивление изменяется в узких пределах, составляя для воздушных линий 375—400 Ом, а для кабельных 35—40 Ом.

Каждая фаза линии может рассматриваться как четырехполюсник, и связь между фазными напряжениями и токами в начале и конце линии выражается общими уравнениями пассивного четырехполюсника:

$$\dot{U}_{1\phi} = \underline{A}\dot{U}_{2\phi} + \underline{B}\dot{I}_2; \quad (2.38)$$

$$\dot{I}_{1\phi} = \underline{C}\dot{U}_{2\phi} + \underline{D}\dot{I}_2, \quad (2.39)$$

где \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} , \underline{D} — обобщенные константы четырехполюсника.

Сравнивая между собой соответствующие уравнения (2.35, 2.36) и (2.38, 2.39), получаем:

$$\begin{aligned} \underline{A} &= \underline{D} = \text{ch}(\gamma_0 L); \\ \underline{B} &= \underline{Z}_B \text{sh}(\gamma_0 L); \\ \underline{C} &= \frac{1}{\underline{Z}_B} \text{sh}(\gamma_0 L). \end{aligned} \quad (2.40)$$

Комплексные коэффициенты \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} , \underline{D} выражены через параметры реальных линий.

В расчетах линия может быть представлена как четырехполюсником, так и П-образной схемой замещения.

Выразим константы четырехполюсника через параметры П-образной схемы замещения с сопротивлением звена $\underline{Z} = R + jX$ и проводимостью по концам схемы замещения $\underline{Y}/2$.

Для схемы (рис. 2.9, в) связь между напряжением в начале и в конце схемы описывает закон Ома:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{1\phi} &= \dot{U}_{2\phi} + \Delta \dot{U}_\phi = \dot{U}_{2\phi} + (\dot{I}_2 + \dot{I}_{x2})\underline{Z} = \\ &= \dot{U}_{2\phi} + \left(\dot{I}_2 + \dot{U}_{2\phi} \frac{\underline{Y}}{2} \right) \underline{Z} = \left(1 + \frac{\underline{ZY}}{2} \right) \dot{U}_{2\phi} + \underline{Z}\dot{I}_2; \\ \dot{I}_{x2} &= \dot{U}_{2\phi} \frac{\underline{Y}}{2}, \end{aligned} \quad (2.41)$$

где \dot{I}_{x2} — сила тока проводимости конца схемы замещения, А.

Сопоставив уравнения (2.38) и (2.41), получим:

$$\underline{A} = 1 + \frac{\underline{ZY}}{2} \text{ и } \underline{B} = \underline{Z}. \quad (2.42)$$

В соответствии с первым законом Кирхгофа определим силу тока в начале линии:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}_{x2} + \dot{I}_{x2} = \dot{I}_2 + \dot{U}_{2\Phi} \frac{Y}{2} + \dot{U}_{1\Phi} \frac{Y}{2}. \quad (2.43)$$

При подстановке (2.41) в (2.43) получим:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 + \dot{U}_{2\Phi} \frac{Y}{2} + \left[\left(1 + \frac{ZY}{2} \right) \dot{U}_{2\Phi} + Z\dot{I}_2 \right] \frac{Y}{2} = \\ &= \dot{I}_2 \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) + \dot{U}_{2\Phi} \left(\frac{Y}{2} + \frac{Y}{2} + \frac{ZY^2}{4} \right) = \\ &= \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) \dot{I}_2 + Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \dot{U}_{2\Phi}. \end{aligned} \quad (2.44)$$

Если сравнить выражения (2.39) и (2.44), то получим:

$$\underline{C} = \underline{Y} \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \text{ и } \underline{D} = 1 + \frac{ZY}{2}. \quad (2.45)$$

Приравняв правые части выражений (2.40) и (2.42), установим связь между параметрами линии и ее схемой замещения

$$\underline{B} = \underline{Z} = \underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L) \quad (2.46)$$

или с учетом (2.40)

$$\begin{aligned} 1 + \frac{ZY}{2} &= \operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L), \quad \frac{ZY}{2} = \operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) - 1, \\ \frac{Y}{2} &= \frac{\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) - 1}{\underline{Z}} = \frac{\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) - 1}{\underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L)}, \end{aligned}$$

или

$$\underline{Y} = 2 \frac{\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) - 1}{\underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L)} = \frac{2}{\underline{Z}_B} \operatorname{th} \left(\frac{\underline{\gamma}_0 L}{2} \right). \quad (2.47)$$

Таким образом, линию любой длины с равномерно распределенными параметрами можно заменить эквивалентной схемой замещения с сосредоточенными параметрами \underline{Z} и \underline{Y} . Параметры П-образной симметричной схемы замещения ЛЭП (см. рис. 2.9, в) могут быть определены с различной степенью точности в зависимости от требований к учету распределенности параметров по длине. Наиболее точно они определяются через волновые параметры реальной линии \underline{Z}_B и $\underline{\gamma}$, вычисленные по формулам (2.46) и (2.47).

На практике более наглядно и удобно определять параметры П-образной схемы замещения линии через удельные (погонные) сопротивления $\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0$, Ом/км, и проводимости $\underline{Y}_0 = g_0 + jb_0$, См/км. При этом равномерную распределенность па-

раметров линии по длине учитывают приближенно, с помощью поправочных коэффициентов, по формулам:

$$\underline{Z} = \underline{Z}_0 L k_Z; \quad \underline{Y} = \underline{Y}_0 L k_Y, \quad (2.48)$$

где $\underline{k}_Z, \underline{k}_Y$ — поправочные коэффициенты.

Поправочные коэффициенты с учетом (2.46) и (2.47) определяются в виде:

$$\underline{k}_Z = \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_0 L} = \frac{\underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L)}{\underline{Z}_0 L};$$

$$\underline{k}_Y = \frac{\underline{Y}}{\underline{Y}_0 L} = \frac{2(\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) - 1)}{\underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L) \underline{Y}_0 L}.$$

Учитывая значения $\underline{\gamma}_0 = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0}$ и $\underline{Z}_B = \sqrt{\underline{Z}_0 / \underline{Y}_0} = \frac{\underline{\gamma}_0}{\underline{Y}_0} = \frac{\underline{Z}_0}{\underline{\gamma}_0}$, окончательно находим [10]:

$$\underline{k}_Z = \frac{\operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L)}{\underline{\gamma}_0 L}, \quad \underline{k}_Y = \frac{2(\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) - 1)}{\underline{\gamma}_0 L}. \quad (2.49)$$

Для определения основных характеристик (силы токов, напряжений, предельной передаваемой мощности) некомпенсированная воздушная линия протяженностью до 600 км может быть представлена П-образной схемой замещения по всей линии в целом (см. рис. 2.9, в). В этом случае распределенность параметров вдоль линии может быть учтена поправочными коэффициентами (2.49), вычисленными по приближенным формулам при величине $g_0 = 0$ [10, 20, 21, 73, 74, 78]:

$$k_R = 1 - \frac{1}{3} X_0 b_0 L^2;$$

$$k_X = 1 - \frac{1}{6} X_0 b_0 \left(1 - \frac{R_0^2}{X_0^2} \right) L^2;$$

$$k_B = 1 + \frac{1}{12} X_0 b_0 L^2.$$

Параметры схемы замещения в этом случае определяются следующим образом:

$$R = R_0 L k_R; \quad X = X_0 L k_X; \quad B = b_0 L k_B. \quad (2.51)$$

Заметное уточнение параметров (более 1%) посредством поправочных коэффициентов проявляется для ВЛ длиной более 300 км и для кабельных линий, превышающих 50 км.

Приближенно распределенность параметров вдоль линии можно также учесть, представив протяженную ЛЭП цепочной схемой замещения с сосредоточенными параметрами (рис. 2.10).

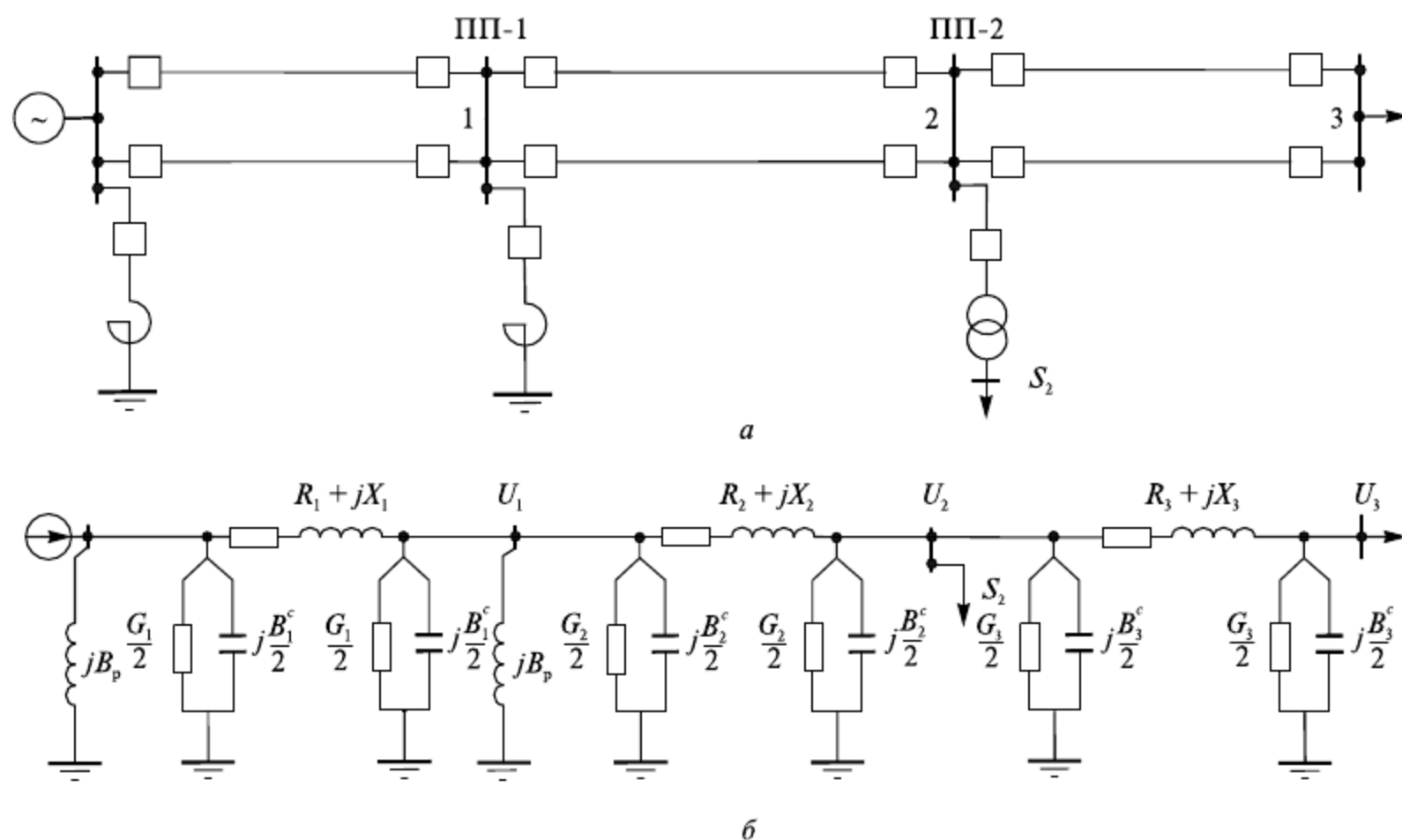


Рис. 2.10. Принципиальная (а) и цепочная схемы замещения (б) протяженной линии электропередачи

Всю ЛЭП разбивают на участки длиной 250—300 км и моделируют рядом последовательно включенных П-образных схем замещения. Расчет режима линии по цепочной схеме замещения ведут последовательно от одного участка к другому. При этом потери на коронирование учитывают по участкам и представляют в виде нагрузок между участками (рис. 2.10, б). Этот прием позволяет определить соотношения между напряжениями и силами токов не только по концам, но и находить их значения в промежуточных точках длинной линии.

Линии электропередачи с номинальным напряжением 330, 500, 750 кВ разделяют посредством переключательных пунктов на участки в 250—350 км, что локализует и уменьшает влияние поврежденных участков на изменение параметров режима и устойчивость работы сети (рис. 2.10, а). Такое построение линии, а также включение промежуточных подстанций разбивает электропередачу на участки, и ее удобно моделировать цепочной схемой замещения.

Протяженные линии в режиме минимальных нагрузок имеют избыток реактивной мощности, генерируемой линией. Для компенсации этой мощности и предотвращения опасного для изоляции сети превышения напряжения на приемном конце и вдоль линии устанавливают шунтовые реакторы, располагая их на переключательных пунктах или промежуточных подстанциях.

Избыток емкостной генерации ЛЭП может компенсироваться потреблением реактивной мощности нагрузкой подстанций. Включение реактора на шинах ВН станции обеспечивает возбуждение генераторов, необходимое для их устойчивой работы.

Контрольные вопросы

1. Для каких целей используют схемы замещения?
2. При решении каких задач целесообразно применение П- или Т-образных схем замещения? Каковы преимущества и недостатки этих схем?
3. Какова физическая сущность активного сопротивления ЛЭП? Как и в каком случае следует учитывать температуру провода?
4. Каков физический смысл индуктивного сопротивления воздушных и кабельных линий? Почему для линий одного исполнения и класса напряжения индуктивные сопротивления практически одинаковые, незначительно зависящие от сечения проводов и жил фаз? Каковы характерные значения этих сопротивлений для ЛЭП различных напряжений?
5. Как определить удельные (на 1 км) активное и индуктивное сопротивления ВЛ, не используя справочников? Что для этого нужно знать? Приведите примеры графических зависимостей этих сопротивлений от площади сечения провода.
6. Чем обусловлена емкостная проводимость ЛЭП? Поясните ее зависимость от сечения проводов и конструкции фаз ВЛ.
7. Почему у ВЛ традиционного исполнения индуктивное сопротивление на 1 км значительно больше, чем у кабельных ЛЭП? С помощью каких изменений конструкции фаз и опор можно уменьшить индуктивное сопротивление ВЛ?
8. Какие новые идеи создания конструкции ВЛ основаны на использовании эффекта взаимного влияния цепей?
9. Зачем выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов?
10. В чем заключается явление коронирования? Какие условия необходимы для возникновения коронного разряда?
11. Почему потери мощности на коронирование резко возрастают при плохой погоде?
12. Какие меры принимают для снижения потерь на корону при проектировании и эксплуатации ВЛ?
13. От чего зависит активная проводимость кабельных линий? Чем определяется качество изоляции линий?
14. Какие физические явления отражаются наличием в схеме замещения ВЛ и КЛ активной проводимости?
15. Сравните индуктивные сопротивления и емкостные токи воздушных и кабельных линий. Где они больше? Почему?
16. Почему ЛЭП являются источниками зарядной (емкостной) мощности? Как зависит зарядная мощность от конструкции и номинального напряжения линии?
17. Как по параметрам схем замещения ВЛ местных и районных сетей определить протяженность линий? Как это сделать, зная суммарную емкостную (зарядную) мощность ВЛ? Каковы средние значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщепленной фазой?
18. Что является главной изоляцией воздушных и кабельных линий?
19. Для чего применяют расщепление фаз ВЛ?
20. На какое число проводов расщепляют фазы ВЛ напряжением 330—1150 кВ? Известны ли ВЛ с расщепленными фазами более низкого номинального напряжения?

21. Чем определяется величина эквивалентного радиуса расщепленной фазы?
22. К каким изменениям погонных параметров ВЛ приводит расщепление ее фазы?
23. Каковы средние значения погонных параметров ВЛ с расщепленной фазой?
24. Чем характеризуется идеальный предел ЛЭП? Как на него влияют параметры линий?
25. Как изменятся волновое сопротивление и натуральная мощность при увеличении количества и сечения проводов?
26. По каким внешним признакам можно определить номинальное напряжение ВЛ?
27. Какие схемы замещения ЛЭП именуются расчетными?
28. Какие элементы трехфазной ЛЭП учитываются в схеме замещения параметрами одной фазы или с учетом параметров и взаимного влияния трех фаз?
29. При каких длинах ВЛ и КЛ возможен отказ от учета распределенности параметров для П-образной схемы замещения?
30. Чем определяется отличие погонных параметров ВЛ и КЛ?
31. В чем отличие схем замещения ВЛ и КЛ напряжением 35 и 110 кВ? Когда в схемах замещения учитываются поперечные элементы?
32. В каких случаях в схемах замещения КЛ небольшого сечения необходимо учитывать индуктивное сопротивление?
33. В чем отличие схем замещения ЛЭП постоянного и переменного токов? Почему линии постоянного тока обладают повышенной пропускной способностью?
34. Какое применение в электрических сетях находят стальные провода?
35. Почему активное сопротивление стального провода значительно превышает омическое? В чем причина изменений активных сопротивлений проводов из стали?
36. Какие физические явления определяют отличия индуктивного сопротивления линий с проводами из цветного металла и стали?
37. В чем отличия в определении параметров схемы замещения линий со стальными проводами и проводами из цветного металла?
38. В чем преимущества и недостатки проводов из цветного металла? Каково назначение стальной составляющей в сталеалюминиевом проводе?
39. Почему применение стальных проводов ограничено?
40. В каких случаях линии электропередачи считаются протяженными и когда необходимо учитывать равномерную распределенность их параметров?
41. Какими расчетными моделями (схемами) могут моделироваться протяженные ЛЭП?
42. Как описывается волновой характер передачи электроэнергии? Какие параметры реальной линии рассматриваются как волновые?
43. Как постоянные пассивного четырехполюсника можно выразить через параметры П-образной схемы замещения ЛЭП?
44. Каким образом линию электропередачи любой протяженности можно моделировать схемой замещения с сосредоточенными параметрами?
45. При какой длине линии допустимо использование поправочных коэффициентов при определении параметров П-образной схемы замещения?
46. В каких случаях следует моделировать ВЛ цепочной схемой замещения? В чем преимущества такого учета равномерной распределенности параметров линии?

Примеры решения задач

Задача 2.1. Определите погонные параметры кабельной линии длиной 5,0 км с номинальным напряжением 10 кВ, прокладываемой в земле и выполненной кабелем марки СБ 10—3×25. Вычислите параметры схемы замещения этой линии.

Решение. Погонные параметры кабеля СБ 10—3×25 с медными жилами сечением 25 мм² и номинальным напряжением 10 кВ находим по табл. П1.4 приложения 1:

$$R_0 = 0,740 \text{ Ом/км}; X_0 = 0,099 \text{ Ом/км}; q_0 = 8,6 \text{ квар/км} (b_0 = 86 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/км}).$$

Принимая среднее значение удельного сопротивления для электротехнической меди $\rho = 17,5 \text{ — } 18,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$, рассчитываем погонное активное сопротивление кабеля по формуле (2.2):

$$R_0 = \rho / F = 18,0 / 25 = 0,72 \text{ Ом/км}.$$

Используя табличные данные для всей линии, имеем:

$$R = 0,740 \cdot 5,0 = 3,70 \text{ Ом};$$

$$X = 0,099 \cdot 5,0 = 0,50 \text{ Ом};$$

$$Q = 8,6 \cdot 5,0 = 43,0 \text{ квар}.$$

Для оценки целесообразности учета емкостной проводимости в схеме замещения

$$B_c = 43,0 \cdot 10^{-3} / 10,0^2 = 430 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

сопоставим зарядную мощность, определяемую этой проводимостью, с длительно допустимой нагрузкой.

Длительно допустимая сила тока по нагреванию для рассматриваемого кабеля равна 120 А [10, табл. 2—5].

Этой силе тока соответствует полная мощность

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{3} \cdot 10,0 \cdot 120 = 2078 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Следовательно,

$$Q_c / S_{\text{макс}} = (43,0 / 2078) \cdot 100\% = 2,07\%.$$

Полученная зарядная мощность не может оказать заметного влияния на результаты расчетов электрических режимов распределительной сети 10 кВ, хотя и соизмерима с мощностью небольших потребителей этих сетей. Значит эту мощность можно не учитывать и исключить из схемы замещения емкостную проводимость.

Для индуктивного сопротивления имеем

$$X / R = (0,50 / 3,7) \cdot 100\% = 13,5\%.$$

Индуктивное сопротивление представляет заметную величину, поэтому должно быть учтено в схеме замещения (рис. 2.11), содержащей продольные активное и индуктивное сопротивления.

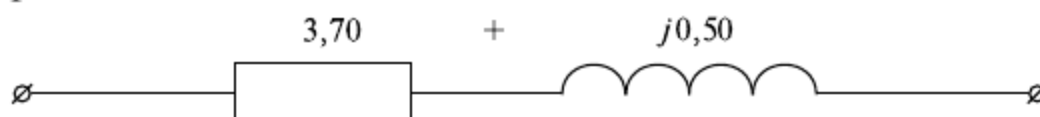


Рис. 2.11. Схема замещения кабельной линии 10 кВ

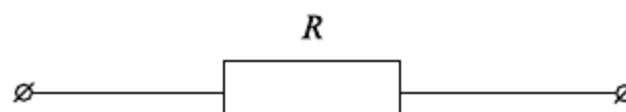


Рис. 2.12. Схема замещения кабельной линии с жилами относительно небольшого сечения

Влияние индуктивного сопротивления может быть существенным на потери напряжения в КЛ, питающей потребителей с низким коэффициентом мощности (подробнее в задаче 5.4).

При меньших сечениях кабелей, особенно с алюминиевыми жилами, величина индуктивного сопротивления не превышает 10%, поэтому может не учитываться. В таких условиях кабельная линия представляется схемой замещения, содержащей только активное сопротивление (рис. 2.12).

Задача 2.2. В связи с реконструкцией распределительной сети на участке длиной 10 км планируется замена воздушной линии номинальным напряжением 6 кВ, выполненной проводом А 50, на ВЛ 10 кВ с проводом АС 50/8. Демонтируемая ВЛ 6 кВ сооружена на одностоечных цельных деревянных опорах с расположением проводов по вершинам равнобедренного треугольника (рис. 2.13, а), новая ВЛ 10 кВ спроектирована на одностоечных деревянных опорах с железобетонными приставками и металлическими траверсами и с расположением проводов по вершинам равностороннего треугольника (рис. 2.13, б).

Сопоставьте погонные параметры ВЛ 6 кВ и 10 кВ и их допустимые мощности.

Решение. Определим параметры схемы замещения линий, руководствуясь физическими характеристиками проводов и данными конструкции ВЛ. Расчетные параметры сопоставим с табличными.

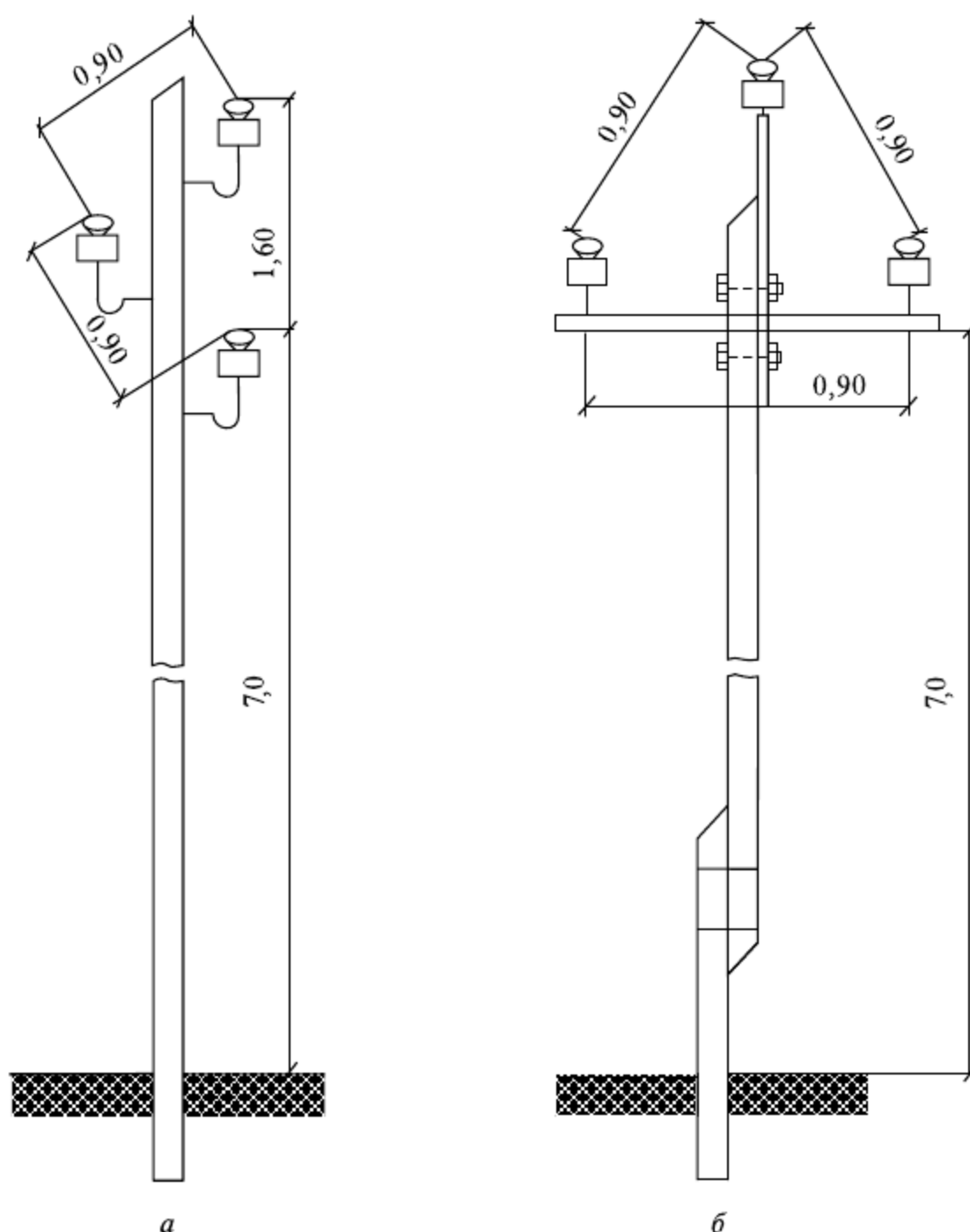


Рис. 2.13. Промежуточные одностоечные опоры ВЛ на напряжение 6—10 кВ (размеры в метрах)

Примем среднее значение удельного активного сопротивления для алюминиевой проволоки $\rho = 30,0 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ из диапазона $29,0\text{—}31,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$. Тогда погонное активное сопротивление приближенно можно определить по формуле

$$R_0 = \rho / F = 30,0 / 50 = 0,60 \text{ Ом/км}.$$

Это значение равнопригодно для проводов А 50 и АС 50/8, так как сопротивление стального троса ($\rho \approx 130 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$) значительно больше алюминиевой части провода, несущей подавляющую токовую нагрузку. Для меньших сечений, например А 25 и АС 25, различие величин R_0 более ощутимо.

Уточним значение R_0 по известной марке электротехнической проволоки (см. приложение 1, табл. П1.1). Например, для проволоки марки АПТ (полутвердая) имеем $\rho \approx 29,3 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$.

Отметим, что фактическая площадь сечения многопроволочных проводов составляет 98—99% от номинальной [10, 20, 21, 32, 63]. В данном случае для проводов А 50 и АС 50/8 имеем $F_{\text{факт}} = 48,2 \text{ мм}^2$. Тогда с учетом увеличения фактической длины многопроволочных проводов на 2—3% из-за скрутки и удлинения на 0,1—0,2% вследствие провеса получим

$$R_0 = (1,03\text{—}1,05)\rho / F_{\text{факт}} \approx 1,04 \cdot 29,3 / 48,2 = 0,632 \text{ Ом/км},$$

что незначительно отличается от расчетного значения, полученного по усредненным и номинальным данным.

Из сопоставления расчетного значения $R_0 = 0,60 \text{ Ом/км}$ с табличными значениями различных источников [10, 20, 21, 31, 32, 63], лежащих в пределах $R_0 = 0,592\text{—}0,65$, видим, что изменение расчетного значения R_0 находится в пределах погрешности исходных данных о ВЛ, а его значение может быть принято в качестве фактического погонного активного сопротивления.

Определим реактивные параметры ВЛ.

Среднегеометрическое расстояние между фазами для ВЛ 6 кВ (см. рис. 2.13, а)

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{1,60 \cdot 0,90 \cdot 0,90} = 1,09 \text{ м},$$

для ВЛ 10 кВ (см. рис. 2.13, б)

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{0,90 \cdot 0,90 \cdot 0,90} = 0,90 \text{ м}.$$

Не используя справочных данных, фактический радиус многопроволочных проводов определяют непосредственно по суммарной площади алюминиевой и стальной части проводов, увеличивая ее (из-за скрутки многопроволочных проводов) на 10—15%. Тогда для АС 50/8 получим

$$r_{\text{пр}} = 1,15 \cdot \sqrt{\frac{50+8}{3,14}} = 4,94 \text{ мм},$$

что соответствует фактическим данным провода:

$$r_{\text{пр}} = 9,6 / 2 = 4,8 \text{ мм}.$$

Для провода А 50 имеем

$$r_{\text{пр}} = 1,15 \cdot \sqrt{\frac{50}{3,14}} = 4,59 \text{ мм},$$

а фактические данные $r_{\text{пр}} = 4,5 \text{ мм}$ (см. приложение 1, табл. П1.9).

С учетом найденных расчетных значений $D_{\text{ср}}$ и $r_{\text{пр}}$ определим погонные индуктивные сопротивления:

для ВЛ 6 кВ

$$X_0 = 0,144 \lg \frac{1,09 \cdot 10^3}{4,59} + 0,016 = 0,358 \text{ Ом/км};$$

для ВЛ 10 кВ

$$X_0 = 0,144 \lg \frac{0,90 \cdot 10^3}{4,94} + 0,016 = 0,342 \text{ Ом/км}.$$

С достаточной точностью для обеих ВЛ можно принять $X_0 = 0,35 \text{ Ом/км}$.

Сопоставив эти результаты с табличными значениями для наиболее часто используемых сечений алюминиевых и сталеалюминиевых проводов сечением 35, 50, 70 мм² для различных конструкций ВЛ 6 и 10 кВ ($D_{\text{ср}} \approx 1 \text{ м}$) [10, 20, 21, 53, 63], видим, что реактивное сопротивление линии X_0 можно рассматривать как константу, характерное значение которой можно принять 0,35—0,36 Ом/км, не выполняя расчетов, требующих часто оперативно недоступных данных о конструкции определенной ВЛ, а главное, не дающих для практики значимых уточнений результатов.

Дадим оценку емкостной проводимости линий:

для ВЛ 6 кВ имеем

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{1,09 \cdot 10^3}{4,59}} \cdot 10^{-6} = 3,19 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

для ВЛ 10 кВ

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{0,90 \cdot 10^3}{4,94}} \cdot 10^{-6} = 3,35 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Примем среднее значение $b_0 \approx 3,27 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$. Найденная емкостная проводимость в $86/3,35 = 25,7$ раза меньше емкостной проводимости кабельной линии того же номинального напряжения (см. задачу 2.1).

Зарядная мощность ВЛ будет также в 25,7 раза меньше зарядной мощности кабельной линии того же класса напряжения, влияние которой на режим этой линии оценивается как незначительное. Следовательно, в схеме замещения воздушных линий этим влиянием с еще большим основанием можно пренебречь. Этот вывод может быть распространен на ВЛ до 35 кВ включительно (см. задачу 2.5).

Индуктивное сопротивление как в данном случае, %

$$X_0 / R_0 = 0,35 \cdot 100 / 0,60 = 58,30,$$

так и для всего диапазона сечений проводов (25—95 мм²), применяемых для ВЛ 6 и 10 кВ, соизмеримо с активным сопротивлением, %

$$X_0 / R_0 = 0,35 \cdot 100 / (0,35—1,38) = 25—100,$$

поэтому оно должно быть учтено в схеме замещения, которая представляется в рассматриваемых условиях (рис. 2.14) продольными активным и индуктивным сопротивлениями:

$$\underline{Z} = (0,60 + j0,35) \cdot 10 = 6,0 + j3,5 \text{ Ом.}$$

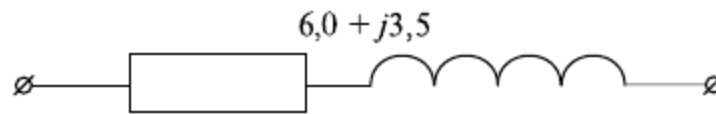


Рис. 2.14. Схема замещения ВЛ 6—10 кВ

Рассматриваемые ВЛ 6 и 10 кВ характеризуются практически одинаковыми параметрами схемы замещения и предельной силой тока по условиям нагревания, равной 210—215 А, (см. приложение 1 табл. П1.9). Этому току соответствует полная мощность для ВЛ 6 кВ $S_{\max} = \sqrt{3} \cdot 6,0 \cdot 210 \cdot 10^{-3} = 2,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а для ВЛ 10 кВ $S_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 210 \cdot 10^{-3} = 3,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Таким образом, в данном случае перевод ВЛ с 6 кВ на 10 кВ при неизменном сечении проводов увеличивает на две трети предельную мощность электропередачи.

Задача 2.3. Определите потребность в проводе АС 50/8 для монтажа (реконструкции) ВЛ 10 кВ протяженностью 5,0 км.

Решение. Потребность проводникового материала определяется в виде общего веса и суммарной протяженности проводов трех фаз на основе оценки (приближенного расчета) по расчетным (каталожным) данным или по расчетам физико-геометрических характеристик провода.

1. Найдем расчетный вес сталеалюминиевого провода АС 50/8 (см. приложение 1 табл. П1.9), он составляет $G_0 = 196 \text{ кг/км}$. Тогда общий вес проводов трех фаз $G = 3G_0L = 3 \cdot 196 \cdot 5,0 = 2940 \text{ кг}$ (в табл. П1.9 дана упрощенная маркировка проводов без указания площади сечения стальной части).

С учетом провеса, затрат провода на монтажные концы и вязки, расход провода увеличивается на 2—3%. В итоге суммарная протяженность провода $L_{\Sigma} = 1,02 \cdot 3 \cdot L = 1,02 \cdot 3 \cdot 5,00 = 15,3 \text{ км}$ с общим весом

$$G_{\Sigma} = 1,02 \cdot G = 1,02 \cdot 2940 \cdot 10^{-3} = 3,00 \text{ т.}$$

2. Определим вес провода на основе физико-геометрических характеристик.

Объем алюминиевой части проводов фаз

$$V_{Al} = 3 \cdot F_{Al} \cdot L = 3 \cdot 50 \cdot 5,00 \cdot 10^{-6} = 750 \cdot 10^6 \text{ мм}^3.$$

Плотность (объемный вес) алюминия по приложению 1 табл. П1.1 составляет $\delta_{Al} = 2,7 \text{ г/см}^3$. Определим вес фаз:

$$G_{Al} = V_{Al} \delta_{Al} = 750 \cdot 2,7 = 2025 \text{ кг}.$$

Объем стального троса

$$V_{\text{ст}} = 3F_{\text{ст}}L = 3 \cdot 8,0 \cdot 5,0 \cdot 10^6 = 120 \cdot 10^6 \text{ мм}^3.$$

Вес стального троса ($\delta_{\text{ст}} = 7,9 \text{ г/см}^3$) составит

$$G_{\text{ст}} = V_{\text{ст}} \delta_{\text{ст}} = 120 \cdot 7,9 = 948 \text{ кг.}$$

Общий вес проводов фаз

$$G = G_{\text{Al}} + G_{\text{ст}} = 2025 + 948 = 2973 \text{ кг.}$$

Действительная длина проводов фаз возрастает из-за их провеса f (рис. 2.15), с учетом которого протяженность провода L в пролете ВЛ определяется уравнением параболы вида [21, с. 326]

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f}{l}.$$

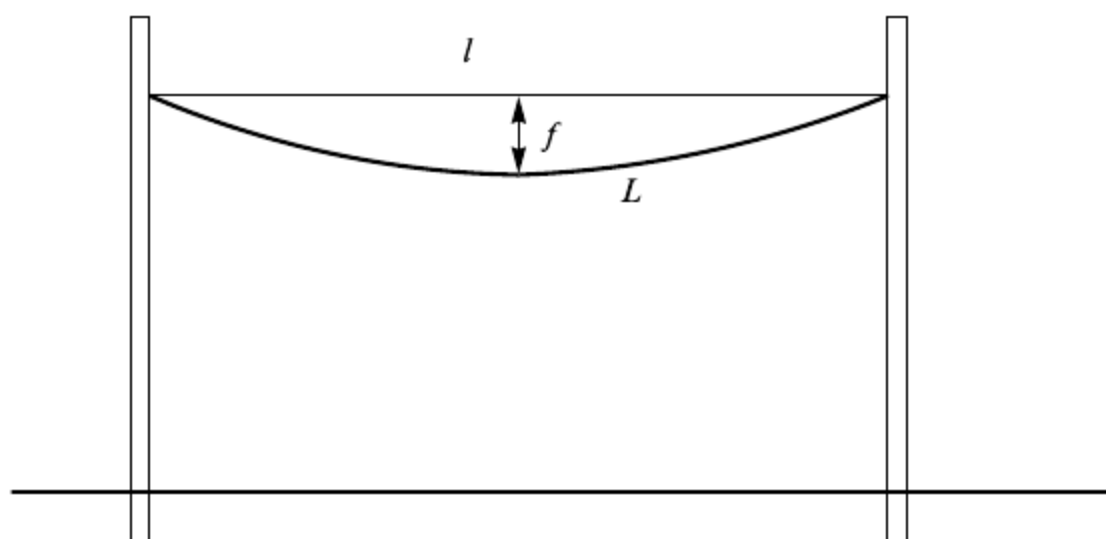


Рис. 2.15. Кривая провеса проводов

Приняв для ВЛ 10 кВ среднее расстояние между опорами около 70 м и максимальную стрелу провеса f до 1,5 м, определим:

$$L = 70 + \frac{8}{3} \cdot \frac{1,5^2}{70} \approx 70,1 \text{ м,}$$

что незначительно превышает длину пролета l :

$$\frac{70,1 - 70}{70} \cdot 100\% = 0,14\%.$$

Более заметно увеличение расхода провода на монтажные концы и вязки, с учетом которых общий вес провода составит

$$G_2 = 1,02G = 1,02 \cdot 2973 \cdot 10^{-3} \approx 3,03 \text{ т,}$$

что практически совпадает с предыдущей оценкой.

Задача 2.4. Определите активное и индуктивное сопротивления ВЛ длиной 2,0 км с номинальным напряжением 10 кВ, выполненной стальными проводами марки ПС 70 при силе тока нагрузки $I_1 = 30 \text{ А}$ и $I_2 = 150 \text{ А}$.

Провода расположены на одностоечных опорах по вершинам равностороннего треугольника, расстояние между проводами 1,0 м, диаметр провода $d = 11,5$ мм.

Решение. Активное сопротивление R_0 и внутреннее индуктивное сопротивление X_0'' , соответствующие указанным токовым нагрузкам, определим по справочным данным (см. приложение 1, табл. П1.8).

Внешнее индуктивное сопротивление X_0' , зависящее от конструкции ВЛ, определяется по формуле (2.34).

При заданном расположении фазных проводов $D_{\text{ср}} = D = 1,0$ м получим

$$X_0' = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{нр}}} = 0,144 \lg \frac{1,0 \cdot 10^3}{5,75} = 0,323 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивлений сведем в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Изменение сопротивлений в зависимости от тока нагрузки

I , А	R_0 , Ом/км	$R=R_0 L$, Ом	X_0' , Ом/км	X_0'' , Ом/км	$X_0 = X_0' + X_0''$, Ом/км	$X = X_0 L$, Ом	Z , Ом
30	1,77	3,54	0,323	0,30	0,623	1,25	$3,54 + j1,25 =$ $= 3,75 \angle 19,5^\circ$
150	2,38	4,76	0,323	0,73	1,053	2,11	$4,76 + j2,11 =$ $= 5,21 \angle 23,9^\circ$

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод: увеличение токовой нагрузки в 5 раз сопровождается ростом сопротивления проводов линии в $5,21 / 3,75 = 1,39$ раз.

Задача 2.5. Электроснабжение предприятия осуществляется по кабельной и воздушной линиям напряжением 35 кВ (рис. 2.16), выполненных соответственно кабелем ОАБ 35—3 × 70 и проводом АС 70/11. Протяженность каждой линии составляет 10 км.

Определите и сопоставьте параметры схем замещения кабельной и воздушной линий электропередачи.

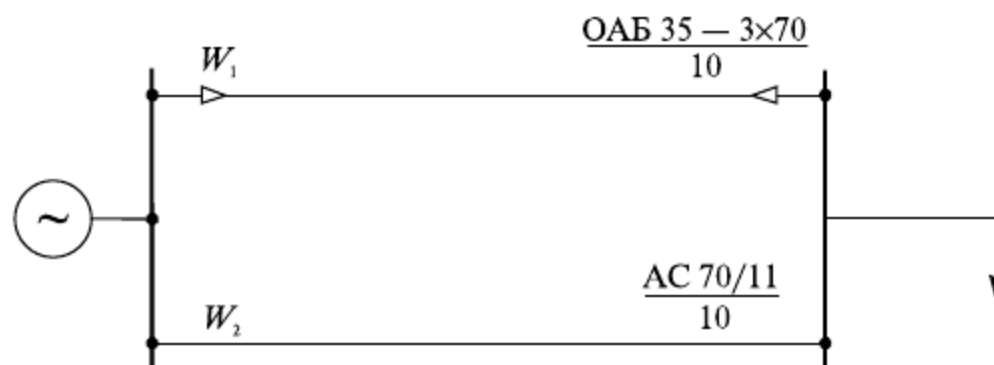


Рис. 2.16. Принципиальная схема электроснабжения

Решение. Из справочных данных (см. приложение 1, табл. П1.4) имеем следующие удельные (погонные) параметры для кабельной линии:

$$R_0 = 0,443 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,137 \text{ Ом/км}, q_0 = 86 \text{ квар/км}.$$

Для воздушной линии по табл. П1.14 принимаем

$$R_0 = 0,428 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,432 \text{ Ом/км}.$$

Определим параметры кабельной линии.

Полное сопротивление

$$\underline{Z}^{\text{КЛ}} = \underline{Z}_0^{\text{КЛ}} L = (0,443 + j0,137) \cdot 10 = 4,43 + j1,37 \text{ Ом.}$$

Удельную (погонную) емкостную проводимость рассчитаем по известному значению мощности при номинальном напряжении $q_0 = U_{\text{ном}}^2 b_0$.

Отсюда погонная проводимость

$$b_0 = q_0 / U_{\text{ном}}^2 = (86 / 35^2) \cdot 10^{-3} = 70,2 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

и полная емкостная проводимость

$$B_c^{\text{КЛ}} = b_0 L = 70,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 702 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Резльтирующие параметры воздушной линии.

Полное сопротивление

$$\underline{Z}^{\text{ВЛ}} = \underline{Z}_0^{\text{ВЛ}} L = (0,428 + j0,432) \cdot 10 = 4,28 + j4,32 \text{ Ом.}$$

Удельную емкостную проводимость можно определить, используя данные для ВЛ 35 кВ (см. приложение 1, табл. П1.12), или расчетным путем. Так, для расположения проводов треугольником:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{3,0 \cdot 10^3}{5,7}} \cdot 10^{-6} = 2,79 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Полная емкостная проводимость

$$B_c^{\text{ВЛ}} = b_0 L = 2,79 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 27,9 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Сопротивления двух параллельно работающих линий характеризуются высокой степенью неоднородности:

$$X^{\text{КЛ}} / R^{\text{КЛ}} \neq X^{\text{ВЛ}} / R^{\text{ВЛ}}.$$

Определим параметры эквивалентной схемы замещения параллельно включенных линий (ВЛ и КЛ). С учетом одинаковой протяженности линий имеем

$$\begin{aligned} \underline{Z}^{\text{ЭКВ}} &= \frac{\underline{Z}^{\text{КЛ}} \underline{Z}^{\text{ВЛ}}}{\underline{Z}^{\text{КЛ}} + \underline{Z}^{\text{ВЛ}}} = \frac{\underline{Z}_0^{\text{КЛ}} \underline{Z}_0^{\text{ВЛ}}}{\underline{Z}_0^{\text{КЛ}} + \underline{Z}_0^{\text{ВЛ}}} L = \underline{Z}_0^{\text{ЭКВ}} L = \\ &= \frac{(0,443 + j0,137) \cdot (0,428 + j0,432)}{0,443 + j0,137 + 0,428 + j0,432} \cdot 10 = \\ &= (0,236 + j0,133) \cdot 10 = 2,36 + j1,33 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Эквивалентная проводимость линий

$$B = (b_0^{\text{кл}} + b_0^{\text{вл}})L = b_0^{\text{экв}}L = (70,2 + 2,79) \cdot 10^{-6} \cdot 10 = \\ = 72,99 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 730 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Проводимость B_c кабельной линии значительно превышает проводимость воздушной линии, что позволяет в итоге принять эквивалентное значение равное $B_c^{\text{экв}} \approx B_c^{\text{кл}} = 702 \cdot 10^{-6} \text{ См}$.

Волновое сопротивление линий:

$$\text{кабельной } Z_{\text{в}} = \sqrt{\frac{X_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{0,137}{70,2 \cdot 10^{-6}}} = 44,2 \text{ Ом};$$

$$\text{воздушной } Z_{\text{в}} = \sqrt{\frac{X_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{0,432}{2,79 \cdot 10^{-6}}} = 386 \text{ Ом}.$$

Натуральная мощность линий:

$$\text{кабельной } P_c = U_{\text{ном}}^2 / Z_{\text{в}} = 35,0^2 / 44,2 = 27,8 \text{ МВт};$$

$$\text{воздушной } P_c = U_{\text{ном}}^2 / Z_{\text{в}} = 35^2 / 386 = 3,17 \text{ МВт}.$$

Оценим необходимость учета емкостной проводимости в схеме замещения ВЛ 35 кВ, сопоставив с проводимостью КЛ 35 кВ:

$$b_0^{\text{вл}} / b_0^{\text{кл}} = 2,79 \cdot 10^{-6} / 70,2 \cdot 10^{-6} = 0,0397,$$

т.е. менее 4% проводимости кабеля. Естественно, что в таком же соотношении находятся и зарядные токи (мощности) рассматриваемых линий. Вследствие незначительности значения зарядных (емкостных) мощностей ВЛ 35 кВ в справочных данных не приводятся. Так, значение емкостного тока воздушной линии 35 кВ

$$I_c = \frac{1}{\sqrt{3}} U_{\text{ном}} b_0 L = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 35 \cdot 2,79 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 10^3 = 0,563 \text{ А},$$

генерируемая линией зарядная мощность

$$Q_c = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_c = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,563 = 34,1 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для кабельной линии зарядную мощность можно определить по следующей формуле, используя значения множителей по справочным данным:

$$Q_c = q_0 L = 86 \cdot 10 = 860 \text{ квар},$$

откуда сила емкостного тока

$$I_c = \frac{Q_c}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{860}{\sqrt{3} \cdot 35} = 14,2 \text{ А},$$

что больше аналогичных величин для ВЛ 35 кВ более чем в 25 раз.

При сопоставлении зарядной мощности с натуральной имеем:

$$\text{для КЛ } 35 \text{ кВ } Q_c / P_{\text{нат}} = \left(860 / (27,8 \cdot 10^3) \right) \cdot 100\% = 3,09\%;$$

$$\text{для ВЛ } 35 \text{ кВ } Q_c / P_{\text{нат}} = \left(34,1 / (3,17 \cdot 10^3) \right) \cdot 100\% = 1,08\%.$$

Экономическая мощность кабельной и воздушной линии различается менее заметно, чем натуральная, и составляет для кабеля $P_3 = 6,4 \text{ МВт}$ [66, табл. 7.28]. Предельная экономическая нагрузка на одну цепь для ВЛ с проводом АС 70 $I_3 = 75 \text{ А}$ [66, табл. 7.9]. Откуда

$$P_3 = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 75 \cdot 10^{-3} = 4,55 \text{ МВт}.$$

Следовательно,

$$\text{для КЛ } 35 \text{ кВ } Q_c / P_3 = (860 / 6,4 \cdot 10^3) \cdot 100\% = 13,4\% ;$$

$$\text{для ВЛ } 35 \text{ кВ } Q_c / P_3 = (34,1 / 4,55 \cdot 10^3) \cdot 100\% = 0,75\% .$$

Таким образом, влияние емкостной проводимости и соответственно зарядной мощности на общее потокораспределение ВЛ 35 кВ незначительно и не превосходит ошибок исходных данных. Доля зарядной мощности КЛ 35 кВ в общей нагрузке весьма ощутима. Такая мощность должна быть учтена в расчете режима линии, поэтому схема замещения рассматриваемой электропередачи содержит емкостную проводимость только для кабельной линии (рис. 2.17).

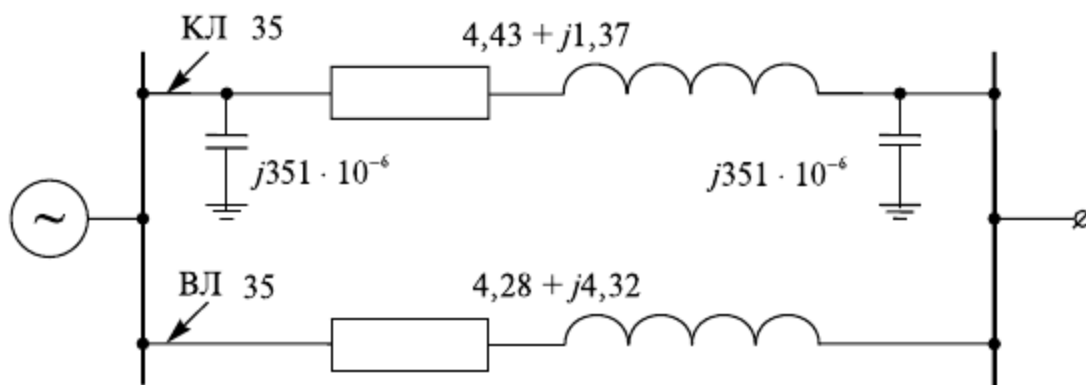


Рис. 2.17. Исходная схема замещения кабельной и воздушной линий 35 кВ

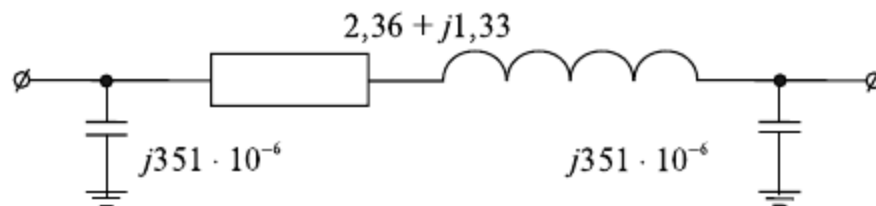


Рис. 2.18. Эквивалентная схема замещения кабельной и воздушной линий 35 кВ

Следовательно, и в эквивалентной схеме замещения линий (рис. 2.18) поперечная ветвь моделируется только проводимостью кабеля.

Задача 2.6. Электроснабжение района осуществляется по двум воздушным линиям 110 кВ с проводами марки АС 120/19. Одна линия выполнена на деревянных П-образных опорах с горизонтальным расположением проводов и расстоянием между проводами 4,0 м, другая линия смонтирована на унифицированных железобетонных опорах с расположением проводов по вершинам равнобедренного треугольника со сторонами 5,5; 3,2; 5,5 м (рис. 2.19).

Сопоставьте погонные параметры воздушных линий и определить эквивалентные параметры схемы замещения двух цепей длиной 100 км.

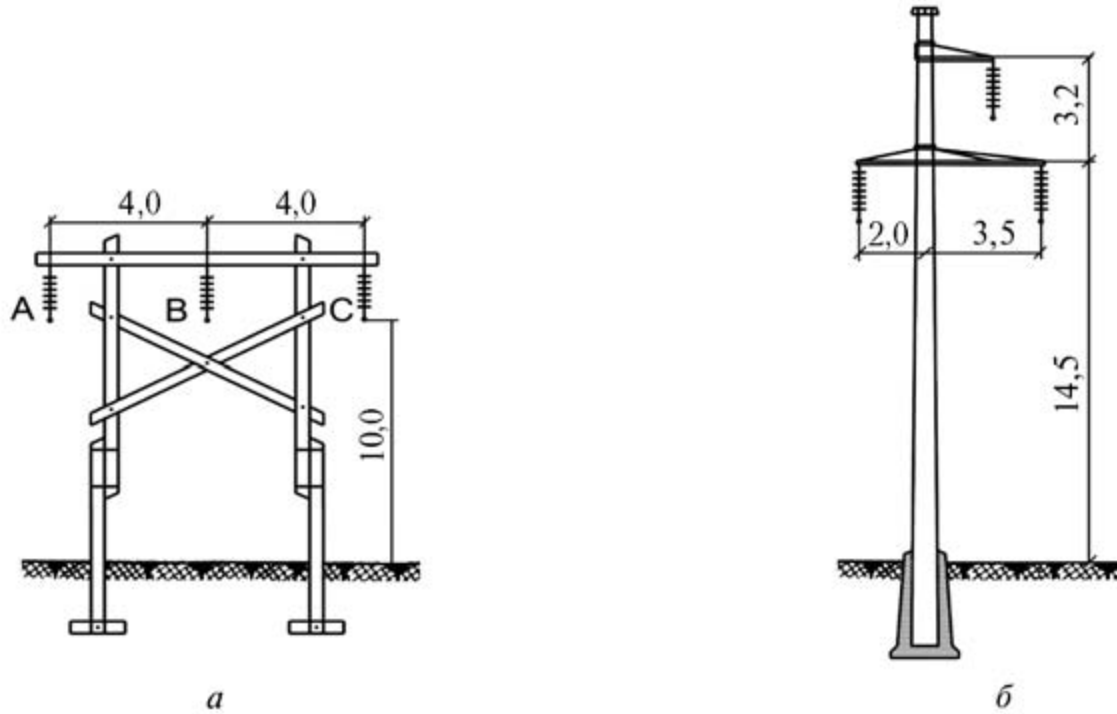


Рис. 2.19. Промежуточные опоры одноцепных линий напряжением 110 кВ:
а — деревянная; *б* — унифицированная железобетонная

Решение. Среднегеометрические расстояния между проводами линий составляют:

для первой линии (рис. 2.19, *а*) $D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 4,0 = 5,04$ м;

для второй линии (рис. 2.19, *б*) $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{5,5 \cdot 3,2 \cdot 5,5} = 4,59$ м.

По таблицам П1.9 и П1.11 для значений $D_{\text{ср}} = 5,0$ м и $D_{\text{ср}} = 4,5$ м находим для провода марки АС 120/19 искомые параметры:

для линии 1

$$R_0 = 0,27 \text{ Ом/км}, \quad X_0 = 0,423 \text{ Ом/км}, \quad b_0 = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

для линии 2

$$R_0 = 0,27 \text{ Ом/км}, \quad X_0 = 0,416 \text{ Ом/км}, \quad b_0 = 2,74 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Эти же параметры вычислим приближенно.

Активное сопротивление

$$R_0 = \rho / F \approx 30 / 120 = 0,25 \text{ Ом/км}.$$

Уточним активное сопротивление. С учетом увеличения фактической длины из-за скрутки многопроволочных проводов и удлинения провода вследствие провиса до 5%

$$R_0 = 1,05 \cdot 0,25 = 0,262 \text{ Ом/км}.$$

Зная суммарное сечение провода АС 120/19, определяем наружный диаметр провода:

$$d_{\text{пр}} = 1,10 \sqrt{\frac{4 \cdot (F_{\text{ал}} + F_{\text{ст}})}{\pi}} = 1,10 \sqrt{\frac{4 \cdot (120 + 19)}{3,14}} = 14,6 \text{ мм}.$$

Индуктивное сопротивление:

для линии 1

$$\begin{aligned}
 X_0 &= 0,144 \cdot \lg \frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d} + 0,016 = \\
 &= 0,144 \cdot \lg \frac{2 \cdot 5,04 \cdot 10^3}{14,6} + 0,016 = 0,429 \text{ Ом/км};
 \end{aligned}$$

для линии 2

$$X_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{2 \cdot 4,59 \cdot 10^3}{14,6} + 0,016 = 0,419 \text{ Ом/км}.$$

Емкостная проводимость:

для линии 1

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{2 D_{\text{cp}}}{d}} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{2 \cdot 5,04 \cdot 10^3}{14,6}} \cdot 10^{-6} = 2,67 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

для линии 2

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d}} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{2 \cdot 4,59 \cdot 10^3}{14,6}} \cdot 10^{-6} = 2,71 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Сопоставив погонные параметры при различном расположении фазных проводов на опорах с табличными значениями, отметим, что отличие составляет 2—3% и не превышает погрешности исходных данных. Значит, в практическом инженерном анализе режимных показателей электрических сетей можно не учитывать исполнение ВЛ и принимать погонные параметры, характерные для данного класса напряжения.

Результирующие параметры схем замещения линии длиной 100 км определим по выражению (2.1):

$$R_1 = R_2 = 0,270 \cdot 100 = 27,0 \text{ Ом};$$

$$X_1 = 0,423 \cdot 100 = 42,3 \text{ Ом};$$

$$X_2 = 0,416 \cdot 100 = 41,6 \text{ Ом};$$

$$B_1 = 2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 269 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \quad B_2 = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 274 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Определим параметры эквивалентной схемы замещения (рис. 2.20):

$$\underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z}_1 \underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} = \frac{(27,0 + j42,3) \cdot (27,0 + j41,6)}{(27,0 + j42,3) + (27,0 + j41,6)} = 13,50 + j20,98 \text{ Ом};$$

$$\frac{B_3}{2} = \frac{1}{2}(B_1 + B_2) = \frac{1}{2}(269 + 274) \cdot 10^{-6} = 272 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Суммарная емкостная проводимость линий определяет зарядную мощность:

$$Q_c = B_3 U_{\text{ном}}^2 = 272 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 6,58 \text{ Мвар.}$$

Сопоставим Q_c с натуральной мощностью двух ВЛ напряжением 110 кВ. Волновое сопротивление

$$Z_B = \sqrt{\frac{X_0^3}{b_0^3}}, \quad X_0^3 = \frac{X_3}{L} = \frac{20,98}{100} = 0,210 \text{ Ом/км;}$$

$$Z_B = \sqrt{\frac{0,210}{5,43 \cdot 10^{-6}}} \approx 197 \text{ Ом.}$$

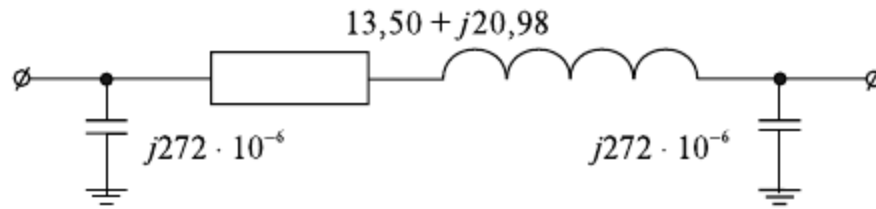


Рис. 2.20. Эквивалентная схема замещения двух ВЛ напряжением 110 кВ

Натуральная мощность

$$P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 / Z_B = 110^2 / 197 = 61,4 \text{ МВт.}$$

Зарядная мощность соотносится с натуральной:

$$Q_c / P_{\text{нат}} = (6,58 / 61,4) \cdot 100\% = 10,7\%$$

и как видим соизмерима с ней и должна быть учтена при анализе режима линии. Следовательно, схема замещения рассматриваемой электропередачи должна включать активное и реактивное сопротивление и емкостную проводимость (см. рис. 2.20).

Задача 2.7. Определите, как изменятся погонные параметры и пропускная способность линии электропередачи 220 кВ при горизонтальном расположении проводов и междуфазном расстоянии 7,0 м, если вместо провода АС 600/72 в каждой фазе подвесить два провода АС 300/48 с расстоянием между ними $a_{\text{ср}} = 40$ см (рис. 2.21).

Решение. 1. Определяем среднегеометрическое расстояние между фазными проводами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26D = 1,26 \cdot 7,0 = 8,82 \text{ м.}$$

По таблицам П1.9 и П1.12 приложения 1 находим диаметр провода АС 600/72 $2r_{\text{пр}} = 33,1$ мм и погонные параметры нерасщепленной фазы $R_0 = 0,055$ Ом/км; $X_0 = 0,40$ Ом/км; $b_0 = 2,8 \cdot 10^{-6}$ Ом/км.

Эти же параметры оценим аналитически.

Активное погонное сопротивление провода

$$R_0 \approx 1,05\rho / F = 1,05 \cdot 30 / 600 = 0,052 \text{ Ом/км.}$$

Индуктивное погонное сопротивление фазы

$$\begin{aligned}
 X_0 &= 0,144 \lg \left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}}} \right) + 0,016 = \\
 &= 0,144 \lg \left(\frac{8,82 \cdot 10^3}{16,55} \right) + 0,016 = 0,409 \text{ Ом/км.}
 \end{aligned}$$

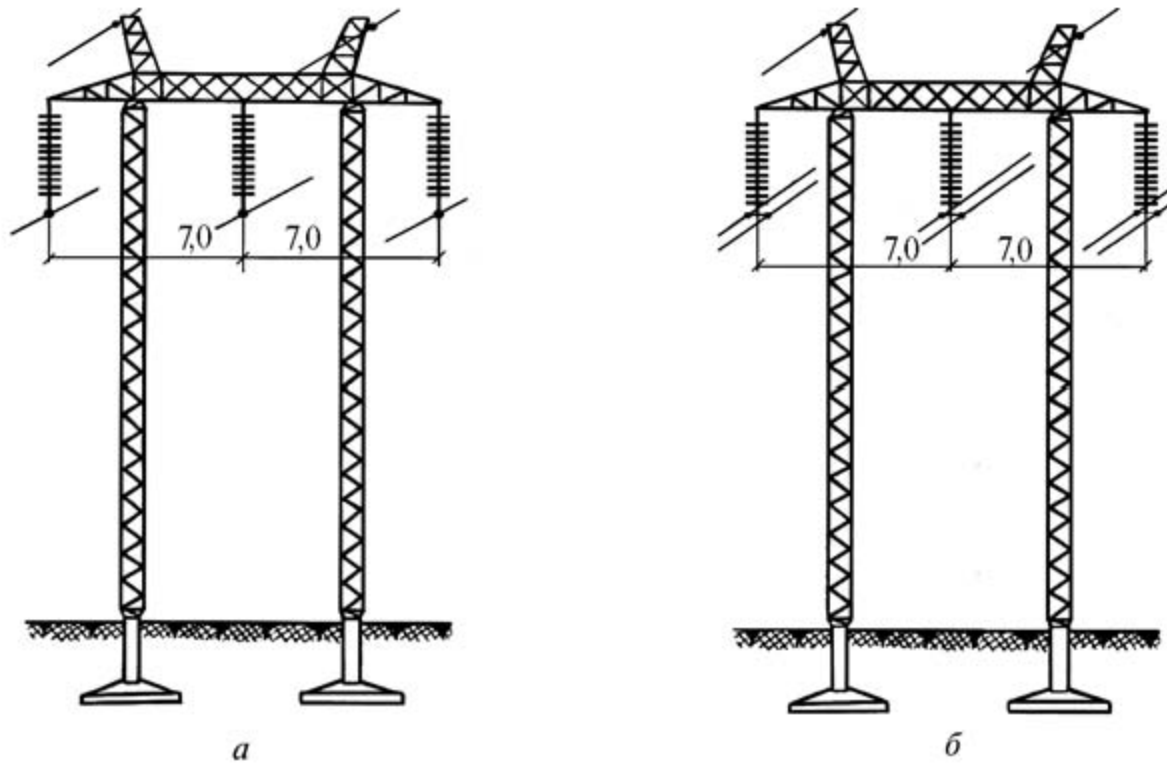


Рис. 2.21. Промежуточные металлические опоры ВЛ напряжением 220 кВ:
а — с нерасщепленной фазой; *б* — с расщепленной фазой

Полное погонное сопротивление провода

$$\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0 = 0,052 + j0,409 = 0,412 e^{j82,6} \text{ Ом/км.}$$

Погонная емкостная проводимость этого провода

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}}} \right)} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{8,82 \cdot 10^3}{16,55} \right)} \cdot 10^{-6} = 2,78 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Волновое сопротивление линии

$$Z_{\text{в}} = \sqrt{X_0 / b_0} = \sqrt{0,409 / 2,78 \cdot 10^{-6}} = 384 \text{ Ом.}$$

Ее натуральная мощность

$$P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 / Z_{\text{в}} = 220^2 / 384 \approx 126 \text{ МВт.}$$

2. Рассчитываем погонные параметры фазы, расщепленной на два провода АС 300/48 (диаметр провода $2r_{\text{пр}} = 24,2$ мм):

активное сопротивление

$$R_0 = 1,05 \frac{\rho}{2F} = 1,05 \cdot \frac{30}{2 \cdot 300} = 0,052 \text{ Ом/км,}$$

индуктивное сопротивление

$$X_0 = 0,144 \lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_3} \right) + \frac{0,016}{n},$$

$$r_3 = \sqrt[n]{r_{\text{пр}} a_{\text{ср}}^{n-1}} = \sqrt[4]{12,1 \cdot 400} = 69,6 \text{ мм};$$

$$X_0 = 0,144 \cdot \lg \left(\frac{8,82 \cdot 10^3}{69,6} \right) + \frac{0,016}{2} = 0,311 \text{ Ом/км},$$

где r_3 — эквивалентный радиус провода, мм.

Полное удельное сопротивление

$$Z_0 = \sqrt{R_0^2 + X_0^2} = \sqrt{0,052^2 + 0,311^2} = 0,315 \text{ Ом/км}.$$

Емкостная проводимость

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} \right)} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{8,82 \cdot 10^3}{69,6} \right)} \cdot 10^{-6} = 3,60 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Полученные погонные параметры незначительно отличаются от значений, принятых по справочным данным (см. приложение 1 табл. П1.9 и П1.12):

$$R_0 = 0,054 \text{ Ом/км}, \quad X_0 = 0,30 \text{ Ом/км}, \quad b_0 = 3,7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Волновое сопротивление с расщепленной фазой

$$Z_{\text{в}} = \sqrt{X_0 / b_0} = \sqrt{0,311 / 3,60 \cdot 10^{-6}} = 294 \text{ Ом}$$

и натуральная мощность

$$P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 / Z_{\text{в}} = 220^2 / 294 \approx 165 \text{ МВт}.$$

3. Сопоставим параметры линий. При расщеплении фазы на два провода погонное индуктивное сопротивление составит

$$(0,311 / 0,409) \cdot 100\% = 76,0\% \text{ от } X_0,$$

т.е. на 24% меньше.

Погонная емкостная проводимость будет

$$(3,6 \cdot 10^{-6} / 2,78 \cdot 10^{-6}) \cdot 100\% = 129,5\% \text{ от } b_0,$$

т.е. увеличится на 29,5%.

Расщепление фазы позволяет увеличить идеальный предел ВЛ напряжением 220 кВ по передаваемой мощности:

$$P_{\text{пр}} = U_{\text{ном}}^2 / (Z_0 L)$$

в соотношении

$$Z_0 / Z'_0 = 0,412 / 0,315 = 1,31 \text{ раз,}$$

и натуральную мощность ВЛ 220 кВ в соотношении

$$P_{\text{нат}}^3 / P_{\text{нат}} = (165 / 126) \cdot 100\% = 131\%, \text{ т.е. на } 31\%.$$

Таким образом, расщепление фазы на два провода позволяет, не увеличивая суммарное сечение проводов, увеличить пропускную способность ВЛ 220 кВ примерно на одну треть.

Задача 2.8. Определите параметры одноцепной воздушной линии напряжением 500 кВ, длиной 600 км, выполненной проводом марки АС 500/64.

Линия проложена проводом марки АС 500/64 с расщеплением фазы на 3 провода. Расстояние между центрами расщепленных фаз по горизонтали 12 м, расщепленные провода расположены по вершинам равностороннего треугольника со стороной 40 см.

Линию представить:

цепочной схемой замещения (см. рис. 2.9, а и 2.10, б);

П-образной схемой замещения (см. рис. 2.9, в);

пассивным четырехполюсником (см. рис. 2.9, б).

Решение. 1. Определим параметры цепочной схемы замещения. Среднегеометрическое расстояние между центрами расщепленных фаз $D_{\text{ср}} = 1,26 D = 1,26 \cdot 12 = 15,1 \text{ м.}$

Из таблицы П1.9 находим диаметр провода 30,2 мм, погонное активное сопротивление $R_0 = 0,065 \text{ Ом/км.}$

Эквивалентный радиус расщепленной фазы

$$r_{\text{экв}} = \sqrt[n]{r_{\text{пр}} a_{\text{ср}}^{n-1}} = \sqrt[3]{15,1 \cdot 400^2} = 134 \text{ мм.}$$

Погонные активное, индуктивное сопротивления и емкостная проводимость с учетом расщепления:

$$R_0 = R_0 / n = 0,065 / 3 = 0,022 \text{ Ом/км;}$$

$$\begin{aligned} X_0 &= 0,144 \lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{э}}} \right) + \frac{0,016}{n} = \\ &= 0,144 \lg \left(\frac{15,1 \cdot 10^{-3}}{134} \right) + \frac{0,016}{3} = 0,301 \text{ Ом/км;} \end{aligned}$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} \right)} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{15,1 \cdot 10^3}{134} \right)} \cdot 10^{-6} = 3,69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Протяженную ВЛ 500 кВ представляем цепочной схемой замещения с двумя звеньями (участками) длиной по 300 км, при которой отказ от учета распределенности параметров не вызывает значительной погрешности в расчетах. Параметры каждого звена, моделируемого эквивалентной П-образной схемой замещения, определим в виде

$$\underline{Z} = \underline{Z}_0 L = (0,022 + j0,301)300 = 6,6 + j90,3 \text{ Ом;}$$

$$B_c = \frac{1}{2} b_0 L = \frac{1}{2} 3,69 \cdot 10^{-6} \cdot 300 = 553,3 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Потери активной мощности на корону по участкам схемы представим в виде нагрузки между участками. Приняв потери активной мощности при хорошей погоде около 10 кВт/км, получим нагрузки звеньев на корону:

$$\Delta P_k = \frac{1}{2} \Delta P_k^0 L \cdot 10^{-3} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 1,5 \text{ МВт.}$$

С учетом параметров каждого звена составим цепочную схему замещения в виде рис. 2.22.

2. Представим линию электропередачи П-образной схемой замещения.

При длине ВЛ свыше 300 км необходим учет ее равномерной распределенности параметров. Удобно использовать поправочные коэффициенты (2.50):

$$k_R = 1 - \frac{1}{3} X_0 b_0 L^2 = 1 - \frac{1}{3} \cdot 0,301 \cdot 3,69 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 = 0,867;$$

$$k_X = 1 - \frac{1}{6} X_0 b_0 \left(1 - \frac{R_0^2}{X_0^2} \right) L^2 =$$

$$= 1 - \frac{1}{6} 0,301 \cdot 3,69 \cdot 10^{-6} \left(1 - \frac{0,022^2}{0,301} \right) \cdot 600^2 = 0,934;$$

$$k_B = 1 + \frac{1}{12} X_0 b_0 L^2 = 1 + \frac{1}{12} \cdot 0,301 \cdot 3,69 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 = 1,033.$$

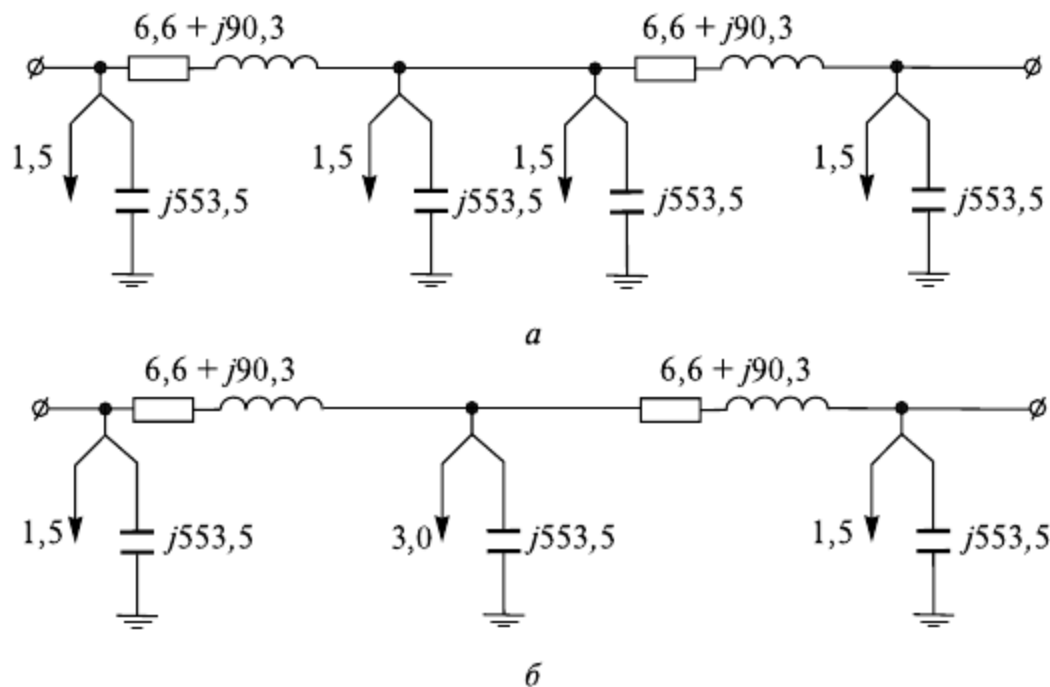


Рис. 2.22. Цепочная схема замещения ВЛ 500 кВ исходная (а), эквивалентная (б)

Тогда сосредоточенные параметры схемы замещения уточним по выражениям (2.51)

$$R = R_0 L k_R = 0,022 \cdot 600 \cdot 0,867 = 11,44 \text{ Ом;}$$

$$X = X_0 L k_X = 0,301 \cdot 600 \cdot 0,934 = 168,7 \text{ Ом;}$$

$$B = B_0 L k_B = 3,69 \cdot 10^{-6} \cdot 600 \cdot 1,033 = 2,29 \cdot 10^{-3} \text{ См.}$$

Полные сопротивления и проводимости, используемые в П-образной или Т-образной схемах замещения ЛЭП:

$$\underline{Z} = R + jX = 11,44 + j168,7 = 169,1e^{j86,12} \text{ Ом;}$$

$$\underline{Y} = jB = 2,29 \cdot 10^{-3} e^{j90} \text{ См.}$$

3. Представим ЛЭП пассивным четырехполюсником с постоянными коэффициентами \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} , \underline{D} .

Определим постоянные четырехполюсника по выражениям (2.42) и (2.45) на основании найденных параметров П-образной схемы замещения:

$$\begin{aligned} \underline{A} = \underline{D} &= 1 + \frac{\underline{ZY}}{2} = 1 + \frac{169,1e^{j86,12} \cdot 2,29 \cdot 10^{-3} e^{j90}}{2} = \\ &= 0,806 + j0,013 = 0,806e^{j0,924}; \\ \underline{B} = \underline{Z} &= 169,1e^{j86,12} \text{ Ом;} \\ \underline{C} = \underline{Y} \left(1 + \frac{\underline{ZY}}{4} \right) &= 2,29 \cdot 10^{-3} e^{j90} \left(\frac{169,1e^{j86,12} \cdot 2,29 \cdot 10^{-3} e^{j90}}{4} \right) = \\ &= 2,07 \cdot 10^{-3} e^{j90,4} \text{ См.} \end{aligned}$$

Постоянные четырехполюсника можно рассчитать и по уравнениям (2.40). Для этого необходимо определить волновые параметры линии.

Волновое сопротивление

$$\underline{Z}_B = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Y}_0}} = \sqrt{\frac{0,302 \cdot e^{j85,8}}{3,69 \cdot 10^{-6} \cdot e^{j90}}} = 286,1e^{-j2,1} \text{ Ом.}$$

Коэффициент распространения электромагнитной волны вдоль линии

$$\begin{aligned} \underline{\gamma}_0 &= \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} = \sqrt{0,302e^{j85,8} \cdot 3,69 \cdot 10^{-6} e^{j90}} = \\ &= 1,056 \cdot 10^{-3} e^{j87,9} = (0,0387 + j1,055) \cdot 10^{-3} \text{ 1/км.} \end{aligned}$$

Отсюда коэффициент затухания $\beta_0 = 0,0387 \cdot 10^{-3} \text{ 1/км}$, коэффициент фазы $\alpha'_0 = 1,055 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км}$.

Для удобства вычисления переведем радианы в градусы:

$$\alpha_0 = \frac{\alpha'_0 \cdot 180^0}{\pi} = \frac{1,055 \cdot 10^{-3} \cdot 180^0}{3,14} = 0,0605 \text{ град/км.}$$

Натуральная мощность

$$P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 / Z_B = 500^2 / 286,1 = 874 \text{ МВт.}$$

Гиперболические функции комплексного переменного:

$$\operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L) = \operatorname{sh}(\beta_0 + j\alpha_0)L = \operatorname{sh}(\beta_0 L)\cos(\alpha_0 L) + j\operatorname{ch}(\beta_0 L)\sin(\alpha_0 L);$$

$$\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) = \operatorname{ch}(\beta_0 + j\alpha_0)L = \operatorname{ch}(\beta_0 L)\cos(\alpha_0 L) + j\operatorname{sh}(\beta_0 L)\sin(\alpha_0 L).$$

Для линий до 1000 км можно принять, что $\operatorname{ch}(\beta_0 L) \approx 1$, $\operatorname{sh}(\beta_0 L) \approx \beta_0 L$, тогда

$$\begin{aligned}\operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L) &= \beta_0 L \cos(\alpha_0 L) + j \sin(\alpha_0 L) = \\ &= 0,0387 \cdot 600 \cdot \cos(0,0605 \cdot 600) + j \sin(0,0605 \cdot 600) =\end{aligned}$$

$$= 0,0187 + j0,592 = 0,592e^{j88,2};$$

$$\begin{aligned}\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) &= \cos(\alpha_0 L) + j\beta_0 L \sin(\alpha_0 L) = \\ &= \cos(0,0605 \cdot 600) + j0,0387 \cdot 600 \cdot \sin(0,0605 \cdot 600) = \\ &= 0,806 + j0,014 = 0,806e^{j1,0}.\end{aligned}$$

$$\underline{A} = \underline{D} = \operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 L) = 0,806e^{j1,0};$$

$$\underline{B} = \underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L) = 286,1e^{-j2,1} \cdot 0,592e^{j88,2} = 169,4e^{j86,1} \text{ Ом};$$

$$\underline{C} = \frac{\operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 L)}{\underline{Z}_B} = \frac{0,592e^{j88,2}}{286,1e^{-j2,1}} = 2,07 \cdot 10^{-3} e^{j90,3} \text{ 1/Ом}.$$

Расхождение в значениях констант, найденных двумя способами, находится в пределах погрешности исходных данных ($< 3\%$).

ГЛАВА 3

ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1. Общие сведения и характеристики

Передачу электроэнергии на большие расстояния в основном осуществляют на повышенном (110—750 кВ) напряжении. Распределение электроэнергии выполняют сетями напряжением 6—35(110) кВ. Электропотребителей подключают к сетям более низких напряжений (0,22—10 кВ). Для соответствующих преобразований (трансформаций) напряжений, а также связи электрических сетей различных классов напряжений и распределения электроэнергии используют силовые трансформаторы и автотрансформаторы однофазного и трехфазного исполнений.

На подстанциях электрических сетей и электростанциях преимущественно применяют трехфазные двух- и трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы. При большой мощности используют однофазные трансформаторы, соединенные в трехфазные группы.

Условные обозначения понижающих и повышающих трансформаторов и автотрансформаторов в схемах электрических систем электроснабжения показаны на рисунке 3.1.

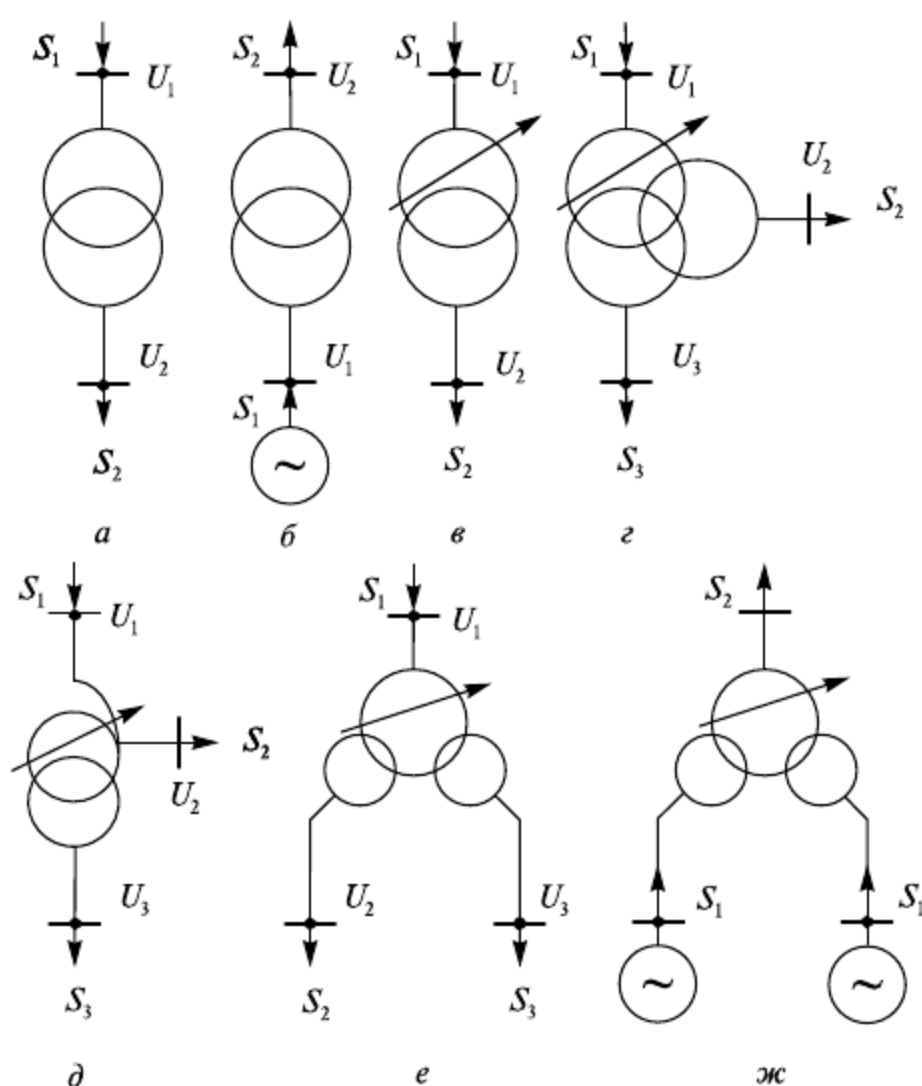


Рис. 3.1. Условные обозначения трансформаторов и автотрансформаторов на схемах:
a, б — двухобмоточный нерегулируемый; *в* — регулируемый; *г* — трехобмоточный регулируемый; *д* — автотрансформатор; *е* и *ж* — регулируемый и нерегулируемый двухобмоточный трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Стрелки обозначают электрическую нагрузку S_1 и S_2 на шинах (выводах) высшего U_1 и низшего U_2 напряжений двухобмоточных трансформаторов (см. рис. 3.1, а, б, в). В случае трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов стрелки обозначают электрические нагрузки S_1 , S_2 и S_3 на шинах высшего U_1 , среднего U_2 и низшего U_3 напряжений (см. рис. 3.1, г, д). Другая стрелка символизирует наличие регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Отсутствие таковой означает, что трансформатор снабжен устройством изменения (улучшения) напряжения ПБВ (переключатель без возбуждения). Изменение напряжения осуществляется при отключении трансформатора от сети.

Принципиальные схемы двух- и трехобмоточных трансформаторов представлены на рис. 3.2 и 3.3, а автотрансформатора на рис. 3.4.

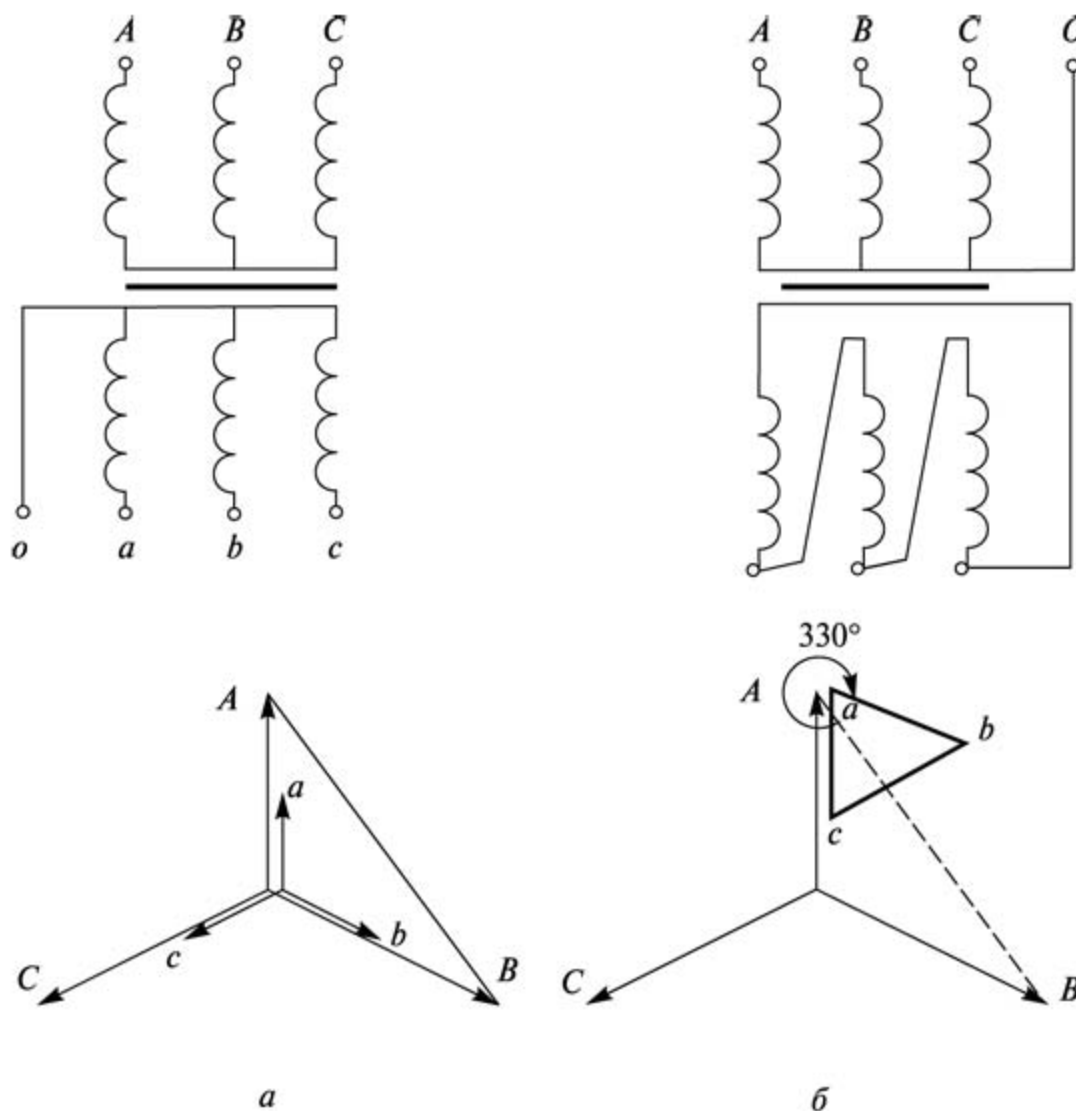


Рис. 3.2. Схемы соединений обмоток трансформаторов звезда-звезда (а), звезда-треугольник (б) и соответствующие векторные диаграммы напряжений

Обмотки высшего напряжения (ВН) 6—35 кВ двухобмоточных трансформаторов соединены в звезду (с изолированной или выведенной нулевой точкой), а обмотки низшего напряжения (НН) 0,4/0,23 кВ и 0,69/0,4 кВ соединены в звезду с выведенной нулевой точкой, т.е. группа соединений Y/Y_0-0 (рис. 3.2, а). При более высоком напряжении обмоток (ВН 110, 150, 220 кВ) обмотку НН (6—10 кВ) соединяют в треугольник, что соответствует группе соединений $Y_{\text{н}}/\Delta-11$ (рис. 3.2, б).

В трехобмоточных трансформаторах (ВН 110, 150, 220 кВ) обмотки ВН и СН соединены соответственно в звезду с выведенной и изолированной нулевой точкой. Обмотку НН при напряжениях 6, 10, 20 кВ соединяют в треугольник, что соответствует группе соединений $Y_{\text{н}}/Y/\Delta-0/0/11$ (рис. 3.3).

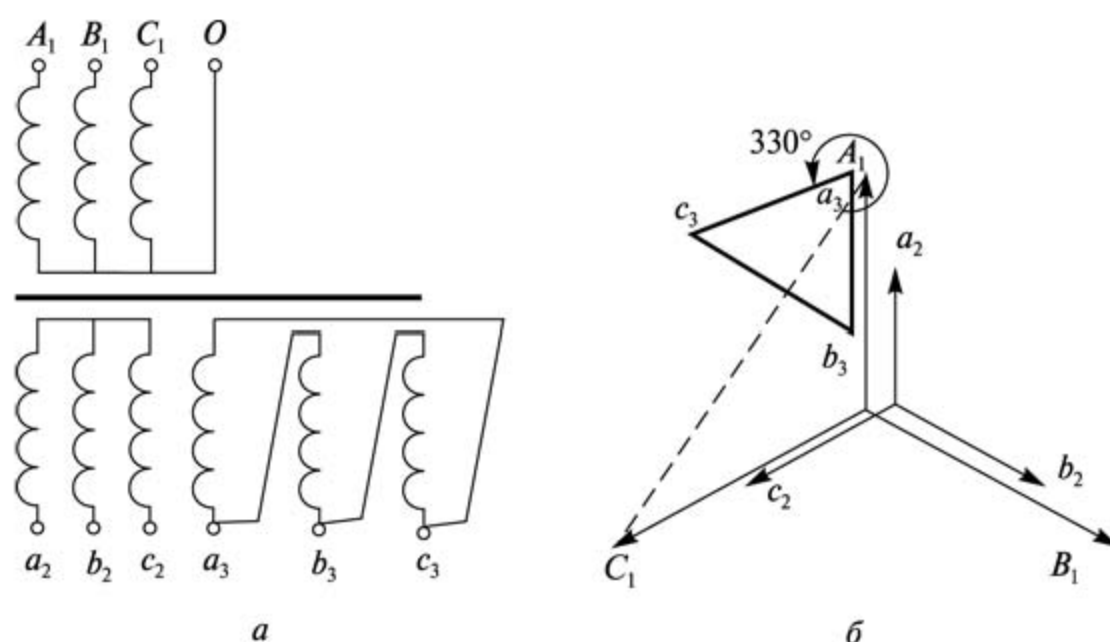


Рис. 3.3. Схемы соединений обмоток (а) трехобмоточного трансформатора «звезда с нулем — звезда-треугольник» и соответствующие векторные диаграммы напряжений (б)

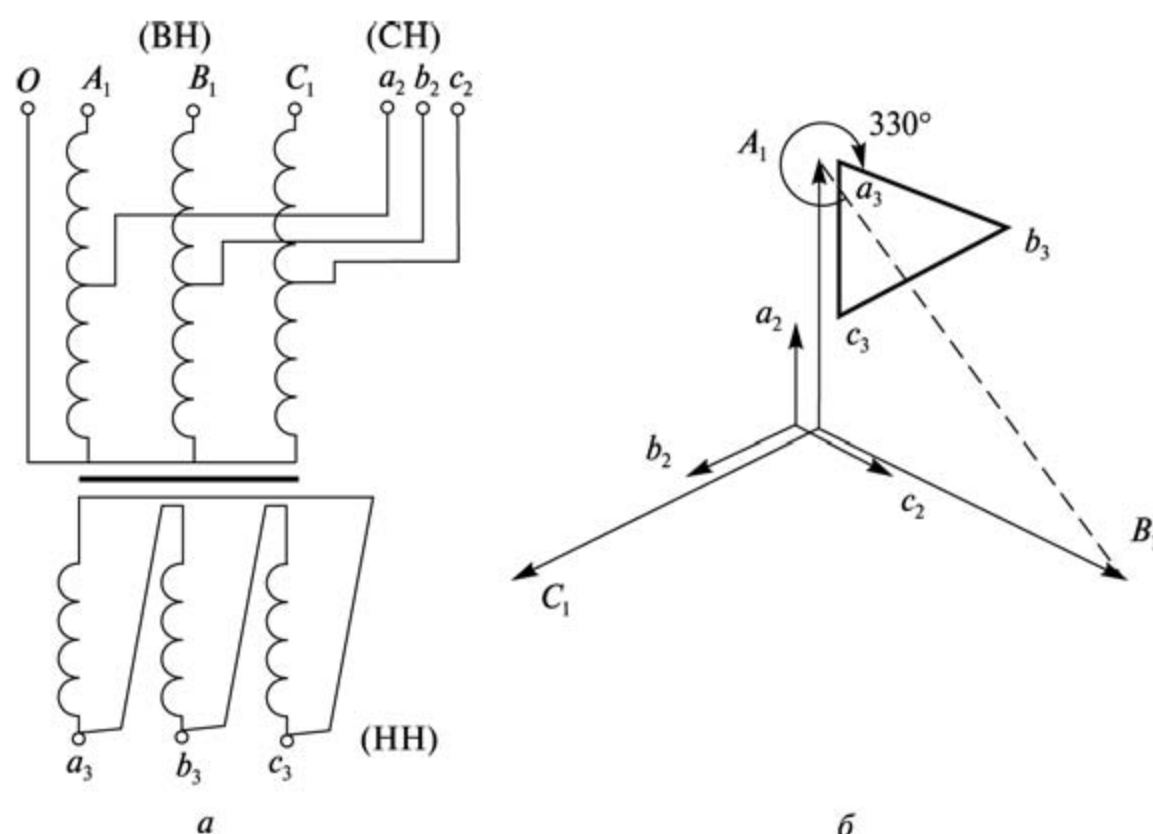


Рис. 3.4. Схемы соединения обмоток автотрансформатора (а) и соответствующие векторные диаграммы напряжений (б)

В автотрансформаторах (ВН 150, 220, 330, 500, 750 кВ) общие обмотки соединены в звезду с обязательным глухим заземлением нейтрали (рис. 3.4).

Выбор схемы соединения обмоток трансформирующих устройств определяется режимом нейтрали соединяемых сетей. Соединение в звезду облегчает работу изоляции обмоток, находящихся под воздействием фазного напряжения, соединение в треугольник необходимо для обеспечения качественных показателей напряжения в результате подавления третьей гармоники фазного напряжения.

Электропромышленность выпускает большое число типоразмеров силовых трехфазных и однофазных трансформаторов, различаемых по мощности, номинальному напряжению, числу обмоток и способу охлаждения. Тип трансформатора имеет условное обозначение, по которому можно определить количество фаз, систему охлаждения, число обмоток, наличие регулировочного устройства, гро-

зоупорность изоляции трансформатора, номинальную мощность и класс напряжения обмотки ВН.

Буквенные обозначения трансформаторов: ТМ, ТС, ТСЗ, ТД, ТДЦ, ТМН, ТДН, ТЦ, ТДГ, ТДЦГ, ОЦ, ОДГ, ОДЦГ, АТДЦТНГ, АОТДЦН и др. Первая буква обозначает число фаз (Т — трехфазный, О — однофазный); далее следует обозначение системы охлаждения: М — естественное масляное, т.е. естественная циркуляция масла; С — сухой трансформатор с естественным воздушным охлаждением открытого исполнения; Д — масляное с дутьем, т.е. с обдуванием бака с помощью вентилятора; Ц — принудительная циркуляция масла через водяной охладитель; ДЦ — принудительная циркуляция масла с дутьем. Буква Р после числа фаз в обозначении указывает, что обмотка низшего напряжения представлена двумя (тремя) обмотками (расщеплена). Наличие второй буквы Т означает, что трансформатор трехобмоточный, двухобмоточный специального обозначения не имеет. Следующие буквы указывают: Н — регулирование напряжения под нагрузкой (РПН), отсутствие буквы Н — наличие переключения без возбуждения (ПБВ); Г — грозоупорный. А — автотрансформатор (в начале условного обозначения). За буквенными обозначениями идут номинальная мощность трансформатора (кВ·А) и через дробь — класс номинального напряжения обмотки ВН (кВ). В автотрансформаторах добавляют в виде дроби класс напряжения обмотки СН. Иногда указывают год начала выпуска трансформаторов данной конструкции.

Шкала номинальных мощностей трехфазных силовых трансформаторов и автотрансформаторов (действующие государственные стандарты 1967—1974 гг.) высоковольтных сетей построена так, чтобы показать значения мощности, кратные десяти: 20, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 кВ·А и т.д. Некоторое исключение составляют мощности 32 000, 80 000, 125 000, 200 000, 500 000 кВ·А.

Нормативный срок службы отечественных трансформаторов составляет 50 лет, поэтому в сетях энергосистем промышленных и сельскохозяйственных предприятий могут также эксплуатироваться трансформаторы, выпущенные до 1967 г. и обновленные вследствие капитального ремонта. Их шкала номинальных мощностей: 5, 10, 20, 30, 50, 100, 180, 320, 560, 750, 1000, 1800, 3200, 5600—31 500, 40 500 кВ·А и т.д.

Примеры обозначения типов трансформаторов:

ТМ-250/10 — трехфазный двухобмоточный с естественным масляным охлаждением, изменение напряжения с помощью устройства ПБВ, номинальная мощность 250 кВ·А, класс напряжения обмотки ВН 10 кВ;

ТДТН-25000/110 — трехфазный трехобмоточный понижающий трансформатор, масляное охлаждение с дутьем, с устройством РПН, номинальная мощность 25 000 кВ·А, класс напряжения обмотки ВН 110 кВ;

ОЦ-533000/500 — однофазный двухобмоточный повышающий трансформатор, охлаждение масляное с принудительной циркуляцией масла, мощностью 533 000 кВ·А, включается в сеть напряжением 500 кВ (номинальное фазное напряжение трансформатора $525/\sqrt{3}$);

АТДЦТН-250000/500/110—85 — автотрансформатор трехфазный трехобмоточный, охлаждение масляное с дутьем и циркуляцией, с РПН, номинальная мощность 250 МВ·А, понижающий, работающий по автотрансформаторной схеме между сетями 500 кВ и 110 кВ (трансформация ВН—СН, обмотка НН является вспомогательной), конструкция 1985 г.;

ТДЦТГА-120000/220/110—60 — трехфазный трехобмоточный трансформатор, основной режим которого — повышающий (А), с трансформациями НН—ВН и НН—СН, конструкция 1960 г.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы характеризуются следующими каталожными (паспортными) данными: $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $U_{\text{ном}}$ — номинальные междуфазовые (линейные) напряжения присоединяемых сетей, кВ; ΔP_k — потери активной мощности короткого замыкания, кВт; ΔP_x — потери активной мощности холостого хода, кВт; u_k — относительное значение напряжения короткого замыкания, %; I_x — относительное значение силы тока холостого хода, %.

Возможность регулирования и изменения напряжения определяется параметрами РПН и ПБВ. Их характеристики задаются в виде максимального числа положительных и отрицательных по отношению к основному выводу обмотки ВН или СН регулировочных ответвлений с указанием шага коэффициента трансформации Δk_T в виде $\pm n \times \Delta k_T$. Например, для РПН: $\pm 6 \times 1,5\%$, $\pm 8 \times 1,5\%$, $\pm 10 \times 1,5\%$, $\pm 9 \times 1,78\%$, $\pm 12,0 \times 1,0\%$; для ПБВ: $\pm 2 \times 2,5\%$.

Номинальный коэффициент трансформации — отношение номинальных напряжений обмоток трансформатора:

$$k_{\text{ном}} = U_{1\text{ном}} / U_{2\text{ном}}.$$

Изменение коэффициента трансформации достигается изменением числа отпаек (витков) на одной из обмоток. Для трансформаторов с регулированием напряжения, в частности РПН, коэффициент трансформации должен соответствовать реальному положению переключателя для его n -го ответвления:

$$k_T = \frac{U_{1\text{ном}} \pm n \frac{\Delta k_T}{100} U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}}.$$

Например, при $U_1 = U_{\text{вн}} = 115$ кВ, $U_2 = U_{\text{нн}} = 11$ кВ и РПН с параметрами $\pm 10 \times 1,5\%$ число витков изменяется на стороне ВН от $W_{\text{нм}}$ до $W_{\text{нб}}$, при этом k_T изменяется от $k_{\text{нм}}$ до $k_{\text{нб}}$:

$$k_{\text{нм}} = \frac{115 - 10 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 115}{11}, \quad k_{\text{нб}} = \frac{115 + 10 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 115}{11}.$$

Коэффициент трансформации в общем случае определяется комплексным числом:

$$\underline{k}_T = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}} e^{-jm\frac{\pi}{6}}, \quad (3.1)$$

где m — номер группы соединений обмоток трансформатора почасовой системы, определяющий сдвиг по фазе напряжений в режиме холостого хода.

Для трехобмоточных трансформаторов, кроме приведенных параметров, указывают процентное соотношение номинальных мощностей обмоток ВН, СН и НН. Например, современные трансформаторы имеют одинаковые по мощности обмот-

ки, т.е. 100/100/100%, а трансформаторы, изготовленные до 1967 г., характеризуются тремя видами соотношений: 100/100/66,7%, 100/66,7/100%, 100/66,7/66,7%. Авто-трансформаторы преимущественно имеют соотношение мощностей 100/100/50%.

На основе указанных каталожных данных определяют все расчетные параметры схем замещения трансформирующих устройств: сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации. Указанные параметры влияют на потери мощности и электроэнергии, отклонения напряжения у электропотребителей и поэтому должны учитываться при расчетах и анализе режимов работы электрических сетей.

3.2. Двухобмоточные трансформаторы

При расчетах режимов трехфазных электрических сетей с равномерной нагрузкой фаз трансформаторы в расчетных схемах представляются схемой замещения для одной фазы.

Существует определенная связь схемы замещения трансформатора с его реальными схемно-режимными параметрами. Обмотки трансформатора расположены на общем магнитопроводе, поэтому схема состоит из контуров первичной и вторичной обмоток, связанных взаимной индукцией (рис. 3.5).

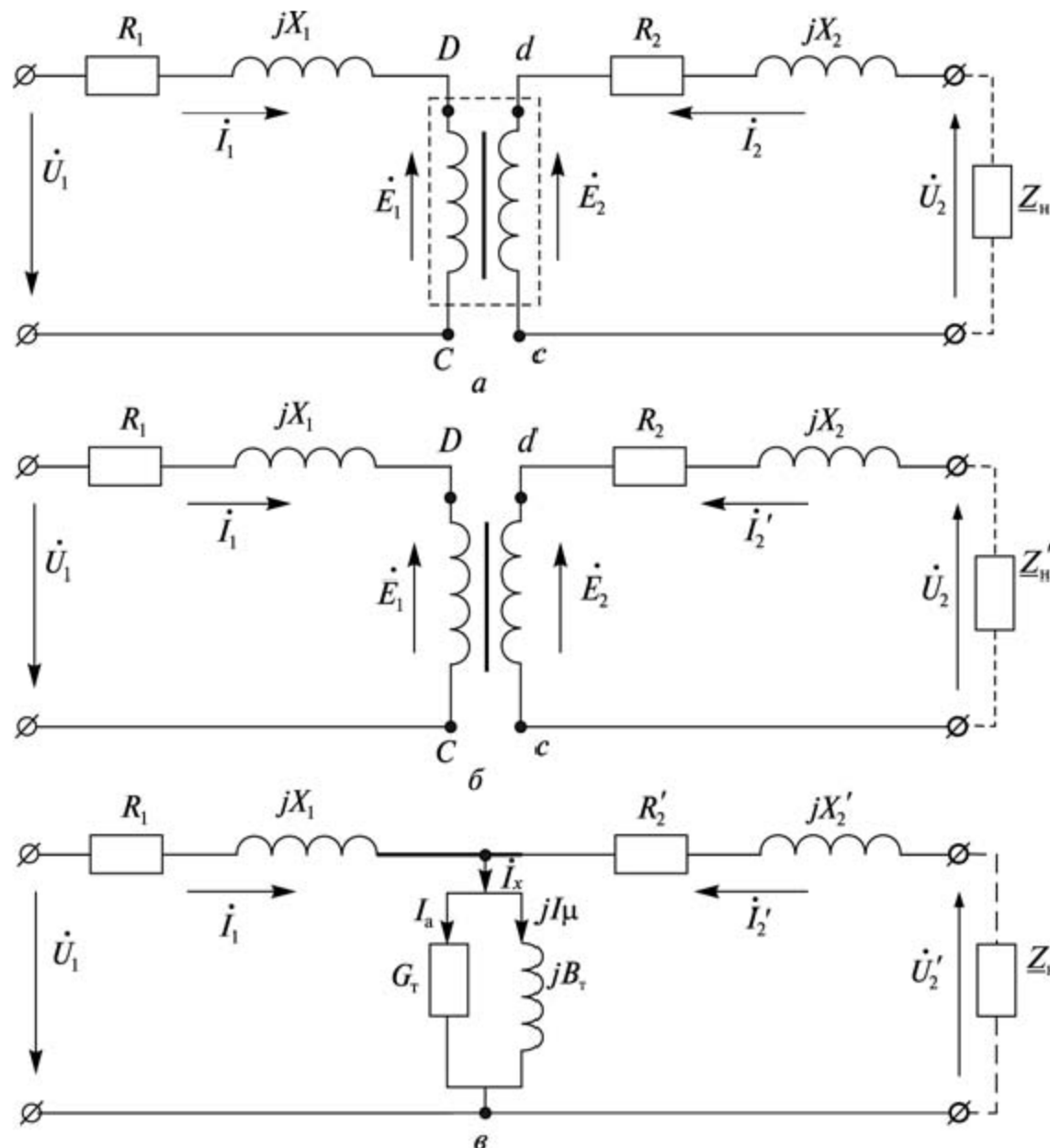


Рис. 3.5. Схемы замещения двухобмоточных трансформаторов: *а* — схема замещения отдельных обмоток; *б* — схемы замещения обмоток приведенного трансформатора; *в* — Т-образная схема замещения

Наличие магнитной связи между обмотками затрудняет исследование режимов работы трансформатора и электрической сети в целом. Значит, в расчетах удобно эту связь заменить на электрическую. В этом случае анализ режимов упрощается и сводится к расчетам относительно простой электрической цепи. Схема, в которой магнитная связь между обмотками заменена электрической, называется **схемой замещения трансформатора**. В основе такой схемы лежит представление о том, что действие потоков рассеяния $\Phi_{\sigma 1}$ и $\Phi_{\sigma 2}$ эквивалентно действию индуктивных сопротивлений обмоток X_1 и X_2 , по которым текут токи I_1 и I_2 . В соответствии с этим можно представить трансформатор в виде схемы (рис. 3.5, а). Здесь каждая из обмоток трансформатора заменена катушкой, имеющей активное и индуктивное сопротивление действительной обмотки, и магнитосвязанными обмотками с трансформацией $k = W_1/W_2$ без потоков рассеяния и активного сопротивления.

Если выполнить приведение вторичной обмотки к первичной с учетом трансформации $k = W_1/W_2$ (рис. 3.5, б)

$$\dot{E}'_2 = \dot{E}_2 k; \quad \dot{U}'_2 = \dot{U}_2 k; \quad \dot{I}'_2 = \dot{I}_2 \frac{1}{k}, \quad \underline{Z}'_2 = \underline{Z}_2 k^2,$$

то в результате будут уравновешены ЭДС E_1 и E'_2 , что позволяет объединить обмотки CD и cd в одну, называемую намагничивающей ветвью схемы замещения (см. рис. 3.5, в).

В итоге сформирована Т-образная схема, которая является наиболее точной схемой замещения двухобмоточного трансформатора (рис. 3.5, в).

Схема имеет продольные и поперечные элементы. Продольные элементы представлены активными и индуктивными сопротивлениями одной фазы первичной обмотки R_1 и X_1 и вторичной обмотки R'_2 и X'_2 . Поперечная ветвь — ветвь намагничивания трансформатора — представлена в виде активной G_T и индуктивной B_T проводимостей, определяющих активную I_a и реактивную I_μ слагающие намагничивающей силы тока I_x трансформатора. Активная слагающая сил тока обусловлена потерями мощности в стали трансформатора, реактивная — определяет намагничивающий поток взаимоиндукции обмоток трансформатора.

Т-образная схема замещения неудобна для выполнения электрических расчетов сетей, поскольку даже при питании всего одной нагрузки через двухобмоточный трансформатор схема состоит из двух контуров. При расчетах режимов электрических сетей двухобмоточные трансформаторы с достаточной точностью замещают более простыми Г-образными схемами замещения — прямой и обратной в зависимости от подключения ветви проводимостей (рис. 3.6, а, б).

В данных схемах ветвь намагничивания, в отличие от Т-образной схемы, обычно подключают с первичной стороны, т.е. с которой трансформатор получает электроэнергию от источника (прямая схема), для понижающих трансформаторов — со стороны ВН, для повышающих трансформаторов — со стороны НН. Иногда для частичной компенсации погрешности, вносимой применением Г-образной схемы, а также при реверсивной работе электропередачи один из трансформаторов, например понижающий, включают по прямой схеме, а второй — по обратной (рис. 3.7).

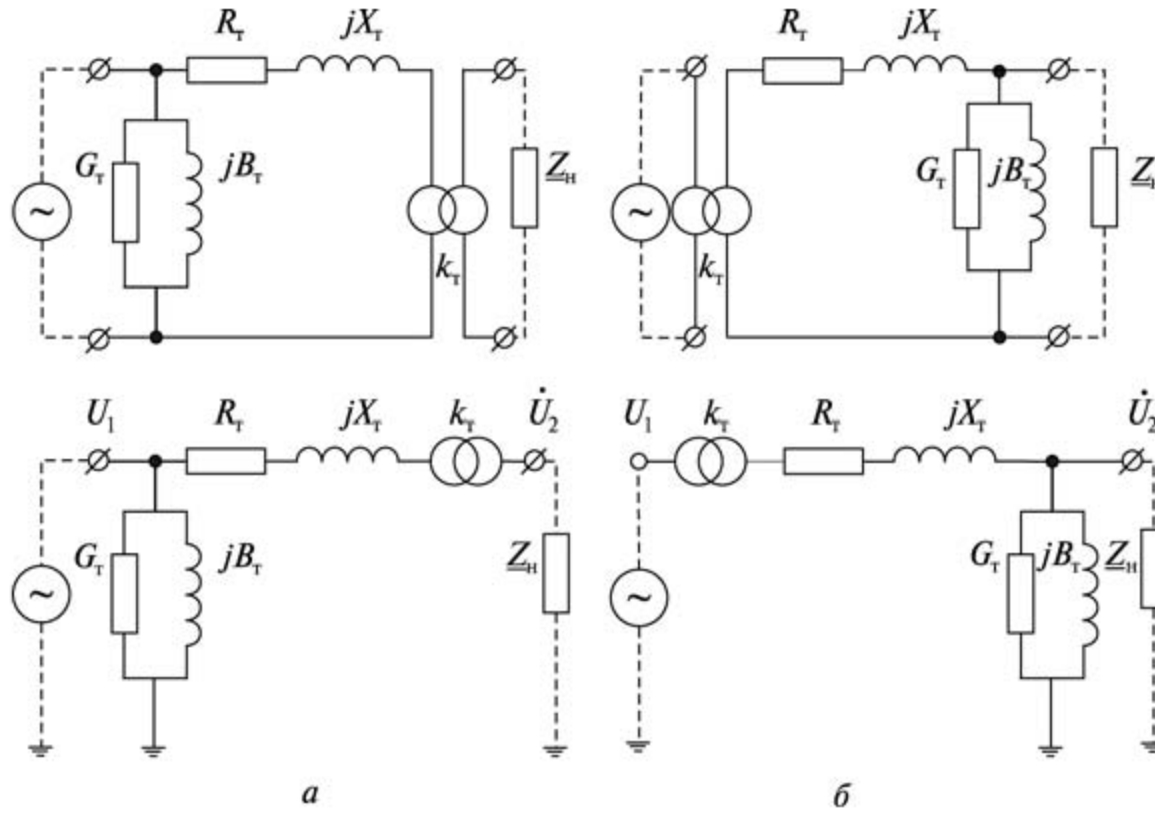


Рис. 3.6. Различные отображения Г-образных схем замещения двухобмоточного трансформатора: а — прямая схема; б — обратная схема

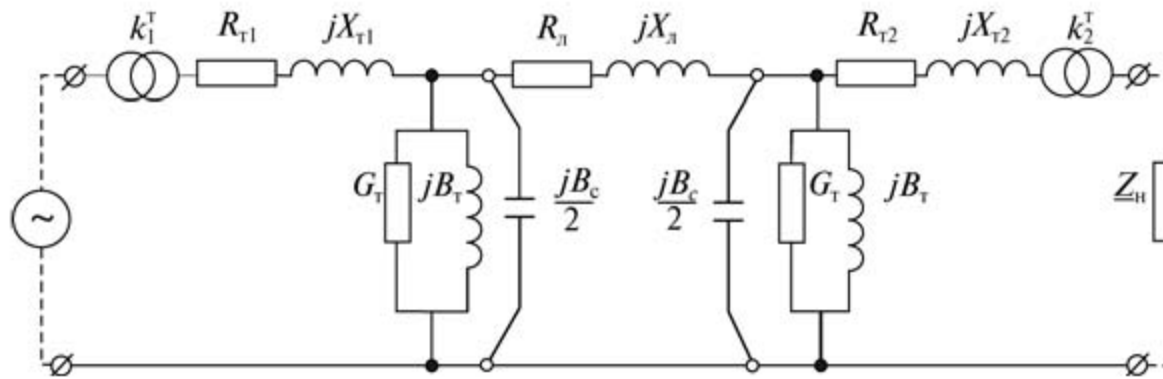


Рис. 3.7. Схема замещения электропередачи с прямой и обратной Г-образными схемами замещения соответственно понижающего и повышающего трансформаторов

Активное и реактивное сопротивления схемы равны сумме сопротивлений обеих обмоток трансформаторов, приведенных к одному напряжению. Если схема приведена к высшему напряжению, сопротивление обмоток (сквозное сопротивление) трансформаторов (см. рис. 3.7) определяется по формуле

$$\underline{Z}_T = \underline{Z}_1 + \underline{Z}'_2 = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2, \quad (3.2)$$

где \underline{Z}'_2 — полное сопротивление вторичной обмотки трансформатора, приведенное к первичному напряжению, Ом.

Если схема приведена к низшему напряжению, то по формуле

$$\underline{Z}_T = \underline{Z}'_1 + \underline{Z}_2 = \underline{Z}_1 \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 + \underline{Z}_2. \quad (3.3)$$

Эти суммарные сопротивления обмоток обычно называют **сопротивлениями (активным и индуктивным) трансформатора**.

Активная проводимость G_T обусловлена потерями активной мощности в стали трансформатора на перемагничивание (гистерезис) и вихревые токи, реактивная проводимость B_T — намагничивающей сталь мощностью. Поскольку наличие этих проводимостей связано с токами холостого хода I_x (в основном намагничивающего тока), в приближенных расчетах в Г-образной схеме замещения проводимость (ветвь намагничивания) трансформатора заменяют неизменной нагрузкой, равной потерям мощности холостого хода трансформатора (рис. 3.8, а):

$$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x,$$

где ΔP_x — потери активной мощности в стали трансформатора (паспортная величина); ΔQ_x — намагничивающая мощность трансформатора,

$$\Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{\text{ном}}, \quad (3.4)$$

где I_x — ток холостого хода трансформатора, %, с номинальной мощностью $S_{\text{ном}}$.

Использование схемы замещения, где ветвь намагничивания заменена мощностью потерь холостого хода, допустимо при напряжении до 220 кВ.

При расчетах режимов местных (распределительных) сетей напряжением 6—35 кВ влиянием проводимостей трансформаторов пренебрегают и используют простейшую схему замещения, состоящую только из последовательно соединенных активного и индуктивного сопротивлений (рис. 3.8, б).

В технико-экономических расчетах, связанных с расчетом и анализом потерь электроэнергии в распределительных сетях, потери мощности холостого хода необходимо учитывать, так как они соизмеримы с нагрузочными потерями [57, 71].

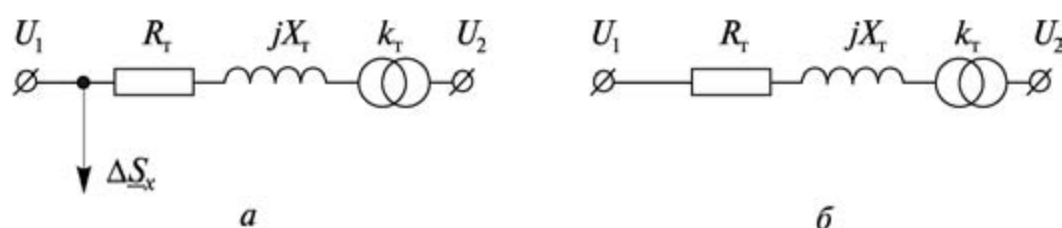


Рис. 3.8. Упрощенные схемы замещения двухобмоточных трансформаторов с учетом (а) и без учета (б) поперечной ветви

В схемах замещения (см. рис. 3.6—3.8) включен идеальный трансформатор, не обладающий сопротивлениями, а только показывающий наличие трансформации, т.е. преобразование (понижение или повышение) напряжения переменного тока одного класса напряжения в другой.

Количественно значение такой трансформации характеризуется отношением напряжений на зажимах трансформатора в режиме холостого хода:

$$k_T = W_1 / W_2 \approx U_{1\text{ном}} / U_{2\text{ном}}. \quad (3.5)$$

Такие схемы применяют при расчете режимов электрических сетей с учетом их фактических напряжений.

Если рассматриваются связанные трансформаторами сети, параметры которых приведены к одному классу напряжения, то идеальный трансформатор не учитывается.

Параметры схемы замещения двухобмоточных трансформаторов определяются по каталожным данным, составленным по результатам опытов холостого хода и короткого замыкания.

Активные и реактивные сопротивления одной фазы трансформатора определяют по результатам **опыта короткого замыкания**. **Коротким замыканием** называется режим работы трансформатора, при котором первичная обмотка присоединена к сети, а выводы вторичной обмотки соединены накоротко (напряжение $U_2 = 0$). Короткое замыкание при номинальном первичном напряжении является аварийным режимом, при котором токи в обмотках превышают в 10—15 раз номинальные, и опасным для трансформатора.

Опыт короткого замыкания проводится по схеме, представленной на рис. 3.9, а. Напряжение, подводимое к трансформатору, плавно повышается от нуля до значения, при котором токи в обеих обмотках трансформатора равны номинальным. Это и есть напряжение короткого замыкания u_k , которое обычно выражается в процентах от номинального напряжения:

$$u_k = (U_{1к} / U_{ном}) \cdot 100\% = (\sqrt{3} I_{ном} Z_T / U_{ном}) \cdot 100\% \quad (3.6)$$

и составляет для силовых трансформаторов 3—13%.

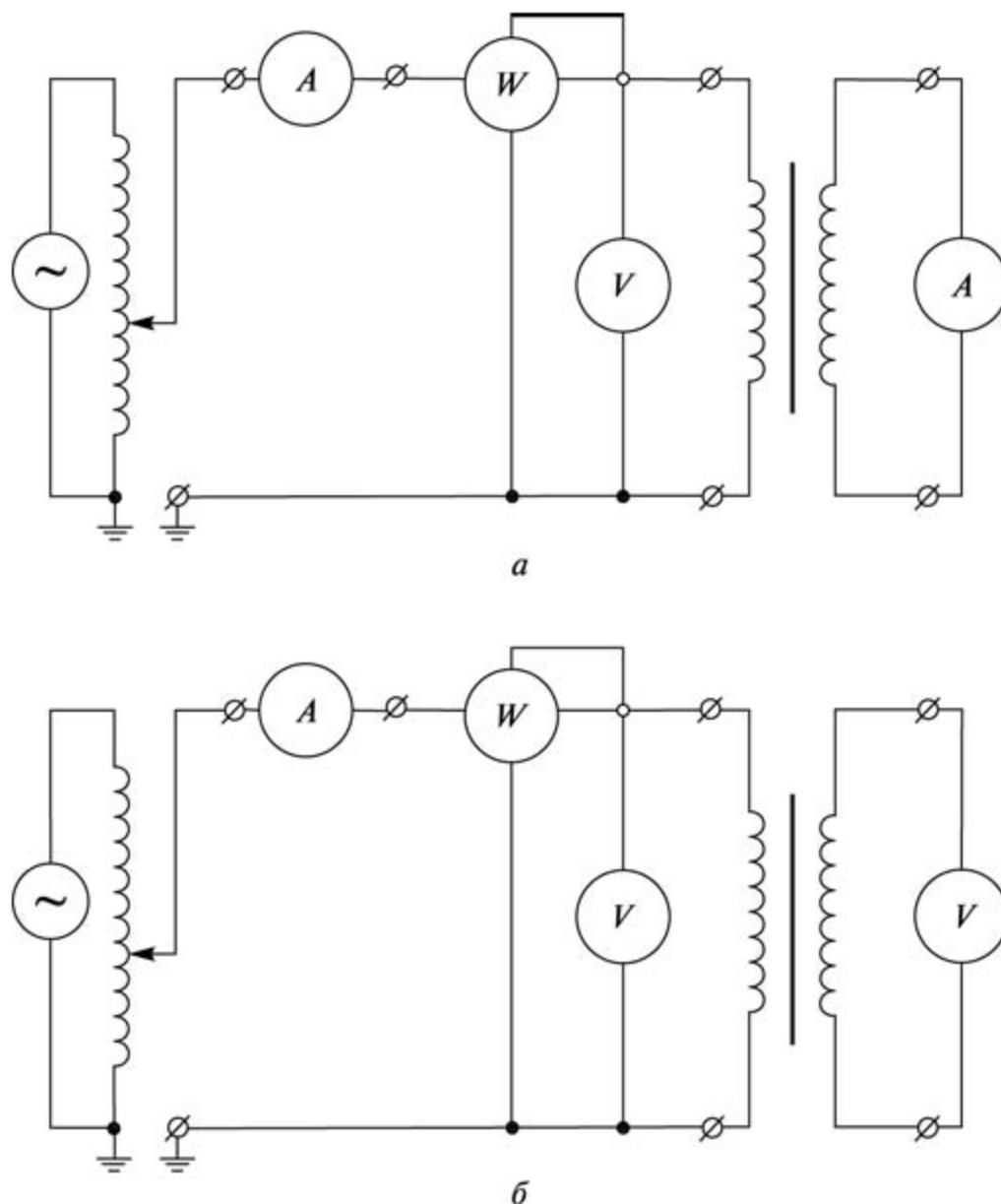


Рис. 3.9. Принципиальные схемы опытов короткого замыкания (а) и холостого хода (б) двухобмоточного трансформатора (применительно к одной фазе)

Ваттметр W показывает потери активной мощности ΔP_k в обмотках и стали трансформатора. Потери в стали незначительны из-за малости приложенного напряжения u_k .

В опыте короткого замыкания обычно все потери активной мощности практически целиком расходуются на нагревание его обмоток и могут быть приравнены к номинальным потерям в обмотках трансформатора $\Delta P_k \approx \Delta P_{\text{ном}}$. Значит, можно принять с точностью, достаточной для инженерных расчетов, что в опыте короткого замыкания

$$\Delta P_{\text{кф}} = \Delta P_{\text{мном}}^{\Phi} = I_{\text{ном}}^2 R_T = (S_{\Phi_{\text{ном}}}^2 / U_{\Phi_{\text{ном}}}^2) R_T. \quad (3.7)$$

Приняв потери мощности в киловаттах, напряжение в киловольтах, а номинальную мощность трансформатора в мегавольтамперах, получим сопротивление, Ом,

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кф}} U_{\Phi_{\text{ном}}}^2}{S_{\Phi_{\text{ном}}}^2} \cdot 10^{-3}. \quad (3.8)$$

Перейдя к потерям мощности в трех фазах $\Delta P_k = 3\Delta P_{\text{кф}}$, линейному напряжению $U_{\text{ном}} = \sqrt{3}U_{\Phi_{\text{ном}}}$ и номинальной мощности трехфазного трансформатора $S_{\text{ном}} = 3S_{\Phi_{\text{ном}}}$, активное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора, Ом,

$$R_T = \frac{\Delta P_k U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3}. \quad (3.9)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора X_T определяется напряжением короткого замыкания u_k . Из уравнения (3.6) можно определить полное сопротивление трансформатора, Ом:

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{\text{ном}}} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}. \quad (3.10)$$

Реактивное сопротивление обмоток трансформатора

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (3.11)$$

Для трансформаторов достаточно большой мощности (выше 1000 кВ·А) $X_T \gg R_T$, т.е. треугольник сопротивлений вырождается в прямую, поэтому для мощных трансформаторов с достаточной точностью можно принять

$$X_T \approx Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}. \quad (3.12)$$

Если напряжение короткого замыкания выразить в относительных единицах, приняв за базисные номинальные параметры трансформатора, получим

$$u_{k*} = U_k / U_{\text{ном}} = \sqrt{3}I_{\text{ном}} Z_T / U_{\text{ном}} = Z_T / Z_{\text{б}} = Z_T. \quad (3.13)$$

или при домножении выражения (3.12) на множитель $S_{\text{ном}} / U_{\text{ном}}^2$ размерностью Ом^{-1} имеем

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2} = u_{k*}. \quad (3.14)$$

Таким образом, напряжение короткого замыкания характеризует внутреннее сопротивление трансформатора, влияющее на падение напряжения и ток короткого замыкания.

В схеме замещения сопротивления R_T и X_T не зависят от величины k_T , хотя в действительности такая зависимость имеется.

При переводе трансформатора на работу с основного ответвления на любое другое его сопротивление изменяется незначительно и поэтому в ряде случаев его можно считать неизменным. Однако при значительном изменении величины k_T (а соответственно и количества витков обмоток) сопротивление трансформаторов рассчитывают для реального положения переключателя.

Проводимости схемы замещения трансформатора определяют по результатам опыта холостого хода.

Опыт холостого хода выполняют по определенной схеме (рис. 3.9, б). К первичной обмотке (при разомкнутой вторичной) подводится номинальное напряжение. Показания ваттметра W определяют суммарные потери активной мощности в первичной обмотке и стальном магнитопроводе трансформатора. Так как ток холостого хода очень мал (составляет от 0,7 до 3,0% от номинального значения), потери мощности в активном сопротивлении первичной обмотки незначительны. Применяя Г-образную схему замещения, все потери холостого хода как бы переносят в стальной сердечник, а потери в стали с небольшой погрешностью приравнивают к общим потерям холостого хода: $\Delta P_{ст} \approx \Delta P_x$. Для одной фазы трансформатора

$$\Delta P_{стф} = U_{фном}^2 G_T = U_{ном}^2 G_T / 3. \quad (3.15)$$

Отсюда, переходя к параметрам трехфазного трансформатора, получаем

$$G_T = 3\Delta P_{стф} / U_{ном}^2 = \Delta P_{ст} / U_{ном}^2. \quad (3.16)$$

Так как потери мощности холостого хода $\Delta P_{ст}$ измеряют в киловаттах, напряжение $U_{ном}$ в киловольтах, формула (3.16) приобретает следующий вид (G_T , Ом⁻¹):

$$G_T = (\Delta P_x / U_{ном}^2) \cdot 10^{-3}. \quad (3.17)$$

Активная составляющая тока холостого хода, отражающая потери в стальном магнитопроводе, меньше реактивной в 5—7 раз. Если ориентировочно принять реактивную составляющую равной всему току холостого тока: $I_\mu = I_x$, то можно определить реактивную проводимость B_T ветви намагничивания из следующего соотношения:

$$I_x \approx U_\phi B_T = UB_T / \sqrt{3} = I_x I_{ном} / 100 = \frac{I_x}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}}. \quad (3.18)$$

Отсюда аналогично выражению (3.17) реактивную проводимость ветви намагничивания трансформатора, См, определяют в виде

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{I_x}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (3.19)$$

где I_x — ток холостого хода, %; $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

В расчетных выражениях сопротивлений и проводимостей номинальные напряжения принимают в соответствии с тем, к какому напряжению (высшему или низшему) необходимо привести параметры схемы замещения трансформатора. При расчете

режимов электрических сетей за расчетное напряжение принимают номинальное напряжение той обмотки трансформатора, которая непосредственно присоединена к линии. Сопротивления R_T , X_T , отнесенные к высшему напряжению, будут иметь значения в $(U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2$ раз большими, а проводимости B_T , G_T — в $(U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2$ раз меньшими, чем если бы схема замещения трансформатора была приведена к низшему напряжению.

Номинальные значения мощности $S_{\text{ном}}$, потерь мощности ΔP_k , ΔP_x , напряжений $U_{\text{ном}}$, u_k и тока I_x указаны в паспорте трансформатора: для однофазного — фазными значениями, для трехфазного — суммарной мощностью трех фаз, междуфазовыми напряжениями и фазным значением тока.

3.3. Трехобмоточные трансформаторы

На понизительных подстанциях, питающих электрические сети напряжением 10(6) и 35 кВ, устанавливают трехобмоточные трансформаторы с трансформациями 110—220/35/6—10 кВ. Электрические сети напряжением 10 или 6 кВ предназначены для электроснабжения близлежащих потребителей (удаленность до 15 км). Сети 35 кВ могут питать нагрузки в радиусе до 60 км. Если нагрузки этих сетей соизмеримы (т.е. отличие не более чем в 4—5 раз), экономически целесообразно применять трехобмоточный трансформатор с двумя вторичными обмотками (рис. 3.10, а) вместо двухобмоточных 110—220/6—10 и 110—220/35 кВ (рис. 3.10, б) для отдельного питания распределительных сетей.

В последние годы отечественные трехобмоточные трансформаторы изготавливают с обмотками ВН, СН и НН одинаковой мощности (100%). Ранее выпускались такие трехобмоточные трансформаторы, у которых обмотки НН и СН могли иметь мощность в 1,5 раза меньшую, нежели мощность обмотки ВН ($100/1,5 = 66,7\%$).

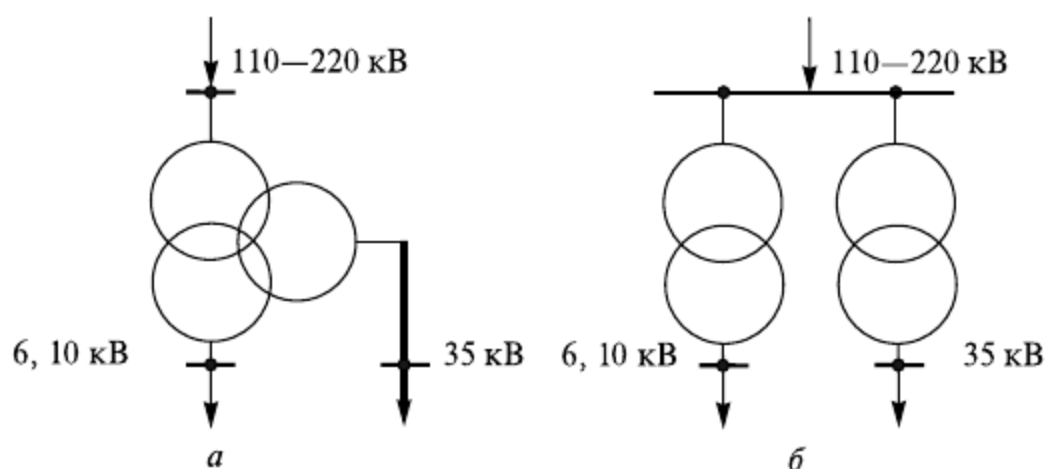


Рис. 3.10. Схемы подстанций с тремя номинальными напряжениями:
а — трехобмоточный трансформатор; б — два двухобмоточных трансформатора

Схема замещения трехобмоточного трансформатора одной фазы представляет трехлучевую звезду (рис. 3.11). Параметры этой схемы — активные R_b , R_c , R_n и индуктивные X_b , X_c , X_n сопротивления обмоток ВН, СН, НН — приведены к напряжению первичной обмотки трансформатора. Ветвь намагничивания включена на первичных зажимах схемы замещения трансформатора. Ее параметры определяют так же, как и для двухобмоточных трансформаторов по формулам (3.17) и (3.19).

В соответствии с этой схемой замещения для трехобмоточного трансформатора в отличие от двухобмоточного нужно определить сопротивление каждой обмотки в отдельности по данным опытов короткого замыкания.

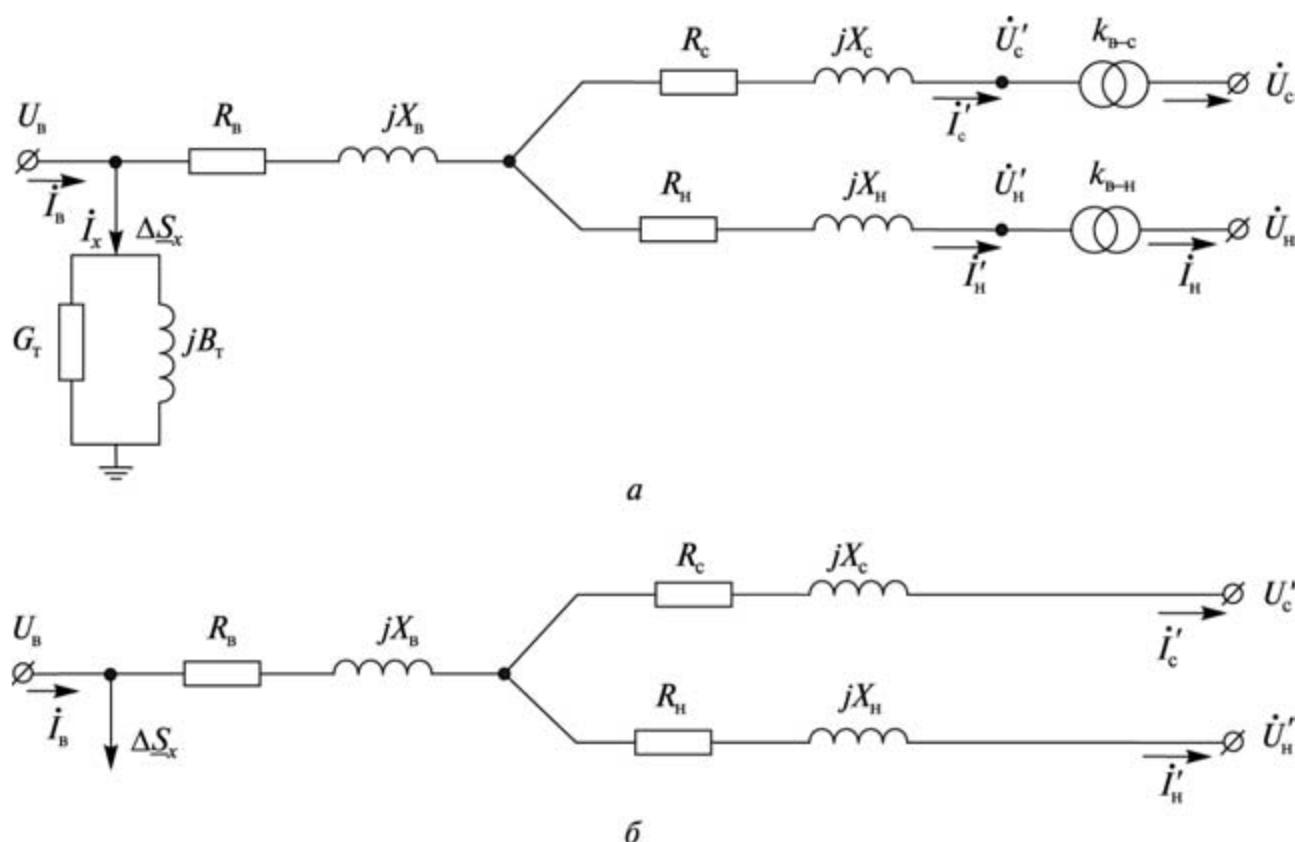


Рис. 3.11. Схемы замещения трехобмоточного трансформатора с учетом (а) и без учета (б) трансформации

В этом опыте одна из обмоток подключена к источнику питания, вторая замкнута накоротко, третья разомкнута (рис. 3.12). Это позволяет при расчете сопротивлений рассматривать схему замещения трехобмоточного трансформатора как два последовательно соединенных луча. В опытах короткого замыкания измеряют потери активной мощности $\Delta P_{K_{B-H}}$, $\Delta P_{K_{B-C}}$, $\Delta P_{K_{C-H}}$ и напряжения короткого замыкания $u_{K_{B-C}}$, $u_{K_{B-H}}$, $u_{K_{C-H}}$ на каждую пару обмоток (лучей схемы замещения). Так, при замыкании накоротко обмотки СН и включении трансформатора через обмотку ВН (рис. 3.12, а) можно измерить потери мощности $\Delta P_{K_{B-C}}$ и напряжения короткого замыкания $u_{K_{B-H}}$. Аналогично из опытов для двух других пар обмоток (рис. 3.12, б, в) определяют соответствующие потери мощности и напряжения короткого замыкания.

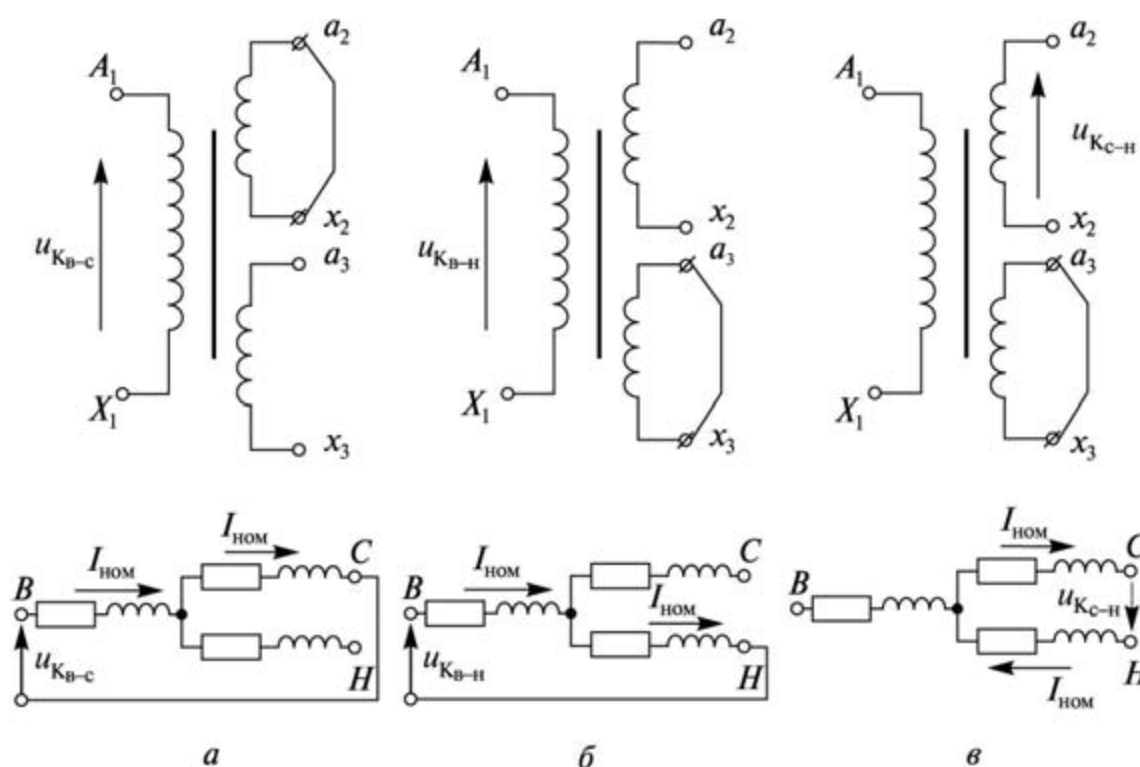


Рис. 3.12. Схемы трех опытов короткого замыкания трехобмоточного трансформатора для определения паспортных данных: а — $\Delta P_{K_{B-C}}$, $u_{K_{B-H}}$; б — $\Delta P_{K_{B-H}}$, $u_{K_{B-C}}$; в — $\Delta P_{K_{C-H}}$, $u_{K_{C-H}}$

Результаты опытов короткого замыкания позволяют сформировать системы линейных уравнений следующего вида:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{KB}} + \Delta P_{\text{КС}} &= \Delta P_{\text{КВ-С}}, \\ \Delta P_{\text{KB}} + \Delta P_{\text{КН}} &= \Delta P_{\text{КВ-Н}},\end{aligned}\tag{3.20}$$

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{КС}} + \Delta P_{\text{КН}} &= \Delta P_{\text{КС-Н}}; \\ u_{\text{KB}} + u_{\text{КС}} &= u_{\text{КВ-С}}, \\ u_{\text{KB}} + u_{\text{КН}} &= u_{\text{КВ-Н}}, \\ u_{\text{КС}} + u_{\text{КН}} &= u_{\text{КС-Н}}.\end{aligned}\tag{3.21}$$

Решая уравнения (3.20) относительно ΔP_{KB} , $\Delta P_{\text{КС}}$, $\Delta P_{\text{КН}}$, получаем:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{KB}} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{\text{КВ-С}} + \Delta P_{\text{КВ-Н}} - \Delta P_{\text{КС-Н}}), \\ \Delta P_{\text{КС}} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{\text{КВ-С}} + \Delta P_{\text{КС-Н}} - \Delta P_{\text{КВ-Н}}), \\ \Delta P_{\text{КН}} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{\text{КВ-Н}} + \Delta P_{\text{КС-Н}} - \Delta P_{\text{КВ-С}}).\end{aligned}\tag{3.22}$$

Аналогично из систем уравнений (3.21) найдем:

$$\begin{aligned}u_{\text{KB}} &= \frac{1}{2} (u_{\text{КВ-С}} + u_{\text{КВ-Н}} - u_{\text{КС-Н}}), \\ u_{\text{КС}} &= \frac{1}{2} (u_{\text{КВ-С}} + u_{\text{КС-Н}} - u_{\text{КВ-Н}}), \\ u_{\text{КН}} &= \frac{1}{2} (u_{\text{КВ-Н}} + u_{\text{КС-Н}} - u_{\text{КВ-С}}).\end{aligned}\tag{3.23}$$

В общем случае активные и реактивные сопротивления обмоток трехобмоточных трансформаторов определяют по тем же формулам вида (3.9) и (3.12), что и для двухобмоточных трансформаторов.

Реактивное сопротивление $X_{\text{с}}$ или $X_{\text{н}}$, соответствующее обмотке, расположенной между двумя другими обмотками, благодаря их взаимному влиянию обычно имеет величину, близкую к нулю, либо небольшое отрицательное значение и в практических расчетах принимается равным нулю.

Для определения величин u_{KB} , $u_{\text{КС}}$, $u_{\text{КН}}$ в каталогах трехобмоточных трансформаторов всегда указаны три нормированных (приведенных к номинальной мощности) значения напряжения короткого замыкания и одно ($\Delta P_{\text{КВ-С}}$ или $\Delta P_{\text{КВ-Н}}$) или три значения потерь короткого замыкания ($\Delta P_{\text{КВ-С}}$, $\Delta P_{\text{КВ-Н}}$, $\Delta P_{\text{КС-Н}}$) в зависимости от типа трансформатора. Если заданы потери короткого замыкания на одну пару обмоток, то активные сопротивления могут быть найдены в предположении, что эти сопротивления, приведенные к одной ступени трансформации, обратно пропорциональны номинальным мощностям соответствующих обмоток.

Для трансформаторов с одинаковыми мощностями обмоток суммарные потери короткого замыкания на пару обмоток поровну распределяются между соответствующими обмотками, т.е. в этом случае активные сопротивления лучей схемы замещения вычисляют по формуле

$$R_b = R_c = R_n = \frac{1}{2} \Delta P_k U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном}}^2. \quad (3.24)$$

Если в трехобмоточном трансформаторе одна из обмоток имеет мощность меньше номинальной (соотношение $S_{\text{вн}}/S_{\text{сн}}/S_{\text{нн}} = 100/100/66,7\%$ или $100/66,7/100\%$), то активные сопротивления лучей схемы замещения для обмоток с номинальной мощностью 100% определяются аналогично предыдущему случаю

$$R_{100} = \frac{1}{2} \Delta P_k U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном}}^2. \quad (3.25)$$

Активное сопротивление луча схемы замещения соответствующей обмотки с меньшей мощностью (66,7%), приведенную к номинальной мощности трансформатора, находят, учитывая обратную пропорциональность сопротивлений и мощностей обмоток:

$$R_{66,7} / R_{100} = 100 / 66,7,$$

откуда

$$R_{66,7} = 1,50 R_{100}. \quad (3.26)$$

Трансформации с высшего на среднее и низшее напряжения учитывают (см. рис. 3.11, а) соответствующими идеальными трансформаторами с параметрами

$$k_{\text{в-с}} = U_{\text{в}} / U_{\text{с}}, \quad k_{\text{в-н}} = U_{\text{в}} / U_{\text{н}}. \quad (3.27)$$

Расчет режимов электрических сетей, приведенных к одному номинальному напряжению, выполняют с учетом соответствующей схемы замещения (см. рис. 3.11, б).

3.4. Автотрансформаторы

Наряду с трансформаторами для связи сетей и их элементов с различающимися номинальными напряжениями широко применяют автотрансформаторы.

Автотрансформатор представляет собой многообмоточный трансформатор, у которого две обмотки связаны магнитно и электрически. Наиболее экономически целесообразно применять автотрансформаторы для связи сетей с глухозаземленными нейтралями напряжением 110 кВ и выше с соотношением номинальных напряжений до 4, например, 220 и 110 кВ, 500 и 220 кВ и др. В энергосистемах нашли применение трехобмоточные автотрансформаторы — трехфазные и однофазные, собираемые в трехфазные группы.

На рисунке 3.13 изображена схема соединений обмоток трехобмоточного автотрансформатора. Обмотка высшего напряжения (ВН) 1 состоит из двух обмоток — общей и последовательной. Обмотка среднего напряжения (СН) 2 является частью

обмотки ВН и называется **общей обмоткой**, а оставшая часть обмотки ВН — **последовательной обмоткой**. Третья обмотка 3 представляет собой обмотку низшего напряжения (НН) и связана с другими обмотками только магнитно.

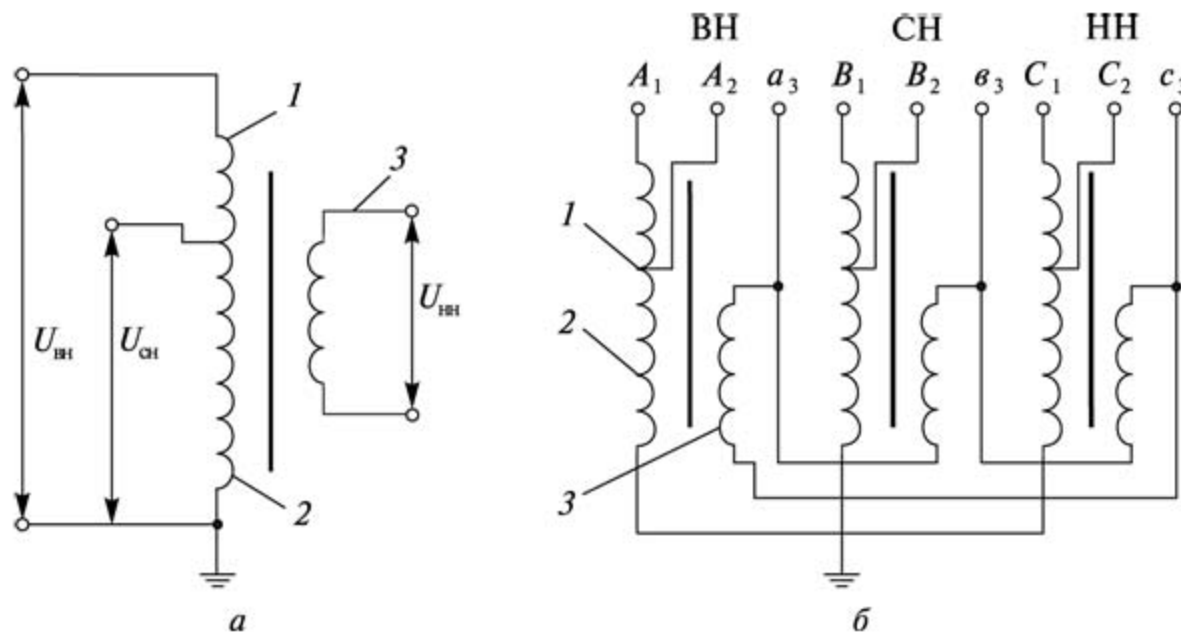


Рис. 3.13. Принципиальные схемы трехобмоточных автотрансформаторов: *а* — однофазного; 1 — обмотка ВН; 2 — обмотка СН; 3 — обмотка НН; *б* — трехфазной группы автотрансформаторов

Автотрансформаторы могут работать в автотрансформаторных и комбинированных режимах. При работе в автотрансформаторном режиме мощность передается из сети ВН в сеть СН или наоборот. Третья обмотка НН при этом не нагружена. При работе в комбинированном режиме к обмотке НН автотрансформатора присоединяется нагрузка или компенсирующие устройства. При этом мощность в последовательной и общей обмотках состоит из мощности, передаваемой в автотрансформаторном режиме, и мощности, передаваемой через обмотку НН.

В отличие от трансформатора, где вся мощность с первичной обмотки ВН передается на вторичную обмотку СН магнитным полем, в автотрансформаторе часть мощности передается непосредственно — без трансформации, через электрическую (контактную) связь между последовательной и общей обмотками (электрическая мощность):

$$S_{\text{эл}} = \sqrt{3} U_{\text{сном}} I_{\text{вном}}, \quad (3.28)$$

а также с помощью пронизывающего их магнитного потока, т.е. магнитным путем (трансформаторная мощность):

$$S_{\text{тр}} = \sqrt{3} (U_{\text{вном}} - U_{\text{сном}}) I_{\text{вном}} \approx \sqrt{3} U_{\text{сном}} (I_{\text{сном}} - I_{\text{вном}}). \quad (3.29)$$

Сумма трансформаторной и электрической мощностей равна проходной мощности автотрансформатора:

$$S_{\text{пр}} = S_{\text{тр}} + S_{\text{эл}} = \sqrt{3} (U_{\text{вном}} - U_{\text{сном}}) I_{\text{вном}} + \sqrt{3} U_{\text{сном}} I_{\text{вном}}. \quad (3.30)$$

Под **номинальной мощностью автотрансформатора** понимается предельная мощность, которая может быть передана через автотрансформатор по обмоткам ВН и СН, имеющим между собой автотрансформаторную связь. Для отечественных автотрансформаторов мощности обмоток ВН и СН одинаковы и равны номинальной или проходной.

Следовательно,

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{пр}} = \sqrt{3}U_{\text{ВНОМ}} I_{\text{ВНОМ}} = \sqrt{3}U_{\text{СНОМ}} I_{\text{СНОМ}}. \quad (3.31)$$

В общей обмотке протекает разность токов сетей ВН и СН, поэтому обмотку рассчитывают на ток, меньший номинального тока автотрансформатора, определяемого на стороне ВН. Она может иметь меньшую площадь сечения, чем обмотка того же напряжения двухобмоточного трансформатора. Меньшую площадь имеет и магнитопровод автотрансформатора. В результате, чем ближе к единице коэффициент трансформации

$$k_{\text{вс}} = k = U_{\text{ВН}} / U_{\text{СН}} = I_{\text{СН}} / I_{\text{ВН}},$$

тем меньше расход активных материалов (меди обмоток, стали магнитопровода и изоляционных материалов) и стоимость автотрансформатора. Понижающие автотрансформаторы поэтому оказываются дешевле трансформаторов равной номинальной мощности, а применение автотрансформаторов взамен трансформаторов становится тем выгоднее, чем ближе друг к другу напряжения $U_{\text{ВН}}$ и $U_{\text{СН}}$.

Мощность общей части обмоток 2 автотрансформатора (см. рис. 3.13)

$$\begin{aligned} S_{\text{общ}} &= \sqrt{3}U_{\text{СН}}(I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}}) = \sqrt{3}U_{\text{ВН}}I_{\text{ВН}}\left(\frac{I_{\text{СН}}}{I_{\text{ВН}}} - 1\right)\frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} = \\ &= S_{\text{ном}}(k - 1)/k = S_{\text{ном}}(1 - 1/k) = S_{\text{ном}}\alpha_{\text{в}}; \\ \alpha_{\text{в}} &= (1 - 1/k) = 1 - U_{\text{СН}} / U_{\text{ВН}}, \end{aligned} \quad (3.32)$$

где $\alpha_{\text{в}}$ — коэффициент выгодности.

Для характеристики автотрансформаторов введено также понятие типовой мощности, на которую рассчитывается последовательная обмотка:

$$\begin{aligned} S_{\text{посл}} &= S_{\text{тип}} = \sqrt{3}(U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}})I_{\text{ВН}} = \\ &= \sqrt{3}U_{\text{ВН}}I_{\text{ВН}}\left(1 - \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}}\right) = S_{\text{ном}}(1 - 1/k) = \alpha_{\text{в}}S_{\text{ном}}, \end{aligned} \quad (3.33)$$

т.е. $S_{\text{общ}} = S_{\text{посл}} = S_{\text{тип}}$.

Типовая мощность отображает экономическую сторону конструкции автотрансформаторов, т.е. расход активных материалов. Различие технико-экономических показателей трансформаторов и автотрансформаторов зависит от соотношения между номинальной и типовой (расчетной) мощностями, т.е. от коэффициента выгодности $\alpha_{\text{в}}$. Поскольку

$$\alpha_{\text{в}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{ТИП}}} = 1 - \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (3.34)$$

то очевидно, что преимущество автотрансформатора проявляется в большей степени тогда, когда с его помощью связываются сети более близких номинальных напряжений.

Мощность обмотки НН, обычно равную 50% от номинальной мощности автотрансформатора, рассчитывают на передачу типовой мощности:

$$S_{\text{НН}} = S_{\text{ТИП}} = \sqrt{3} U_{\text{НН}} I_{\text{НН}}.$$

В отдельных автотрансформаторах мощность обмотки НН составляет 20, 25 и 40% и другую долю и она не равна типовой мощности. В этом случае коэффициент выгодности $\alpha_{\text{в}} = (1 - U_{\text{СН}} / U_{\text{ВН}})$ не равен отношению $\alpha = S_{\text{НН}} / S_{\text{ВН}}$, именуемый в дальнейшем **коэффициентом приведения** (пересчета).

Обмотка НН соединяется в треугольник, что способствует подавлению третьей гармоники фазных ЭДС, предотвращая их появление в линиях. Третья обмотка (НН) предназначена для питания нагрузок, расположенных в районе рассматриваемой подстанции, а также для подключения компенсирующих реактивную мощность устройств (батарей конденсаторов, синхронных компенсаторов и др.). Номинальное напряжение третьей обмотки в зависимости от удаленности нагрузок может быть 6,6; 11 и 38,5 кВ.

Наличие электрической связи между обмотками ВН и СН обуславливает возможность применения автотрансформаторов только в сетях с глухозаземленной нейтралью, т.е. в сетях напряжением 110 кВ и выше, а сами автотрансформаторы изготавливают с высшим напряжением не менее 150 кВ и средним 110 кВ. При отсутствии заземления нейтрали и замыкании на землю одной фазы А в сети ВН потенциал относительно земли двух других фаз сети СН повысится до недопустимого значения. Если, например, выполнить автотрансформатор напряжением 115/38,5/11 кВ с изолированной нейтралью, то при замыкании на землю фазы А сети 110 кВ потенциал относительно земли с фазы А и сети 35 кВ повысится до $3,5U_{\text{ф}}$. Это недопустимо как для изоляции обмотки 38,5 кВ автотрансформатора, так и аппаратуры сети 35 кВ [32, 75].

Расчетная схема замещения трехобмоточного автотрансформатора, представляющая собой трехлучевую звезду с сопротивлениями обмоток ВН— $R_{\text{в}}$, $X_{\text{в}}$, СН— $R_{\text{с}}$, $X_{\text{с}}$, НН— $R_{\text{н}}$, $X_{\text{н}}$, аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора (рис. 3.11). Автотрансформаторы, как и трехобмоточные трансформаторы, характеризуются потерями активной мощности (ΔP_{x}) и токами холостого хода ($I_{\text{x}} = I_{\mu}$). Сопротивления обмоток автотрансформаторов, так же как и трансформаторов, определяют по табличным данным трех опытов короткого замыкания (см. рис. 3.12).

Паспортные таблицы параметров автотрансформаторов содержат потери короткого замыкания на три пары обмоток ($\Delta P_{\text{кв-с}}$, $\Delta P_{\text{кв-н}}$, $\Delta P_{\text{кс-н}}$) или на одну пару обмоток ($\Delta P_{\text{кв-н}}$). Указывают также и значения напряжения короткого замыкания ($u_{\text{кв-с}}$, $u_{\text{кв-н}}$, $u_{\text{кс-н}}$). Причем величины $\Delta P_{\text{кв-с}}$, $u_{\text{кв-с}}$ считают отнесенными к номинальной мощности, а две пары других параметров в ряде случаев — приведенными к мощно-

сти обмотки НН или типовой мощности. Эта особенность записи параметров автотрансформаторов отражает условия выполнения опытов короткого замыкания.

При коротком замыкании обмотки НН, мощность которой меньше номинальной $S_{\text{ном}}$ автотрансформатора, напряжение поднимается до значения, определяющего в этой обмотке ток, соответствующий номинальной мощности $S_{\text{нн}}$ обмотки НН, а не номинальной мощности автотрансформатора $S_{\text{ном}}$. При коротком замыкании на стороне СН напряжение на стороне ВН может подняться до значения, при котором ток в последовательной обмотке достигает значения, определяющего номинальную мощность автотрансформатора.

В связи с этим паспортные данные автотрансформаторов на пару обмоток $\Delta P_{\text{кв-с}}$ приводятся как отнесенные к номинальной мощности автотрансформатора, а значения $\Delta P_{\text{кв-н}}$ и $\Delta P_{\text{кс-н}}$ (обозначим в виде $\Delta P'_\text{к}$) — к номинальной мощности обмотки НН:

$$\Delta P'_\text{к} = 3I_{\text{нн}}^2 R_{\text{в-н}} = (S_{\text{нн}}^2 / U_{\text{н}}^2) R_{\text{в-н}}, \quad (3.35)$$

которые необходимо пересчитать к номинальной мощности автотрансформатора:

$$\Delta P_\text{к} = 3I_{\text{ном.ат}}^2 R_{\text{в-н}} = (S_{\text{ном}}^2 / U_{\text{н}}^2) R_{\text{в-н}}. \quad (3.36)$$

Взяв отношение выражений (3.36) к (3.35), получим:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{кв-н}} &= \Delta P'_{\text{кв-н}} S_{\text{ном}}^2 / S_{\text{нн}}^2 = \Delta P'_{\text{кв-н}} / \alpha^2; \\ \Delta P_{\text{кс-н}} &= \Delta P'_{\text{кс-н}} S_{\text{ном}}^2 / S_{\text{нн}}^2 = \Delta P'_{\text{кс-н}} / \alpha^2, \end{aligned} \quad (3.37)$$

где $\alpha = S_{\text{нн}} / S_{\text{ном}}$ — коэффициент приведения.

После этого расчет активных сопротивлений автотрансформатора выполняют по формуле (3.9), предварительно определив по выражениям (3.22) потери короткого замыкания соответствующих обмоток. Если заданы потери короткого замыкания на одну пару обмоток, например величина $\Delta P_{\text{кв-с}}$, то расчет выполняют по выражениям (3.25); если известны потери $\Delta P_{\text{кв-н}}$, то, учитывая, что

$$R_{\text{в-н}} = R_{\text{в}} + R_{\text{н}} = R_{\text{в}} + \frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{нн}}} R_{\text{в}} = \left(\frac{\alpha + 1}{\alpha} \right) R_{\text{в}},$$

определяют сопротивления автотрансформатора по формулам:

$$R_{\text{в}} = R_{\text{с}} = \left(\frac{\alpha}{\alpha + 1} \right) \frac{\Delta P_{\text{кв-н}} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad R_{\text{н}} = (1 / \alpha) R_{\text{в}}. \quad (3.38)$$

Реактивные сопротивления лучей $X_{\text{в}}$, $X_{\text{с}}$, $X_{\text{н}}$ схемы замещения вычисляют с помощью соответствующего выражения (3.12). При этом напряжения короткого замыкания $u_{\text{кв-н}}$, $u_{\text{кс-н}}$, %, отнесенные к номинальной мощности третьей обмотки

$$u'_{\text{кв-н}} = \sqrt{3} I_{\text{нн}} X_{\text{в-н}} 100 / U_{\text{ном}} = S_{\text{нн}} X_{\text{в-н}} 100 / U_{\text{ном}}^2; \quad (3.39)$$

$$u'_{\text{Кс-Н}} = \sqrt{3} I_{\text{НН}} X_{\text{с-Н}} 100 / U_{\text{НОМ}} = S_{\text{НН}} X_{\text{с-Н}} 100 / U_{\text{НОМ}}^2,$$

должны быть приведены к номинальной мощности автотрансформатора:

$$u_{\text{Кв-Н}} = \sqrt{3} I_{\text{НН}} X_{\text{в-Н}} 100 / U_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}} X_{\text{в-Н}} 100 / U_{\text{НОМ}}^2; \quad (3.40)$$

$$u_{\text{Кс-Н}} = \sqrt{3} I_{\text{НН}} X_{\text{с-Н}} 100 / U_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}} X_{\text{с-Н}} 100 / U_{\text{НОМ}}^2.$$

Если выполнить деление выражений (3.39) на соответствующие величины уравнений (3.40), то получим значения, приведенные к номинальной мощности автотрансформатора:

$$u_{\text{Кв-Н}} = u'_{\text{Кв-Н}} S_{\text{НОМ}} / S_{\text{НН}} = u'_{\text{Кв-Н}} / \alpha; \quad (3.41)$$

$$u_{\text{Кс-Н}} = u'_{\text{Кс-Н}} S_{\text{НОМ}} / S_{\text{НН}} = u'_{\text{Кс-Н}} / \alpha.$$

В технических справочниках, в том числе и в работах [66, 76], как правило, даются уже приведенные значения $u_{\text{Кв-Н}}$ и $u_{\text{Кс-Н}}$, которые непосредственно подставляют в формулы (3.23).

Являются ли значения приведенными, можно выяснить, вычислив по формуле (3.23) для одного из автотрансформаторов значения $u_{\text{Кв}}$, $u_{\text{Кс}}$, $u_{\text{КН}}$. Если одно из них, например $u_{\text{Кс}}$, будет нулевым или близким к нулю, то табличные данные автотрансформатора — приведенные к номинальной мощности автотрансформатора.

Трехобмоточные автотрансформаторы имеют несколько вариантов регулирования напряжения под нагрузкой: в нейтрали обмоток ВН и СН (рис. 3.14, а), на выводах обмотки СН (рис. 3.14, б), либо со стороны ВН (рис. 3.14, в). При задании трансформации идеальными трансформаторами в схеме замещения следует учитывать расположенные с РПН. Для автотрансформаторов с РПН в общей нейтрали обмоток коэффициенты трансформации определяются следующим образом:

$$k_{\text{В-С}} = (U_{\text{ВН}} \pm \delta U) / (U_{\text{СН}} \pm \delta U); \quad k_{\text{В-Н}} = (U_{\text{ВН}} \pm \delta U) / U_{\text{НН}}; \\ k_{\text{С-Н}} = (U_{\text{СН}} \pm \delta U) / U_{\text{НН}}. \quad (3.42)$$

В случае автотрансформаторов с РПН только на ступени СН:

$$k_{\text{В-С}} = U_{\text{ВН}} / (U_{\text{СН}} \pm \delta U); \quad k_{\text{В-Н}} = U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}}; \\ k_{\text{С-Н}} = (U_{\text{СН}} \pm \delta U) / U_{\text{НН}}. \quad (3.43)$$

При установке РПН на стороне ВН определим коэффициенты трансформации в виде

$$k_{\text{В-С}} = (U_{\text{ВН}} \pm \delta U) / U_{\text{СН}}; \quad k_{\text{В-Н}} = (U_{\text{ВН}} \pm \delta U) / U_{\text{НН}}; \quad k_{\text{С-Н}} = U_{\text{СН}} / U_{\text{НН}}. \quad (3.44)$$

В этих выражениях δU — добавочное напряжение при переходе на ответвления, при которых коэффициент трансформации отличается от номинального.

В схемах замещения автотрансформатора (рис. 3.15) используются только два коэффициента трансформации, например $k_{\text{В-С}}$ и $k_{\text{В-Н}}$ в случае (а), когда поток мощности направлен от ВН к СН, $k_{\text{С-В}}$ и $k_{\text{С-Н}}$ в случае (б), если поток мощности имеет направление СН—ВН.

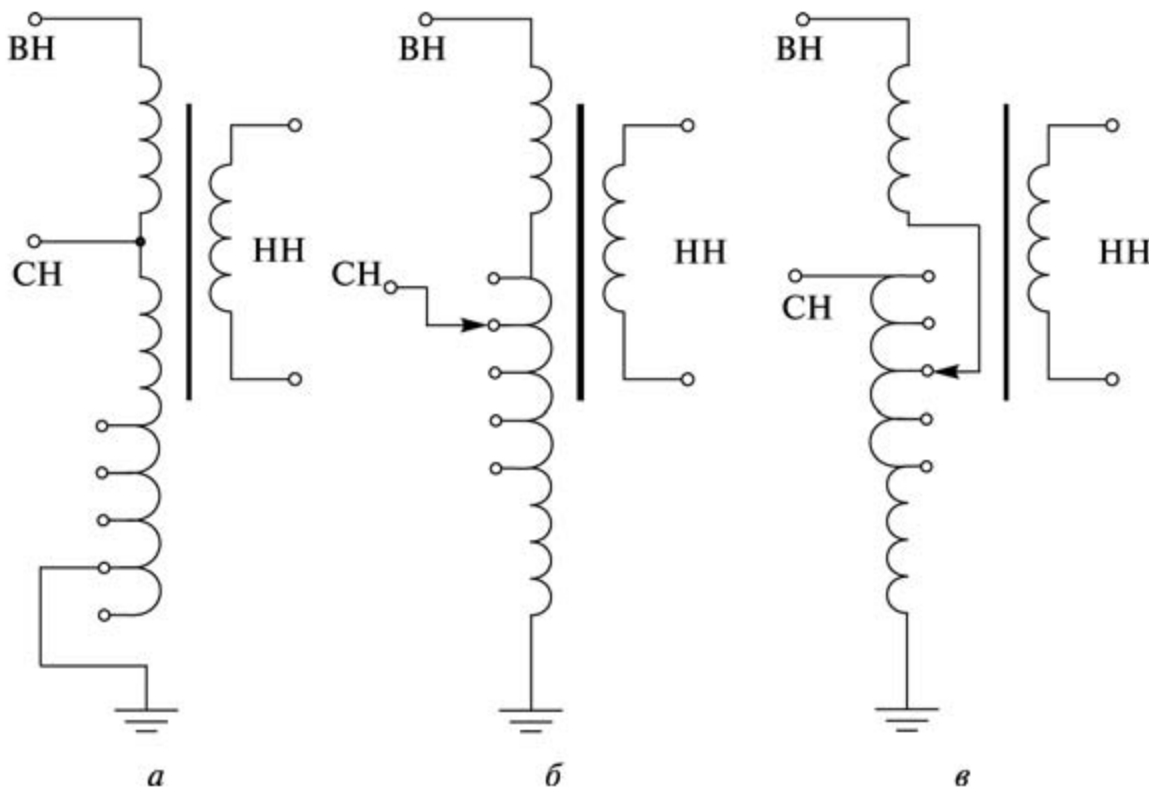


Рис. 3.14. Принципиальные схемы автотрансформатора с РПН в нейтрали обмоток (а), на стороне СН (б), на стороне ВН (в)

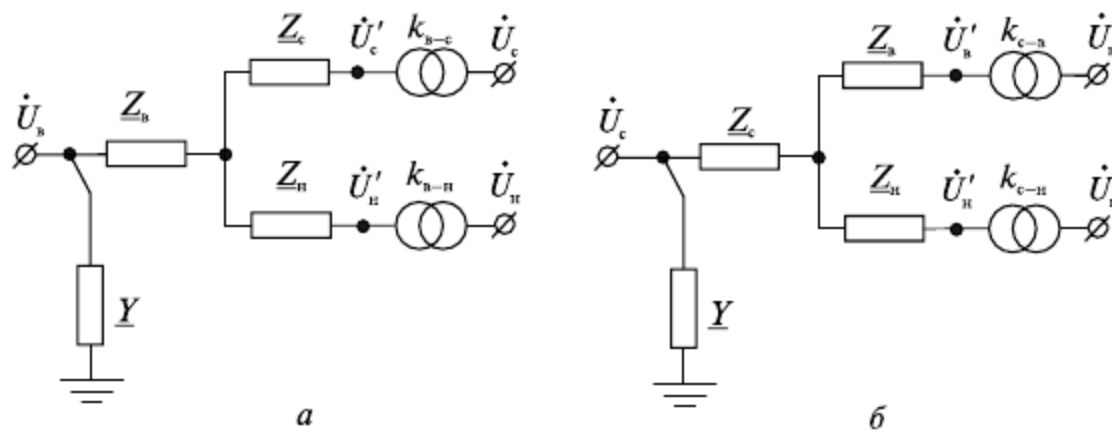


Рис. 3.15. Схемы замещения трехобмоточного автотрансформатора при направлении потока ВН—СН (а) и СН—ВН (б)

Проводимости поперечных ветвей проводимостей, как и трансформатора, вычисляют по формулам (3.17) и (3.19).

3.5. Трансформаторы с расщепленными обмотками

На электростанциях и крупных подстанциях районных электрических сетей и систем электроснабжения промышленных предприятий устанавливают трансформаторы или трехфазные группы с расщепленными на две (или более) обмотки низшего напряжения, что позволяет присоединять к одному трансформатору два и более генераторов или независимых нагрузок одного или разных классов напряжений. (Условные обозначения таких трансформаторов см. на рис. 3.1, е, ж.) Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН являются разновидностью двухобмоточного трансформатора. В таком трансформаторе обмотка НН выполнена из двух (или более) обмоток, расположенных симметрично по отношению к обмотке ВН (рис. 3.16). Номинальные напряжения ветвей одинаковы, а мощности их составляют часть номинальной мощности трансформатора и в сумме равны мощности обмотки ВН. В этом состоит отличие трансформаторов с расщепленными обмотками от трех-

обмоточных трансформаторов, у которых суммарная мощность обмоток СН и НН всегда больше мощности обмоток ВН.

На рисунке 3.17, *а* представлена схема соединений обмоток для одной фазы трехфазного двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН на две ветви. Схема его замещения имеет вид трехлучевой звезды (рис 3.17, *б*), где $R_{\text{нн1}}, R_{\text{нн2}}, X_{\text{нн1}}, X_{\text{нн2}}$ — активные и индуктивные сопротивления расщепленных обмоток НН, приведенные к напряжению обмотки ВН.

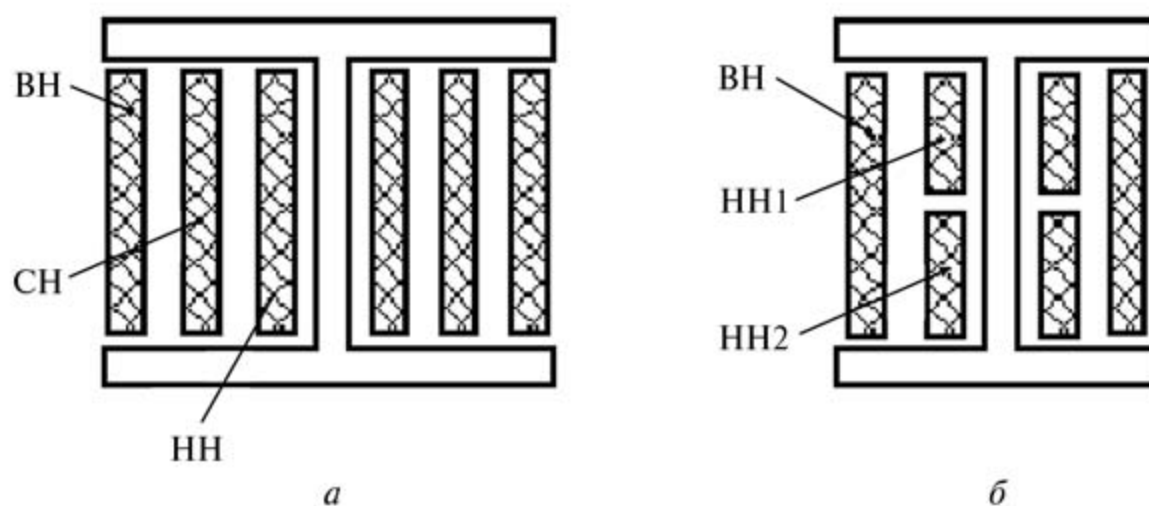


Рис. 3.16. Схема трехобмоточного трансформатора (*а*) и двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН (*б*)

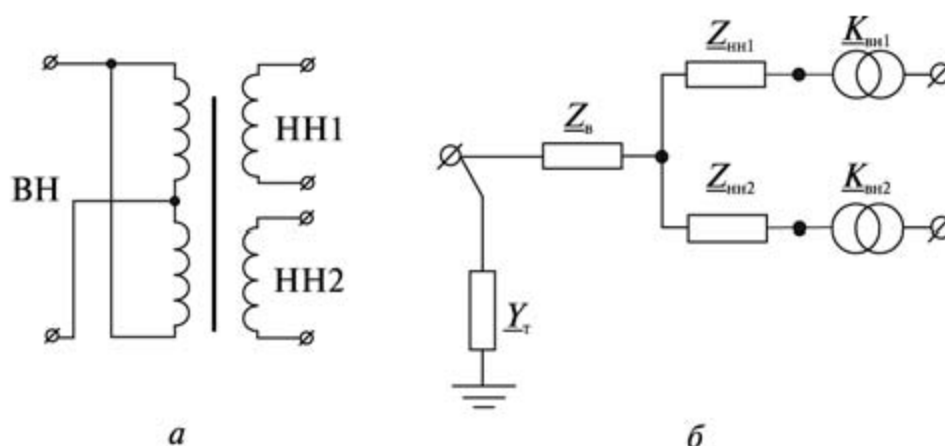


Рис. 3.17. Двухобмоточный трансформатор с расщепленными обмотками НН: *а* — соединение обмоток трансформатора; *б* — схема замещения

С достаточной для практических расчетов точностью такой трансформатор можно рассматривать как два независимых трансформатора, питающихся от общей сети ВН. Мощность каждой обмотки НН равна половине мощности обмотки ВН, т.е. половине номинальной мощности трансформатора, соответственно соотношение для сопротивления следующее:

$$R_{\text{нн1}} = R_{\text{нн2}} = 2R_{\text{в}}. \quad (3.45)$$

При параллельном соединении обмоток НН трансформатор с расщепленными обмотками будет работать как обычный двухобмоточный. При этом сопротивления трансформатора между выводами обмотки ВН и общим выводом НН1 и НН2 будут равны сопротивлениям $R_{\text{общ}}$ и $X_{\text{общ}}$, отнесенным к номинальной мощности трансформатора:

$$R_{\text{общ}} = R_{\text{в}} + \frac{R_{\text{нн1}} R_{\text{нн2}}}{R_{\text{нн1}} + R_{\text{нн2}}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (3.46)$$

$$X_{\text{общ}} = X_{\text{в}} + \frac{X_{\text{нн1}} X_{\text{нн2}}}{X_{\text{нн1}} + X_{\text{нн2}}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}},$$

именуемыми общими или сквозными сопротивлениями трансформатора.

С учетом выражения (3.45) имеем:

$$R_{\text{в}} = 0,5 R_{\text{общ}}; \quad R_{\text{нн1}} = R_{\text{нн2}} = R_{\text{общ}}. \quad (3.47)$$

Индуктивное сопротивление обмотки ВН принимают равным нулю, т.е. можно считать сопротивление $X_{\text{общ}}$ целиком сосредоточенным в обмотках НН, включенных параллельно. Учитывая при этом, что $X_{\text{нн1}} = X_{\text{нн2}}$, из выражения (3.46) получим:

$$X_{\text{нн1}} = X_{\text{нн2}} = 2X_{\text{общ}}. \quad (3.48)$$

Приведенные соотношения, строго говоря, действительны только для групп однофазных трансформаторов, расщепленные обмотки которых можно рассматривать как обмотки отдельных трансформаторов. Коэффициент расщепления (отношение сопротивлений короткого замыкания между расщепленными обмотками к сопротивлению короткого замыкания между обмоткой ВН и параллельно соединенными расщепленными обмотками) для однофазных трансформаторов равен 4. В то же время в трехфазных трансформаторах степень магнитной связи между расщепленными обмотками отличается от однофазных и зависит от расположения обмоток на стержне магнитопровода. При расположении расщепленных обмоток одна над другой коэффициент расщепления равен 3,5 и индуктивные сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов составляют:

$$X_{\text{в}} = 0,125 X_{\text{общ}}; \quad X_{\text{нн1}} = X_{\text{нн2}} = 1,75 X_{\text{общ}}. \quad (3.49)$$

Связь напряжений обмоток высшего и низшего напряжений учитывается идеальными трансформаторами с коэффициентами трансформации (рис. 3.17, б):

$$k_{\text{в-н1}} = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн1}}; \quad k_{\text{в-н2}} = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн2}}. \quad (3.50)$$

Проводимости трансформаторов с расщепленными обмотками определяются так же, как и двухобмоточных: по формулам (3.17) и (3.19).

Применение трансформаторов с расщепленными обмотками НН, обладающими повышенными значениями индуктивных сопротивлений (формулы (3.48) и (3.49), способствует снижению мощности короткого замыкания на шинах НН почти вдвое, что позволяет во многих случаях обойтись без токоограничивающих реакторов.

В настоящее время трехфазные двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками НН являются основным типом трансформаторов мощных приемных подстанций напряжением 110—220 кВ.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение повышающих и понижающих трансформаторов? Для чего в электроэнергетических системах осуществляется трансформация электрического напряжения?
2. Какие используют условные изображения двух-, трехобмоточных силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Как при изображении указываются схемы соединений обмоток?
3. Начертите схему одно- и трехфазного двухобмоточного трансформаторов. Соедините обмотки фаз повышающего трансформатора по схеме «треугольник — звезда с нулем» ($\Delta / Y - 0$) и понижающего трансформатора по схеме «звезда — звезда с нулем» ($Y / Y - 0$). Электрические сети каких номинальных напряжений могут связывать такие трансформаторы?
4. Как обозначаются типы силовых трансформаторов? Как расшифровываются буквы в обозначениях типа трансформаторов и автотрансформаторов?
5. Какие способы охлаждения и регулирования напряжения применяют в трансформаторах?
6. Каков стандартный ряд номинальных мощностей трансформаторов?
7. Как по обозначениям различить понижающий и повышающий трансформаторы?
8. Поясните, возможно ли изменение фазы (сдвига) вторичного напряжения при трансформации?
9. Чем определяется возможность регулирования или изменения напряжения?
10. Что относится к паспортным (каталожным) данным двухобмоточных трансформаторов?
11. Какими схемами замещения моделируется двухобмоточный трансформатор? Как в них учитывается магнитная связь обмоток?
12. Как в схемах замещения двухобмоточных трансформаторов показывается трансформация? В каком интервале она может изменяться в трансформаторах с ПБВ и РПН?
13. Каким образом в схемах замещения двухобмоточных трансформаторов учитываются сопротивления отдельных обмоток?
14. В каких случаях используются упрощенные схемы замещения трансформаторов? В чем суть этих упрощений?
15. В чем заключается опыт короткого замыкания? Какие паспортные данные определяются из этого опыта?
16. Нарисуйте принципиальную схему опыта холостого хода. Что определяют из этого опыта?
17. Чем представляется в схеме замещения поперечная ветвь? Что она учитывает?
18. Чем отличаются паспортные данные однофазных и трехфазных трансформаторов?
19. Что такое идеальный трансформатор? Что он показывает на схеме замещения?
20. Как зависят сопротивления и проводимости трансформаторов от их номинальной мощности?
21. Каковы соотношения между активными и реактивными сопротивлениями и проводимостями для трансформаторов небольшой мощности и крупных трансформаторов?

22. Что характеризует относительное значение индуктивного (полного) сопротивления трансформатора?
23. Зависит ли мощность холостого хода от номинального напряжения?
24. В каком случае двухобмоточные трансформаторы включаются по прямой и обратной схеме замещения?
25. В каких случаях целесообразно применение трехобмоточных трансформаторов?
26. Как отличить в обозначениях двух- и трехобмоточные трансформаторы?
27. Какие схемы соединений обмоток применяют для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов? Чем это объясняется?
28. В чем суть опытов короткого замыкания трехобмоточных трансформаторов?
29. В чем особенность расчета сопротивлений для трехобмоточного трансформатора по сравнению с двухобмоточным?
30. Какая существует взаимосвязь активных сопротивлений обмоток и их номинальных мощностей? Как она учитывается при расчете активных сопротивлений обмоток?
31. Как определить индуктивные сопротивления лучей схемы замещения? Соответствуют ли данные опытов короткого замыкания индуктивным сопротивлениям трехобмоточного трансформатора?
32. Отличается ли определение проводимостей трехобмоточного трансформатора от двухобмоточного?
33. Какие трансформации учитываются в схеме замещения?
34. Начертите принципиальные схемы одно- и трехфазного автотрансформаторов. Как называются обмотки автотрансформатора?
35. В сетях каких напряжений применяют автотрансформаторы? Почему? Какие преимущества и недостатки имеют автотрансформаторы по сравнению с трехобмоточными трансформаторами?
36. На какие номинальные напряжения и мощности изготавливают в настоящее время автотрансформаторы?
37. При каких соотношениях напряжений применение автотрансформаторов становится наиболее выгодным? Почему? Что характеризует коэффициент выгодности?
38. Что понимается под номинальной и типовой мощностями автотрансформатора? Что они характеризуют?
39. Какова особенность опытов короткого замыкания автотрансформаторов? Как она учитывается при расчете параметров схемы замещения?
40. Как осуществляется приведение каталожных параметров автотрансформаторов к номинальной мощности?
41. Почему нейтрали автотрансформаторов должны быть всегда заземлены?

Примеры решения задач

Задача 3.1. Трехфазный двухобмоточный трансформатор типа ТМ выпускают на два класса напряжения (10 и 6 кВ). Определите параметры схем замещения трансформаторов ТМ-100/10 и ТМ-100/6 (см. рис. 3.8, а) и проанализируйте, как влияет при одинаковой номинальной мощности класс напряжения обмотки ВН на сопротивление и проводимость трансформатора.

Решение. 1. Паспортные данные для трансформатора ТМ-100/10 (см. приложение 2, табл. П2.2):

$$S_{\text{ном}} = 100 \text{ кВ} \cdot \text{А}, U_{\text{вн}} = 10 \text{ кВ}, U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ},$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 1,97 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{х}} = 0,36 \text{ кВт}, u_{\text{к}} = 4,5\%, I_{\text{х}} = 2,6\%.$$

Определим параметры продольной ветви схемы замещения. Активное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению высшей обмотки:

$$R = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{н}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{1,97 \cdot 10^2}{100^2} \cdot 10^3 = 19,7 \text{ Ом.} \quad (3.51)$$

Полное сопротивление

$$Z = \frac{u_{\text{к}} U_{\text{н}}^2}{100 S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 100} \cdot 10^3 = 45,0 \text{ Ом.} \quad (3.52)$$

Реактивное сопротивление

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} = \sqrt{45,0^2 - 19,7^2} = 40,5 \text{ Ом.}$$

Идеальный трансформатор в схеме замещения характеризуется коэффициентом трансформации, принимающим номинальное значение в центральном положении переключателя (ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$):

$$k_{\text{ном}}^{\text{т}} = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}} = 10 / 0,4 = 25,$$

и изменяющимся в трансформаторе с ответвлениями:

$$U_{\text{мин}}^{\text{отв}} = 9,5 \text{ кВ} \quad \text{и} \quad U_{\text{макс}}^{\text{отв}} = 10,5 \text{ кВ}$$

в интервале

$$k_{\text{мин}}^{\text{т}} - k_{\text{макс}}^{\text{т}} = \frac{9,5}{0,4} - \frac{10,5}{0,4} = 23,75 - 26,25.$$

При расчете электрических режимов на ЭВМ номинальная трансформация задается в виде

$$k_{\text{ном}}^{\text{т}} = U_{\text{нн}} / U_{\text{вн}} = 0,4 / 10 = 0,04.$$

Смена положения ПБВ, выполняемая, как правило, посезонно, изменяет количество рабочих витков обмотки ВН и, следовательно, значения сопротивлений R , X трансформатора. С учетом выражений (3.51) и (3.52) наибольшее изменение сопротивлений составит $\delta Z_{\text{т}} = (1,05^2 - 0,95^2) Z_{\text{т}} \approx 0,2 Z_{\text{т}}$, т.е. каждое переключение на одно ответвление изменяет сопротивления трансформатора примерно на 5% и может оказать существенное влияние на режим в низковольтных сетях.

Параметры поперечной ветви:

- активная проводимость, См

$$G = \Delta P_{\text{х}} 10^{-3} / U_{\text{н}}^2 = \frac{0,36}{10^2} \cdot 10^{-3} = 3,6 \cdot 10^{-6};$$

- реактивные потери холостого хода, квар

$$\Delta Q_x = I_x S_{\text{ном}} / 100 = 2,6 \cdot 100 / 100 = 2,60;$$

- реактивная (индуктивная) проводимость, См

$$B = \Delta Q_x 10^{-3} / U_{\text{н}}^2 = 2,60 \cdot 10^{-3} / 10^2 = 26 \cdot 10^{-6}.$$

Потери холостого хода трансформатора при номинальном питающем напряжении, кВ·А

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x = 0,36 + j2,60.$$

2. Паспортные данные трансформатора ТМ-100/6 отличаются только номинальным напряжением обмотки ВН, равным 6,3 кВ.

Активное сопротивление

$$R = \Delta P_x U_{\text{н}}^2 10^3 / S_{\text{ном}}^2 = 1,97 \cdot 6,3^2 \cdot 10^3 / 100^2 = 7,82 \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения на активном сопротивлении трансформатора

$$u_{\text{ка}} = \frac{S_{\text{ном}} R}{U_{\text{н}}^2 10^3} \cdot 100 \% = \frac{100 \cdot 7,82}{6,3^2 \cdot 10^3} \cdot 100 \% = 1,97\%.$$

Потеря напряжения на реактивном сопротивлении трансформатора

$$u_{\text{кр}} = \sqrt{4,5^2 - 1,97^2} = 4,05\%.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$X = \frac{u_{\text{кр}} U_{\text{н}}^2}{100 S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{4,05 \cdot 6,3^2}{100 \cdot 100} \cdot 10^3 = 16,1 \text{ Ом}.$$

Активная и индуктивная проводимости:

$$G = \Delta P_x 10^{-3} / U_{\text{н}}^2 = 0,36 \cdot 10^{-3} / 6,3^2 = 9,07 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$B = \Delta Q_x 10^{-3} / U_{\text{н}}^2 = 2,60 \cdot 10^{-3} / 6,3^2 = 65,5 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Моделируя ветвь холостого хода проводимостями (шунтами на землю), потери мощности можно выразить в виде

$$\Delta S_x = (G + jB)U^2 = (9,07 + j65,5) \cdot 6,3^2 \cdot 10^{-3} = 0,36 + j2,60 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

что позволяет определить потери мощности холостого режима при питающем напряжении U , отличном от номинального.

Из расчетов видно, что активное сопротивление соизмеримо с реактивным (примерно в 2 раза меньше для трансформаторов рассматриваемых классов напряжения). Аналогично активная проводимость в 7,2 раза меньше реактивной.

При уменьшении класса напряжения с 10 до 6 кВ сопротивления трансформаторов уменьшились, а проводимости увеличились в 2,5 раза.

Задача 3.2. Чирчикский трансформаторный завод выпускает трансформаторы марки ТМЗ. Это силовые трехфазные двухобмоточные трансформаторы, без устройства РПН, без расширителя, герметичные, с азотной подушкой. Сезонное изменение напряжения осуществляется на стороне ВН с помощью устройства ПБВ. Определите параметры схемы замещения с учетом трансформации (см. рис. 3.6, а) трансформатора ТМЗ-1000/10 со следующими паспортными данными:

$$S_{\text{ном}} = 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}, U_{\text{ВН}} = 10 \text{ кВ}, U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ},$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 12,2 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{х}} = 2,45 \text{ кВт}, u_{\text{к}} = 5,5\%, I_{\text{х}} = 1,4\%.$$

Решение. Активное сопротивление

$$R = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^3 = \frac{12,2 \cdot 10^2}{1000^2} \cdot 10^3 = 1,22 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление

$$Z = \frac{u_{\text{к}} U_{\text{Н}}^2}{100 S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1000} \cdot 10^3 = 5,50 \text{ Ом}.$$

Реактивное сопротивление

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} = \sqrt{5,50^2 - 1,22^2} = 5,36 \text{ Ом}$$

незначительно отличается от полного сопротивления

$$\underline{Z} = R + jX = 1,22 + j5,36 \text{ Ом}.$$

Активная проводимость

$$G = \Delta P_{\text{х}} / U_{\text{Н}}^2 = 2,45 \cdot 10^{-3} / 10^2 = 24,5 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Реактивная проводимость

$$B = \Delta Q_{\text{х}} / U_{\text{Н}}^2 = \frac{I_{\text{х}} S_{\text{ном}} 10^{-3}}{100 U_{\text{Н}}^2} = \frac{1,4 \cdot 1000}{100 \cdot 10^2} \cdot 10^{-3} = 140 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Полная проводимость трансформатора

$$\underline{Y} = G - jB = (24,5 - j140) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Номинальный коэффициент трансформации

$$k_{\text{ном}} = U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}} = 10 / 0,4 = 25.$$

Найденные параметры схемы замещения приведены к ВН. Со стороны НН параметры можно определить путем их пересчета через коэффициент трансформации:

$$\underline{Z}' = \underline{Z} / k_{\text{ном}}^2 = (1,22 + j5,36) \frac{1}{25^2} = (1,25 + j8,58) \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}' = \underline{Y} k_{\text{ном}}^2 = (24,5 - j140) \cdot 25^2 \cdot 10^{-6} = (15,3 - j87,5) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

или непосредственно по приведенным выражениям, используя вместо номинального напряжения напряжение обмотки НН.

В данной задаче рассматривался трансформатор того же класса напряжения, что и в предыдущей, только более мощный. При увеличении номинальной мощности трансформаторов возрастает (в данном случае до 4,5 раз) соотношение между индуктивным и активным сопротивлениями и для трансформаторов мощностью более 1000 кВ·А с приемлемой погрешностью можно принять $X \approx Z$.

Задача 3.3. На подстанции установлены два понижающих двухобмоточных трансформатора типа ТДН-16000/110, которые имеют следующие паспортные данные:

$$S_{\text{ном}} = 16\,000 \text{ кВ}\cdot\text{А}, U_{\text{вн}} = 110 \text{ кВ}, U_{\text{нн}} = 6,6 \text{ кВ},$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 85 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{х}} = 19 \text{ кВт}, u_{\text{к}} = 10,5\%, I_{\text{х}} = 0,7\%.$$

Определите параметры эквивалентной схемы замещения (рис. 3.18, б) двух параллельно работающих трансформаторов.

Решение. Определим сопротивления трансформаторов по параметрам опыта короткого замыкания:

$$R = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^3 = \frac{85 \cdot 110^2}{16\,000^2} \cdot 10^3 = 4,02 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{u_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 16\,000} \cdot 10^3 = 79,41 \text{ Ом}.$$

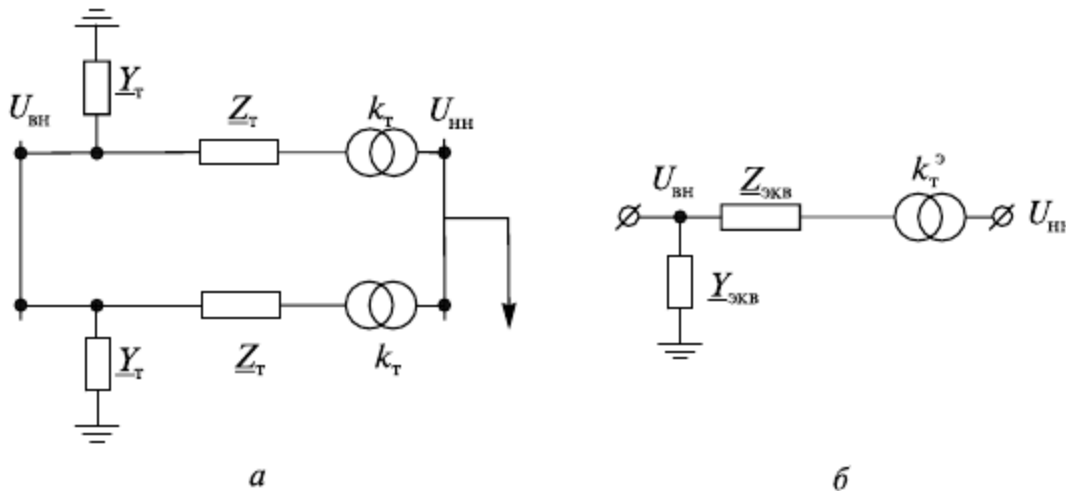


Рис. 3.18. Исходная (а) и эквивалентная (б) схемы замещения двух понижающих трансформаторов

Номинальный коэффициент трансформации

$$k_{\text{ном}} = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}} = 110 / 6,6 = 16,7.$$

Проводимость определяется по результатам опыта холостого хода. Активная проводимость

$$G = \Delta P_{\text{х}} / U_{\text{н}}^2 = 19 \cdot 10^{-3} / 110^2 = 1,57 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Реактивная проводимость

$$B = \frac{\Delta Q_{\text{х}}}{U_{\text{н}}^2} = \frac{I_{\text{х}} S_{\text{ном}}}{100 U_{\text{н}}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{0,7 \cdot 16\,000}{100 \cdot 110^2} \cdot 10^{-3} = 9,26 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Определим полное эквивалентное сопротивление для двух параллельно работающих трансформаторов (рис. 3.18, б):

$$\underline{Z}_{\text{ЭКВ}} = \underline{Z} / n_T = (R + jX) / 2 = (4,02 + j79,41) / 2 = 2,01 + j39,7 \text{ Ом.}$$

Эквивалентная проводимость

$$\underline{Y}_{\text{ЭКВ}} = n_T \underline{Y} = 2(1,57 - j9,26) \cdot 10^{-6} = (3,14 - j18,52) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

На параллельную работу включаются трансформаторы (рис. 3.19) с одинаковыми коэффициентами трансформации ($k_T^3 = k = 16,7$).

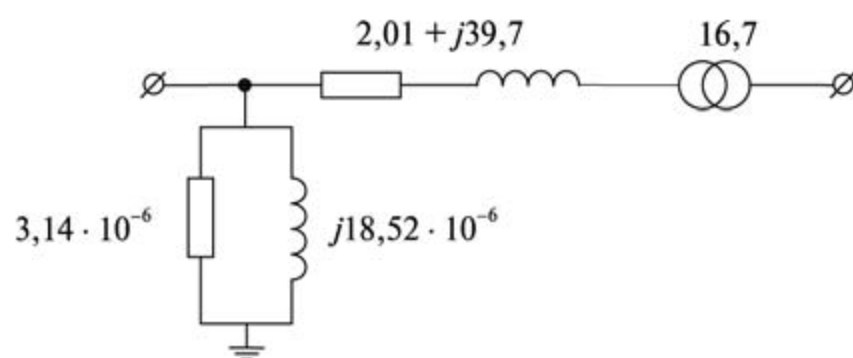


Рис. 3.19. Эквивалентная схема замещения двух параллельно включенных двухобмоточных трансформаторов

Из полученных результатов видно, что при увеличении напряжения и мощности трансформаторов возрастает соотношение между реактивным и активным сопротивлениями и в данном случае оно составляет уже 19,8 раза. Увеличение различия между значениями активной и реактивной проводимостей с ростом номинальной мощности и напряжения не столь существенно.

Задача 3.4. На повышающей подстанции установлен трансформатор типа ТД-10000/35 с пределами регулирования $\pm 2 \times 2,5\%$ (рис. 3.20, а), а на понижающей — ТМН-10000/35 с пределами регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$ (рис. 3.20, б).

Определите и сравните параметры схем замещения двух трансформаторов.

Паспортные данные трансформаторов представлены в табл. П2.3 приложения 2. Для повышающего трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} = 10\,000 \text{ кВ} \cdot \text{А}, U_{\text{ВН}} = 38,5 \text{ кВ}, U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}, \\ \Delta P_{\text{к}} = 65 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{х}} = 14,5 \text{ кВт}, u_{\text{к}} = 7,5\%, I_{\text{х}} = 0,8\%.$$

Для понижающего трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} = 10\,000 \text{ кВ} \cdot \text{А}, U_{\text{ВН}} = 36,75 \text{ кВ}, U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}, \\ \Delta P_{\text{к}} = 65 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{х}} = 14,5 \text{ кВт}, u_{\text{к}} = 7,5\%, I_{\text{х}} = 0,8\%.$$

Решение. Активные сопротивления трансформаторов:

$$R_1 = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{Н}}^2 / S_{\text{НОМ}}^2 = 65 \cdot 38,5^2 \cdot 10^3 / 10\,000^2 = 0,96 \text{ Ом};$$

$$R_2 = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{Н}}^2 / S_{\text{НОМ}}^2 = 65 \cdot 36,75^2 \cdot 10^3 / 10\,000^2 = 0,88 \text{ Ом}.$$

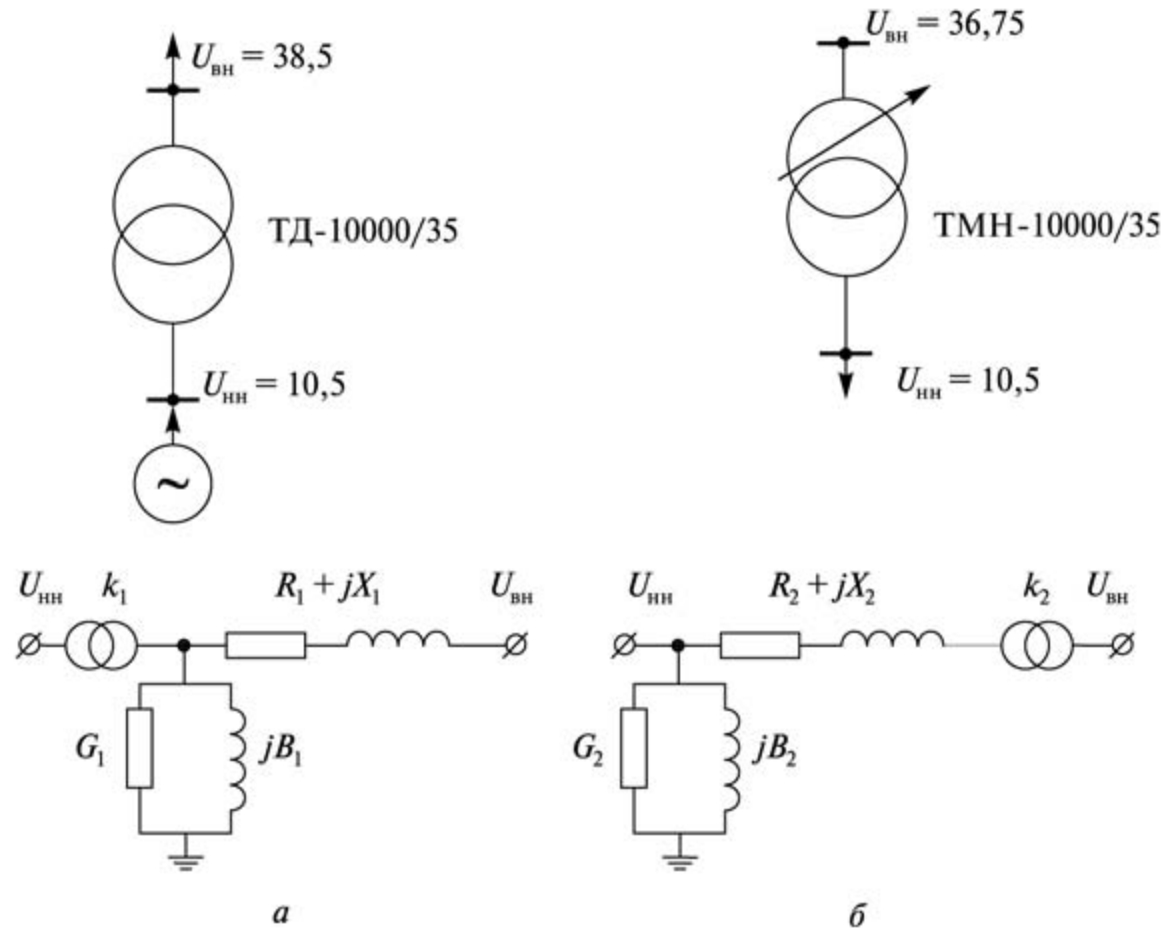


Рис. 3.20. Схемы подстанций и соответствующие им схемы замещения для повышающего (а) и понижающего (б) трансформаторов

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$X_1 = u_k U_H^2 / (100 S_{\text{ном}}) = 7,5 \cdot 38,5^2 \cdot 10^3 / (100 \cdot 10\,000) = 11,1 \text{ Ом};$$

$$X_2 = u_k U_H^2 / (100 S_{\text{ном}}) = 7,5 \cdot 36,75^2 \cdot 10^3 / (100 \cdot 10\,000) = 10,1 \text{ Ом}.$$

Потери мощности холостого хода для данных трансформаторов одинаковые:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_x &= \Delta P_x + j \Delta Q_x = \Delta P_x + j \frac{I_x \cdot S_{\text{ном}}}{100} = \\ &= 14,5 + j \frac{0,8 \cdot 10\,000}{100} = 14,5 + j80 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Активные проводимости трансформаторов:

$$G_1 = \Delta P_x 10^{-3} / U_{\text{вн1}}^2 = 14,5 \cdot 10^{-3} / 38,5^2 = 9,78 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$G_2 = \Delta P_x 10^{-3} / U_{\text{вн2}}^2 = 14,5 \cdot 10^{-3} / 36,75^2 = 10,7 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Реактивные проводимости трансформаторов:

$$B_1 = \Delta Q_x / U_{\text{вн1}}^2 = 80 \cdot 10^{-3} / 38,5^2 = 54,0 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B_2 = \Delta Q_x / U_{\text{вн2}}^2 = 80 \cdot 10^{-3} / 36,75^2 = 59,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_1 = U_{\text{ВН1}} / U_{\text{НН1}} = 38,5 / 10,5 = 3,67 ;$$

$$k_2 = U_{\text{ВН2}} / U_{\text{НН2}} = 36,75 / 10,5 = 3,50.$$

Так как номинальное напряжение обмотки ВН у повышающих трансформаторов на 10% больше номинального напряжения сети, а у понижающих — на 5%, то первые обладают большим сопротивлением и меньшей проводимостью.

Задача 3.5. На понижающей подстанции установлен трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения ТРДН-40000/110. Рассчитайте параметры схемы замещения трансформатора.

Каталожные данные понижающего трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} = 40\,000 \text{ кВ}\cdot\text{А}, U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}, U_{\text{НН}} = 10,5 / 6,3 \text{ кВ},$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 175 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{х}} = 36 \text{ кВт}, u_{\text{к}} = 10,5\%, I_{\text{х}} = 0,7\% .$$

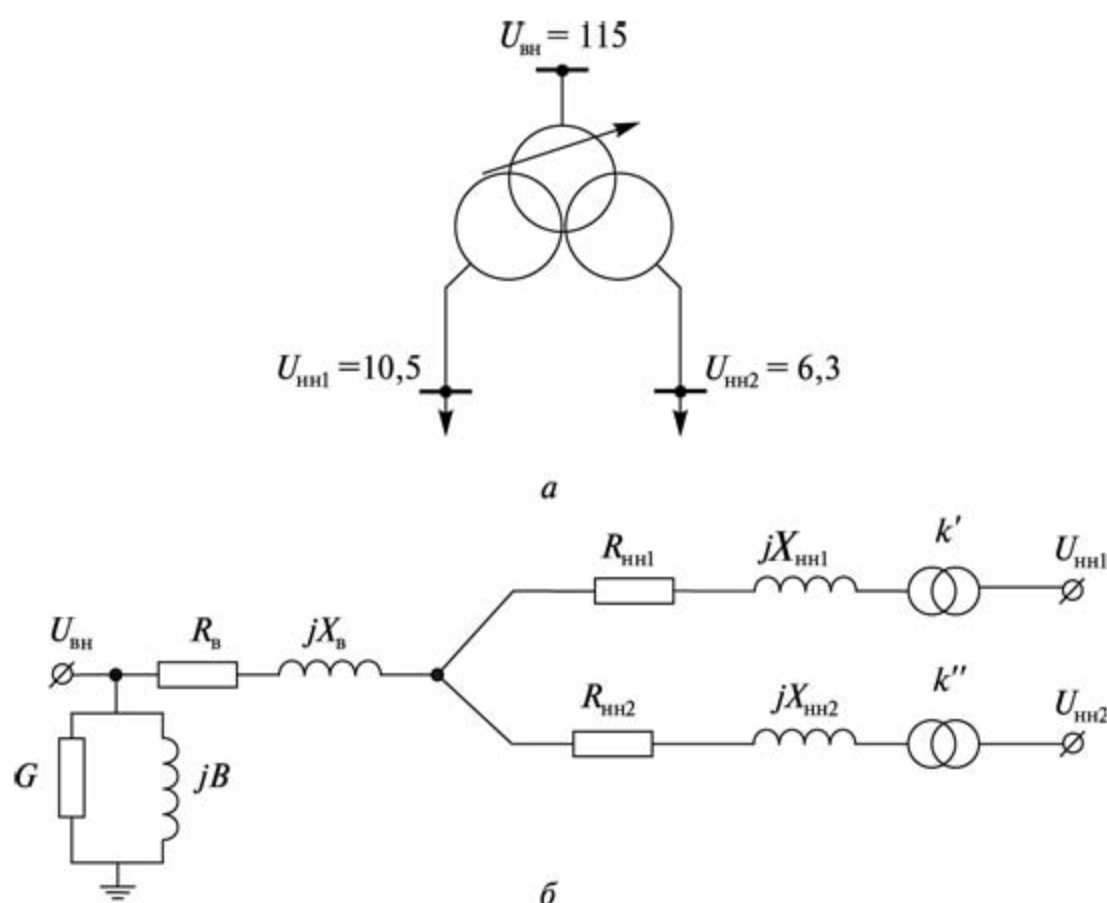


Рис. 3.21. Схема подстанции (а) и схема замещения (б) трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения

Решение. Определим сопротивления трансформатора.

Сквозное (общее) сопротивление

$$R = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{н}}^2 / S_{\text{НОМ}}^2 = 175 \cdot 115^2 \cdot 10^3 / 40\,000^2 = 1,45 \text{ Ом};$$

$$X = u_{\text{к}} U_{\text{н}}^2 / (100 S_{\text{НОМ}}) = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40\,000} \cdot 10^3 = 34,7 \text{ Ом}$$

распределяется между лучами схемы замещения (обмотками) трансформатора (рис. 3.21, б) в следующем соотношении:

$$R_{\text{б}} = 0,5R = 0,5 \cdot 1,45 = 0,725 \text{ Ом};$$

$$X_B = 0,125X = 0,125 \cdot 34,7 = 4,34 \text{ Ом};$$

$$R_{HH1} = R_{HH2} = R = 1,45 \text{ Ом};$$

$$X_{HH1} = X_{HH2} = 1,75X_B = 1,75 \cdot 34,7 = 60,72 \text{ Ом}.$$

Если приближенно принять, что $\underline{Z}_B = 0$ и все сопротивление трансформатора сосредоточено в обмотке НН:

$$\underline{Z}_{HH1} = \underline{Z}_{HH2} = 2\underline{Z} = 2(1,45 + j34,7) = 2,90 + j69,4 \text{ Ом},$$

то схему замещения в продольной части можно рассматривать как двухлучевую звезду (рис. 3.22).

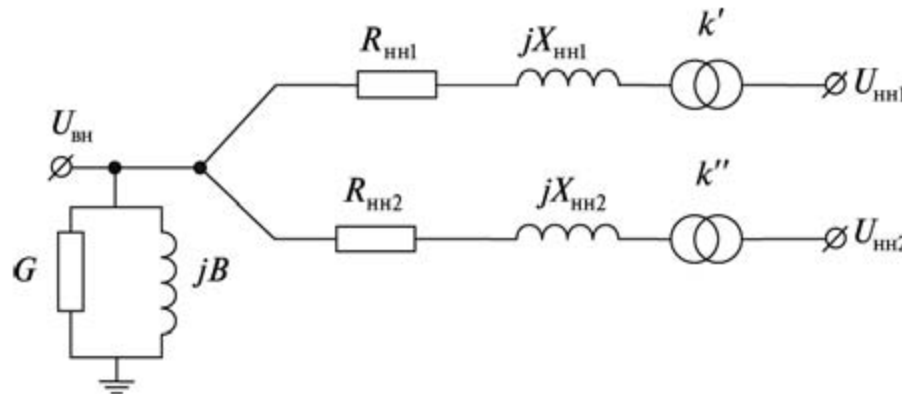


Рис. 3.22. Упрощенная схема замещения понижающего трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения

Реактивные потери мощности холостого хода

$$\Delta Q_x = I_x S_{\text{ном}} / 100 = 0,7 \cdot 40\,000 / 100 = 280 \text{ квар}.$$

Проводимости трансформатора:

$$G = \Delta P_x 10^{-3} / U_{BH}^2 = 36 \cdot 10^{-3} / 115^2 = 2,72 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B = \Delta Q_x / U_{BH}^2 = 280 \cdot 10^{-3} / 115^2 = 21,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Коэффициенты трансформации:

$$k' = U_{BH} / U_{HH1} = 115 / 10,5 = 10,95;$$

$$k'' = U_{BH} / U_{HH2} = 115 / 6,3 = 18,25.$$

Главная особенность трансформатора заключается в повышенном значении сопротивления цепи между шинами НН₁—НН₂ (в пределах от 3,5 до 4,0 Z) и цепи между шинами ВН—НН₁₍₂₎ (от 1,88 до 2,0 Z), что служит естественным способом (без установки токоограничивающих реакторов) ограничения токов короткого замыкания. Наличие двух секций шин позволяет осуществлять раздельное питание неоднородных потребителей и способствует улучшению резервирования электроснабжения.

Задача 3.6. Определите параметры схемы замещения трехфазной группы мощностью 399 000 кВ·А, состоящей из трех однофазных двухобмоточных повышающих трансформаторов типа ОДЦГ133000/500 / $\sqrt{3}$. Паспортные данные трансформатора:

$$S_{\text{ном}} = 133 \text{ МВ·А},$$

$$U_{\text{вн}} = 525 / \sqrt{3} \text{ кВ}, U_{\text{нн}} = 13,8 / \sqrt{3} \text{ кВ}, \Delta P_{\text{к}} = 513 \text{ кВт}, \\ \Delta P_{\text{х}} = 430 \text{ кВт}, u_{\text{к}} = 13,4\%, I_{\text{х}} = 3,0\%.$$

Решение. Так как группа состоит из однофазных трансформаторов, возможны два способа расчета: 1) с использованием междофазного напряжения, утроенных потерь мощности короткого замыкания и трехфазной мощности; 2) с использованием фазного напряжения, заданных потерь короткого замыкания и мощности одной фазы.

$$1) R_1 = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{н}}^2 / S_{\text{ном}}^2 = 3 \cdot 513 \cdot 525^2 \cdot 10^{-3} / 399^2 = 2,67 \text{ Ом};$$

$$2) R_2 = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{н}}^2 / S_{\text{ном}}^2 = \frac{513 \cdot \left[\frac{525}{\sqrt{3}} \right]^2}{133^2} \cdot 10^{-3} = 2,67 \text{ Ом}.$$

Естественно, что оба расчета дают одинаковый результат.

Расчет индуктивного сопротивления производим аналогично:

$$1) X_1 = \frac{u_{\text{к}} U_{\text{н}}^2}{100 S_{\text{ном}}} = \frac{13,4 \cdot 525^2}{100 \cdot 399} = 92,56 \text{ Ом};$$

$$2) X_2 = \frac{u_{\text{к}} U_{\text{н}}^2}{100 S_{\text{ном}}} = \frac{13,4 \cdot \left[\frac{525}{\sqrt{3}} \right]^2}{100 \cdot 133} = 92,56 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление рассматриваемого трансформатора значительно превышает активное, поэтому учет только реактивных сопротивлений мощных трансформаторов не внесет заметной ошибки в расчеты электрических режимов электрической сети. Необходимость учета активных сопротивлений возникает при анализе потерь активной мощности и электроэнергии в сети.

Потери холостого хода группы однофазных повышающих трансформаторов

$$\Delta S_{\text{х}} = 3(\Delta P_{\text{х}}^{\Phi} + j\Delta Q_{\text{х}}^{\Phi}) = 3 \cdot (430 + j \frac{3,0}{100} \cdot 133 \cdot 000) = 1290 + j11970 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

Проводимости трансформатора:

$$G = \Delta P_{\text{х}} 10^{-3} / U_{\text{вн}}^2 = 1290 \cdot 10^{-3} / 525^2 = 4,68 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B = \Delta Q_{\text{х}} / U_{\text{вн}}^2 = 11970 \cdot 10^{-3} / 525^2 = 43,4 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Трансформация генераторного напряжения в сеть 500 кВ представляется в схеме замещения идеальным трансформатором с коэффициентом трансформации

$$k = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}} = 525 / 13,8 = 38,0.$$

Рассмотренная трехфазная группа однофазных повышающих трансформаторов учитывается схемой замещения, соответствующей трехфазному трансформатору (см. рис. 3.20, а).

Задача 3.7. Трехобмоточные трансформаторы типа ТДТН-40000/220/35 имеют соотношения мощностей обмоток 100/100/100% и 100/100/66,7%. Каталожные данные трансформатора представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Каталожные данные трансформатора

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			$u_{\text{к}}, \%$			$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$			$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
ВН	СН	НН	В—Н	В—Н	С—Н	В—С	В—Н	С—Н	55	1,1
230	38,5	6,6	12,5	22	9,5	220	—	—		

Определите параметры схемы замещения двух параллельно работающих трансформаторов первого и второго типа исполнения.

Решение. 1. Схемы замещения трехобмоточного трансформатора берем из ранее рассмотренных (см. рис. 3.11). Определим параметры схемы замещения для первого исполнения трансформаторов.

При одинаковой мощности обмоток их активные сопротивления равны:

$$R_{\text{в}} = R_{\text{с}} = R_{\text{н}} = R_{\text{общ}} / 2 = \frac{1}{2} \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{н}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{220 \cdot 230^2}{40\,000^2} \cdot 10^3 = 3,60 \text{ Ом.}$$

Найдем индуктивные сопротивления ветвей схемы замещения, Ом:

$$X_{1-2} = X_{\text{в-с}} = \frac{u_{\text{к-в-с}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40\,000} \cdot 10^3 = 165,3;$$

$$X_{1-3} = X_{\text{в-н}} = \frac{u_{\text{к-в-н}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{22}{100} \cdot \frac{230^2}{40\,000} \cdot 10^3 = 291,0;$$

$$X_{2-3} = X_{\text{с-н}} = \frac{u_{\text{к-с-н}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40\,000} \cdot 10^3 = 125,6.$$

Для каждой обмотки индуктивное сопротивление X , Ом, определим следующим образом:

$$X_1 = X_{\text{в}} = 0,5(X_{\text{в-с}} + X_{\text{в-н}} - X_{\text{с-н}}) = 0,5(165,3 + 291 - 125,6) = 165,4;$$

$$X_2 = X_{\text{с}} = 0,5(X_{\text{в-с}} + X_{\text{с-н}} - X_{\text{в-н}}) = 0,5(165,3 + 125,6 - 291) \approx 0;$$

$$X_3 = X_{\text{н}} = 0,5(X_{\text{в-н}} + X_{\text{с-н}} - X_{\text{в-с}}) = 0,5(291 + 125,6 - 165,3) = 125,7.$$

Комплексные сопротивления двух параллельно работающих трансформаторов

$$\underline{Z} = \frac{1}{n_{\text{т}}} (R + jX), \text{ Ом:}$$

$$\underline{Z}_{\text{н}} = \frac{1}{2} (R_{\text{в}} + jX_{\text{в}}) = \frac{1}{2} (3,60 + j165,3) = 1,80 + j82,7;$$

$$\underline{Z}_{\text{с}} = \frac{1}{2} (R_{\text{с}} + jX_{\text{с}}) = \frac{1}{2} (3,60 + j0) = 1,80;$$

$$\underline{Z}_H = \frac{1}{2}(R_H + jX_H) = \frac{1}{2}(3,60 + j125,7) = 1,80 + j62,85.$$

Эквивалентная комплексная проводимость

$$\begin{aligned}\underline{Y} &= n_T(g - jb) = n_T \left(\frac{\Delta P_x}{U_H^2} - j \frac{\Delta Q_x}{U_H^2} \right) = n_T \left(\frac{\Delta P_x}{U_H^2} - j \frac{I_x S_{\text{НОМ}}}{100 U_H^2} \right) = \\ &= 2 \left(\frac{55}{230^2} - j \frac{1,1 \cdot 40000}{100 \cdot 230^2} \right) \cdot 10^{-3} = (2,08 - j16,64) \cdot 10^{-6} \text{ См.}\end{aligned}$$

2. Параметры схемы замещения для второго исполнения трансформаторов.

Сопротивления двух одинаковых по мощности обмоток ВН и СН с известными общими потерями короткого замыкания $\Delta P_{\text{кв-н}}$ определим аналогично предыдущему случаю:

$$R_B = R_C = R_{\text{кв-с}} / 2 = \frac{\Delta P_{\text{кв-н}} U_H^2}{2 S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{220 \cdot 230^2}{2 \cdot 40^2} \cdot 10^{-3} = 3,60 \text{ Ом.}$$

Учитывая, что сопротивления и мощности обмоток связаны обратно пропорциональной зависимостью

$$S_{\text{ВН}} / S_{\text{НН}} = R_H / R_B = 100 / 66,7 \approx 1,50,$$

сопротивление обмотки НН определим в виде

$$R_H = 1,50 R_B = 1,50 \cdot 3,60 = 5,40 \text{ Ом.}$$

Так как значения напряжения короткого замыкания даются в каталогах (они приведены к номинальной мощности трансформаторов), индуктивные сопротивления обмоток первого и второго исполнения принимают одинаковыми. Поэтому имеем:

$$\underline{Z}_B = \frac{1}{2}(R_B + jX_B) = \frac{1}{2}(3,60 + j165,4) = 1,80 + j82,7 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_C = \frac{1}{2}(R_C + jX_C) = \frac{1}{2}(3,60 + j0) = 1,80 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_H = \frac{1}{2}(R_H + jX_H) = \frac{1}{2}(5,40 + j125,7) = 2,70 + j62,85 \text{ Ом.}$$

Трансформации учитывают идеальными коэффициентами трансформации с высшего на среднее напряжение:

$$K_{\text{в-с}} = U_{\text{ВН}} / U_{\text{СН}} = 230 / 38,5 = 5,94$$

и с высшего на низшее напряжение:

$$K_{\text{в-н}} = U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}} = 230 / 6,6 = 34,85.$$

Задача 3.8. Электропередача (рис. 3.23) напряжением 220 кВ имеет на понижающей подстанции два автотрансформатора, каждый мощностью по 32 000 МВ·А.

Мощность обмотки низшего напряжения составляет 50% от номинальной мощности автотрансформатора. Потери мощности короткого замыкания, указанные в паспортных данных, приведены к номинальной мощности обмотки низшего напряжения, напряжения короткого замыкания — к номинальной мощности трансформатора. Определите параметры схемы замещения автотрансформаторов (рис. 3.24), представленных в схеме замещения данной сети.

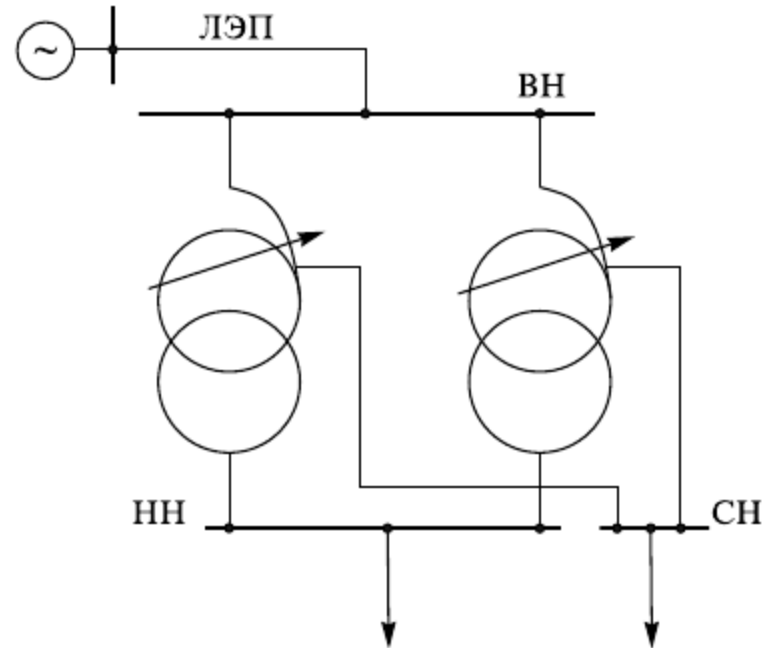


Рис. 3.23. Схема электропередачи напряжением 220 кВ

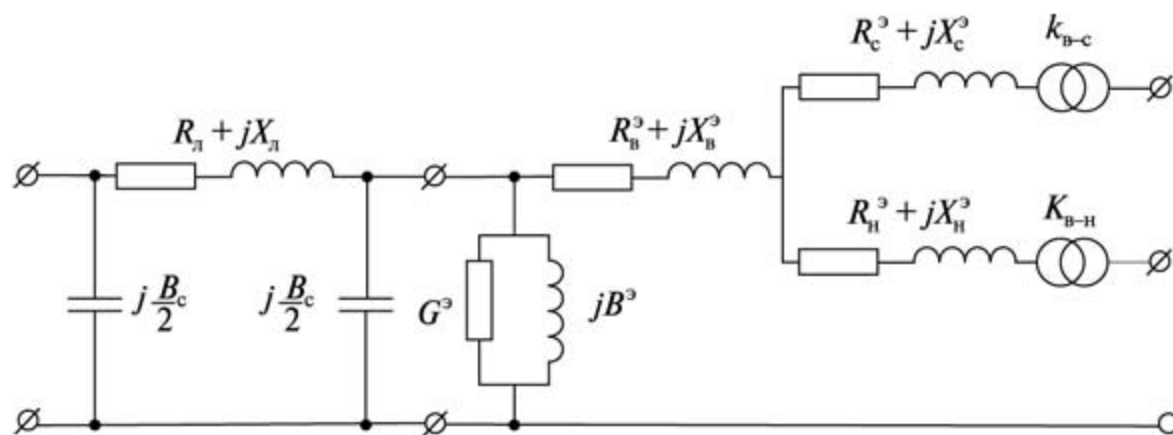


Рис. 3.24. Схема замещения электропередачи напряжением 220 кВ

Решение. Паспортные данные автотрансформаторов принимаем из справочной литературы для АТДТН-32000/220/110 (табл. П2.10):

$$U_B = 230 \text{ кВ}, U_C = 121 \text{ кВ}, U_H = 6,6 \text{ кВ};$$

$$u_{K_{B-C}} = 11\%, u_{K_{B-H}} = 34\%, u_{K_{C-H}} = 21\%;$$

$$\Delta P_{K_{B-H}} = 145 \text{ кВт}, \Delta P_X = 32 \text{ кВт}, I_X = 0,6\%.$$

Для определения активных сопротивлений обмоток автотрансформатора необходимо $\Delta P_{K_{B-H}}$ привести к номинальной мощности через коэффициент приведения (пересчета):

$$\alpha = S_{HH} / S_{BH} = 50 / 100 = 0,50;$$

$$\Delta P'_{\text{кв-н}} = \Delta P_{\text{кв-н}} / \alpha^2 = 145 / 0,50^2 = 580 \text{ кВт.}$$

Далее определим активные сопротивления ветвей схемы замещения.

Суммарное активное сопротивление обмоток высшего и низшего напряжений

$$R_{\text{в-н}} = \Delta P'_{\text{кв-н}} U_{\text{вн}}^2 10^{-3} / S_{\text{ном}}^2 = 580 \cdot 230^2 \cdot 10^{-3} / 32^2 = 30 \text{ Ом.}$$

Учитывая, что активные сопротивления обратно пропорциональны мощностям соответствующих обмоток, имеем соотношение

$$S_{\text{ном}} / S_{\text{нн}} = R_{\text{н}} / R_{\text{в}} = 100 / 50 = 2,0,$$

с учетом которого получим:

$$R_{\text{в-н}} = R_{\text{в}} + R_{\text{н}} = 3R_{\text{в}} = 30 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{в}} = R_{\text{с}} = 10 \text{ Ом; } R_{\text{н}} = 20 \text{ Ом.}$$

Правильность расчета можно проверить, найдя по параметрам схемы замещения паспортные значения потерь активной мощности при замыкании накоротко обмотки низшего напряжения:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{кв-н}} &= \Delta P'_{\text{кв-н}} \alpha^2 = \frac{S_{\text{ном}}^2}{U_{\text{вн}}^2} R_{\text{в-н}} \alpha^2 = \\ &= \frac{32^2}{230^2} \cdot 30,0 \cdot 0,50^2 \cdot 10^3 = 145 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

По напряжениям короткого замыкания отдельных обмоток

$$u_{\text{кв}} = 0,5(u_{\text{кв-н}} + u_{\text{кв-с}} - u_{\text{кв-н}}) = 0,5(11 + 34 - 21) = 12\% ;$$

$$u_{\text{кс}} = 0,5(u_{\text{кв-с}} + u_{\text{кв-н}} - u_{\text{кв-н}}) = 0,5(11 + 21 - 34) = -1\% ;$$

$$u_{\text{кн}} = 0,5(u_{\text{кв-н}} + u_{\text{кв-с}} - u_{\text{кв-с}}) = 0,5(34 + 21 - 11) = 22\% ,$$

вычислим индуктивные сопротивления ветвей схемы замещения:

$$X_{\text{в}} = \frac{u_{\text{кв}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 32} = 198 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{сн}} = 0 ;$$

$$X_{\text{н}} = \frac{u_{\text{кн}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{22 \cdot 230^2}{100 \cdot 32} = 363 \text{ Ом.}$$

Определим параметры поперечной ветви схемы замещения.

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода

$$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{х}}}{100} S_{\text{ном}} 10^3 = \frac{0,6}{100} \cdot 32 \cdot 10^3 = 192 \text{ квар.}$$

На основе мощностей холостого хода, потребляемых при номинальном питающем напряжении, определим проводимость автотрансформатора:

$$\begin{aligned}\underline{Y} &= G - jB = (\Delta P_x - j\Delta Q_x) \cdot \frac{10^{-3}}{U_{\text{ВН}}^2} = \\ &= (32 - j192) \cdot \frac{10^{-3}}{230^2} = (0,605 - j3,65) \cdot 10^{-6} \text{ См.}\end{aligned}$$

Найдем эквивалентные параметры схемы замещения двух одинаковых автотрансформаторов. Сопротивления обмоток уменьшаются, а проводимости увеличиваются в 2 раза. На параллельной работе трансформирующие устройства должны иметь одинаковые коэффициенты трансформации, номинальные значения которых составляют:

$$k_{\text{В-С}} = U_{\text{ВН}} / U_{\text{СН}} = 230 / 121 = 1,90; \quad k_{\text{В-Н}} = U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}} = 230 / 6,6 = 34,8.$$

Задача 3.9. На крупной узловой подстанции энергосистемы установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН—250000/330/150 со следующими каталожными данными:

$$\begin{aligned}U_{\text{В}} &= 330 \text{ кВ}, U_{\text{С}} = 158 \text{ кВ}, U_{\text{Н}} = 38,5 \text{ кВ}, \\ u_{\text{КВ-С}} &= 10,5\%, u_{\text{КВ-Н}} = 54\%, u_{\text{КС-Н}} = 42\%, \\ \Delta P_{\text{КВ-С}} &= 660 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{КВ-Н}} = 490 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{КС-Н}} = 400 \text{ кВт}, \\ \Delta P_{\text{х}} &= 165 \text{ кВт}, I_{\text{х}} = 0,5\%.\end{aligned}$$

Мощность обмотки НН составляет 40% от номинальной. Потери активной мощности короткого замыкания для обмоток ВН—СН и СН—НН даны для обмотки НН.

Определите параметры схемы замещения двух параллельно включенных автотрансформаторов.

Решение. Сначала необходимо привести значения потерь короткого замыкания для обмоток ВН—СН и СН—НН к номинальной мощности трансформатора:

$$\begin{aligned}\alpha &= 40 / 100 = 0,40; \\ \Delta P_{\text{КВ-Н}} &= 490 / 0,40^2 = 3062 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{КС-Н}} = 400 / 0,40^2 = 2500 \text{ кВт}.\end{aligned}$$

Рассчитаем по выражениям (3.22) и (3.23) потери активной мощности и напряжения короткого замыкания, соответствующие лучам схемы замещения:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{КВ}} &= 0,5(660 + 3062 - 2500) = 611 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{\text{КС}} &= 0,5(660 + 2500 - 3062) = 49 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{\text{КН}} &= 0,5(3062 + 2500 - 660) = 2451 \text{ кВт}; \\ u_{\text{КВ}} &= 0,5(10,5 + 54 - 42) = 11,25\%; \\ u_{\text{КС}} &= 0,5(10,5 + 42 - 54) \approx 0\%; \\ u_{\text{КН}} &= 0,5(54 + 42 - 10,5) = 42,75\%.\end{aligned}$$

Определим комплексные сопротивления лучей схемы замещения двух параллельно включенных автотрансформаторов:

$$\underline{Z}_B^3 = R_B^3 + jX_B^3 = \frac{1}{2} \left(\frac{611 \cdot 330^2}{250\,000^2} + j \frac{11,25 \cdot 330^2}{100 \cdot 250\,000} \right) \cdot 10^3 = 0,53 + j24,5 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_C^3 = R_C^3 + jX_C^3 = \frac{1}{2} \left(\frac{49 \cdot 330^2}{250\,000^2} + j0 \right) \cdot 10^3 = 0,04 + j0 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_H^3 = R_H^3 + jX_H^3 = \frac{1}{2} \left(\frac{2451 \cdot 330^2}{250\,000^2} + j \frac{42,75 \cdot 330^2}{100 \cdot 250\,000} \right) \cdot 10^3 = 2,14 + j186,2 \text{ Ом}.$$

Суммарные потери холостого хода двух автотрансформаторов

$$\Delta \underline{S} = 2 \left(165 + j \frac{0,5 \cdot 250\,000}{100} \right) \cdot 10^{-3} = 0,33 + j2,50 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Убедимся, что мощность обмотки НН составляет 40% от номинального значения.

Определим номинальный ток обмотки ВН

$$I_B = S_{\text{ном}} / \sqrt{3} U_B = 250000 / \sqrt{3} \cdot 330 = 437 \text{ А}.$$

$$I_B = I_C, \text{ а } I_H = 40\% \text{ от } I_B, \text{ т.е. } I_H = 0,40 \cdot 437,4 = 175 \text{ А}.$$

По полученным результатам можно вычислить потери короткого замыкания для каждой пары обмоток, заданные в условии задачи:

$$\Delta P_{B-C} = 3 I_C^2 R_{B-C} = 3 \cdot 437^2 \cdot 2 \cdot (0,53 + 0,04) \approx 660 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{B-H} = 3 I_H^2 R_{B-H} = 3 \cdot 175^2 \cdot 2 \cdot (0,53 + 2,14) \approx 490 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{C-H} = 3 I_H^2 R_{C-H} = 3 \cdot 175^2 \cdot 2 \cdot (0,04 + 2,14) \approx 400 \text{ кВт}.$$

Равенство расчетных и заданных потерь короткого замыкания следует рассматривать в качестве признака правильности учета данного соотношения мощностей обмоток автотрансформатора.

ГЛАВА 4

МОДЕЛИРОВАНИЕ И УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

4.1. Общая характеристика изменения нагрузок во времени и от параметров режима

При расчете и анализе режимов электрических сетей должны быть учтены основные характеристики их элементов (ЛЭП, трансформаторов и др.), в том числе и электрических нагрузок (ЭН) потребителей. Одной из наиболее существенных характеристик нагрузки является ее активная P и реактивная Q мощности. В общем случае мощности нагрузок электрических сетей не остаются неизменными, а претерпевают изменения во времени t , зависят от параметров электрического режима: от напряжения U и частоты f приложенного напряжения. Поэтому электрические нагрузки как отдельных индивидуальных электропотребителей, так и групповых обобщенных электрических нагрузок узлов электрических сетей (совокупность электроприемников, подключенных к узлу) представляют собой нетривиальные функции вида

$$P = \varphi(U, f, t) \text{ и } Q = \psi(U, f, t). \quad (4.1)$$

Электрические нагрузки вида (4.1) геометрически представляют объемные (в четырехмерном пространстве) фигуры-графики изменения ЭН на некотором интервале времени T (например суточном, недельном). Одновременный анализ процесса изменения нагрузок от указанных параметров представляет весьма сложное явление. Однако для большинства электрических расчетов такой анализ не нужен. Он может быть оправдан лишь в отдельных эксплуатационных расчетах. Например, при автоматическом управлении электрическими режимами (или ведении режима в темпе реального времени), при оперативном управлении, в том числе послеаварийными режимами электроэнергетической системы (ЭЭС), дефицитной по активной мощности. В этих случаях наряду с временными изменениями необходимо учитывать изменения ЭН от значения и частоты напряжения, вызванных дефицитом активной мощности в системе.

При проектировании развития ЭЭС сопоставляются технически допустимые варианты, в том числе и по параметрам электрического режима, поэтому изменение ЭН учитывается только во времени. В нормальных установившихся эксплуатационных режимах ЭЭС сбалансирована по активной мощности, и значение частоты удерживается в допустимых пределах. В этом случае анализ мгновенных электрических режимов выполняется при учете зависимости ЭН только от напряжения соответствующими статическими характеристиками. Если принять значение частоты неизменным ($f = \text{const}$), то функциональные зависимости ЭН (4.1) упрощаются и могут быть представлены графически и описаны аналитически в трехмерном пространстве $P = \varphi(U, t)$ в виде объемных графиков нагрузок на интервале времени T . Представление о сложности зависимости вида (4.1) дает показанный на рис. 4.1 объемный суточный график ЭН. Он представляет собой картотеку суточных графиков, вырезанных из картона, каждый из которых построен при заданном напряжении,

изменяющемся в пределах $\pm\delta U$, например, допустимых стандартом на качество электроэнергии.

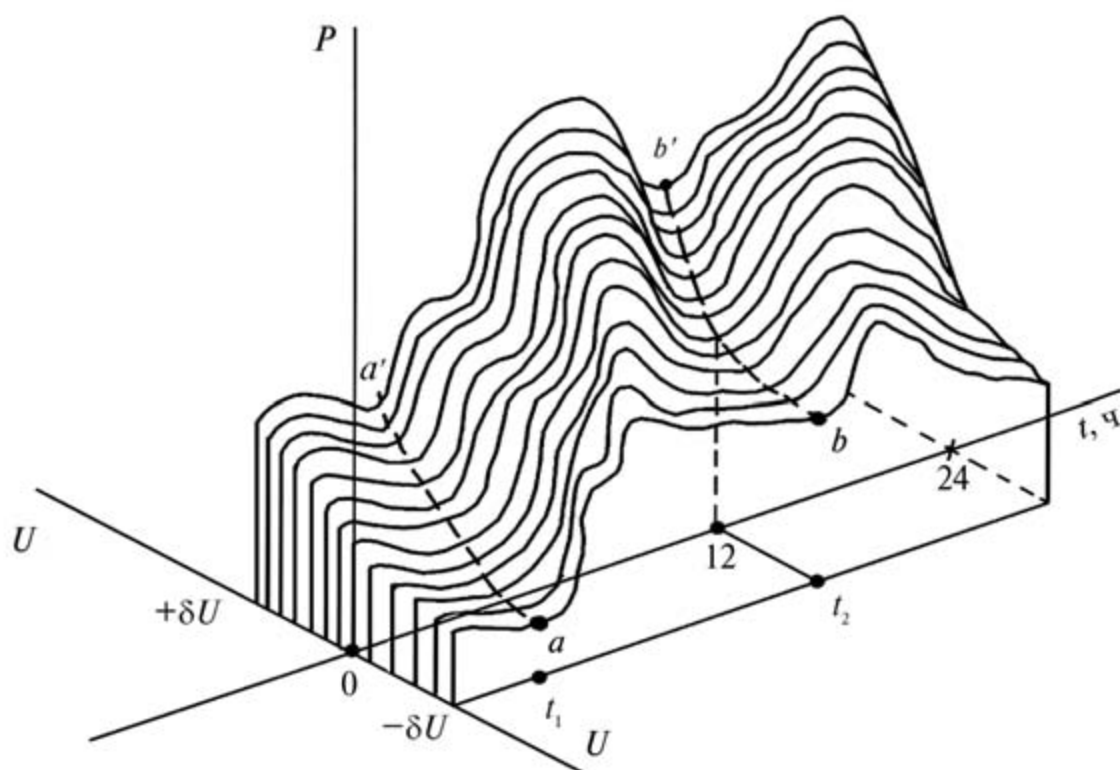


Рис. 4.1. Объемный суточный график вида $P = \varphi(t, U)$

Аналогичное объемное представление годового электропотребления $P(t, n_c)$ в виде расположенных в хронологическом порядке (по суткам n_c) суточных графиков нагрузки (рис. 4.2) в немецкой электротехнической литературе сопровождается термином «Belastungsgebirge» — дословно «горы нагрузок» [20, 22, 67].

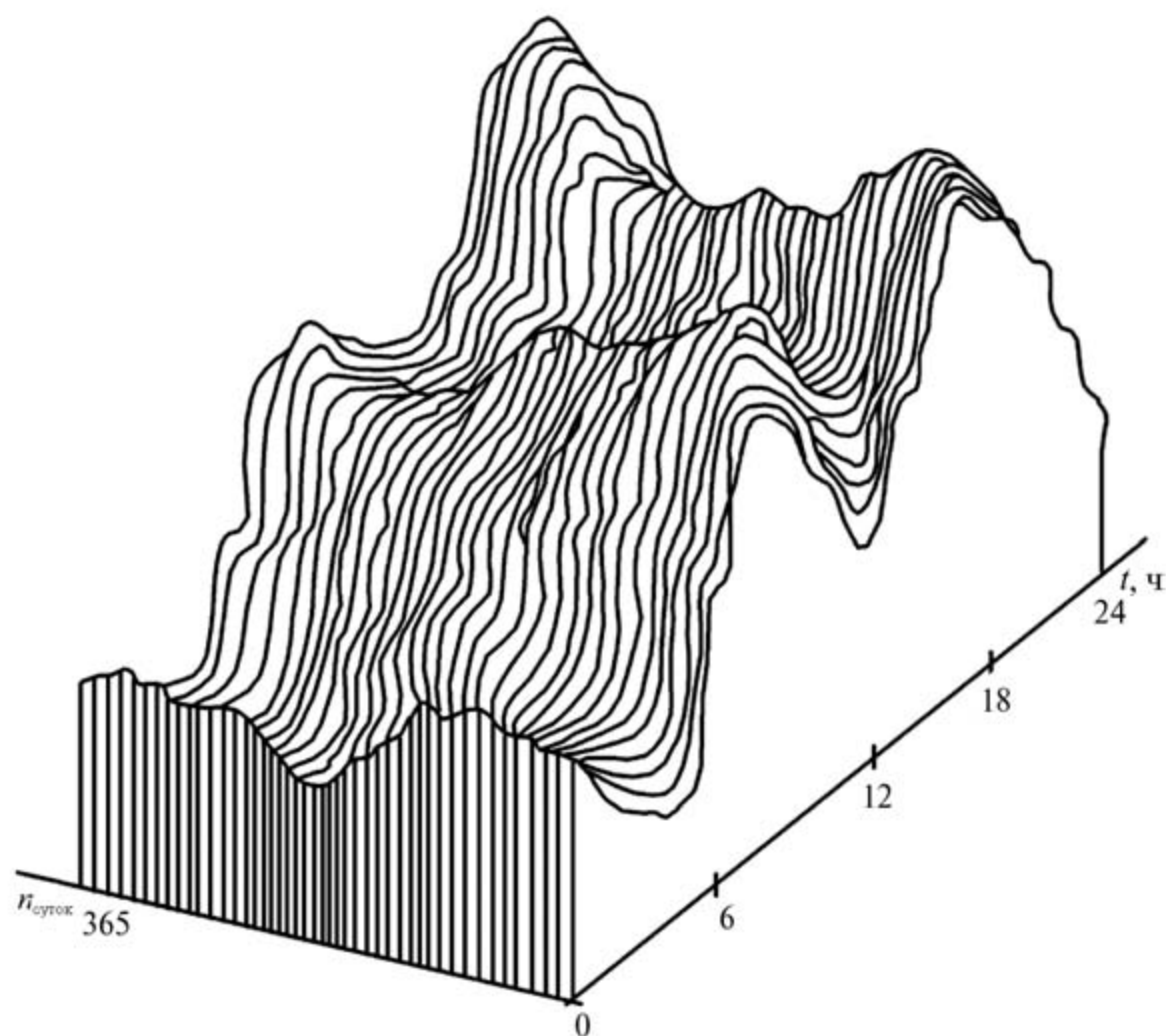


Рис. 4.2. Объемный годовой график электрической нагрузки $P = \psi(t, n_c)$

При учете непрерывности изменения напряжения совокупность таких суточных графиков образует поверхность со сложным рельефом. Взятые в совокупности ординаты этой поверхности сложным образом взаимосвязаны между собой, причем этим взаимозависимостям присущ как причинный, детерминированный, так и случайный, вероятностный характер.

Детерминированный характер изменения ЭН проявляется в явно выраженной суточной (недельной или сезонной) закономерности, цикличности режима электропотребления, в наличии естественного прироста или изменения нагрузок, в зависимости нагрузки от дня недели или календарной даты. Так, причинный, детерминированный характер изменения бытовой ЭН обусловлен цикличностью, традиционностью режима электропотребления в течение суток. Особенно устойчиво прогнозируемо электропотребление предприятий с высокой автоматизацией и запрограммированностью технологических процессов, например, на автомобильных заводах. В этом случае средняя ЭН и электропотребление для различных суток практически неизменны. Такие случайные процессы электропотребления соответствуют признакам стационарного.

Случайный характер ЭН виден на примере линии электрической сети, суммарная нагрузка которой образована сравнительно большим числом промышленных электроприемников, например, электроприводов металлорежущих станков с нагрузкой $P_i(t)$, потребляемой в момент времени t . Если от линии питается n приемников, то суммарная нагрузка линии в момент t

$$P(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t). \quad (4.2)$$

Даже в тех случаях, когда приводимые механизмы имеют достаточно четкие циклы работы и строгую повторяемость операций в потреблении ими электроэнергии из сети энергосистемы, всегда присутствует некоторое случайное начало или «как распорядится случай». Они связаны рядом обстоятельств: отклонениями в размерах обрабатываемых деталей, в скорости обработки, состоянием режущего инструмента и др. Все эти обстоятельства изменяют как мгновенное значение потребляемой нагрузки, так и его продолжительность. Но точный учет всех этих обстоятельств невозможен именно из-за их случайного характера.

В результате отдельные нагрузки $P_i(t)$ следует рассматривать как случайную функцию времени, а суммарную нагрузку линии $P(t)$ узлов электрической сети — как сумму случайных функций. Случайность групповых (суммарных) графиков вызывается отсутствием детерминированных связей между индивидуальными графиками $P_i(t)$ нагрузки отдельных потребителей.

Изменение нагрузки в функции напряжения $P(U)$ или частоты $P(f)$ также имеет причинно-обусловленную детерминированную и случайную вероятностно-статистическую составляющие. Например, детерминированная составляющая обусловлена запрограммированным режимом работы регулирующих напряжение устройств, случайная составляющая — непредсказуемыми изменениями значения, состава и режима электропотребления нагрузок.

Таким образом, изменение электрических нагрузок во времени, в функции напряжения и частоты, совершаемое под влиянием индивидуальных и большого

числа независимых случайных факторов, имеет причинно-детерминированную и вероятностно-статистическую природу. Учет вероятностных свойств ЭН основан на использовании основных положений теории вероятности и математической статистики, в частности теории случайных процессов, которая достаточно полно отражает природу изменения ЭН.

При решении большинства задач проектирования и эксплуатации ЭЭС достаточно вместо четырехмерных зависимостей вида (4.1), обладающих наряду с детерминированными вероятностными свойствами, оперировать двухмерными зависимостями изменения нагрузок во времени $S(t)$, от величины $S(U)$ и частоты $S(f)$ питающего напряжения. Указанные функциональные зависимости можно представить в виде огибающих кривых, полученных из многомерной поверхности (4.1) в результате сечения ее плоскостями в пространстве мощность — время, мощность — напряжение и мощность — частота. Однократная запись зависимостей $S(t)$, $S(U)$, $S(f)$ в виде непрерывных кривых представляет реализацию случайного процесса в виде ее регулярной составляющей (тренда). Указанные непрерывные кривые именуются при практическом анализе режимов ЭЭС соответственно графиками электрических нагрузок и статическими характеристиками ЭН по напряжению и частоте. Например, кривые $a—a'$ и $b—b'$ как результат сечения поверхности объемного графика нагрузки (рис. 4.1) плоскостями $P—U$ соответствуют статическим характеристикам активной мощности по напряжению $P(U)$ в момент времени t_1 и t_2 соответственно.

Свойства и показатели графиков и статических характеристик нагрузок рассматриваются далее.

4.2. Графики электрических нагрузок и их характеристики

При решении вопросов развития распределительных электрических сетей и систем внешнего электроснабжения промышленных предприятий, а также при выполнении электрических расчетов характерных режимов и анализа многорежимности сетей требуются данные о графиках электрических нагрузок их потребителей и узлов.

Изменение электропотребления во времени является одной из центральных естественных характеристик электрических нагрузок. Оно определяется технологическими процессами производства и бытовым ритмом жизни населения. Изменение ЭН во времени может представляться графически, аналитически или в табличном виде, причем наиболее наглядным служит графическое изображение. Графики изменения нагрузки (сокращенно графики нагрузок) могут представлять собой плавные, ломаные или ступенчатые кривые, построенные в прямоугольной системе координат, по оси ординат которых откладывают значения нагрузок, а по оси абсцисс — время. Графики нагрузок могут отражать изменение во времени тока или активной, реактивной и полной мощностей. В зависимости от поставленной цели они могут быть сняты и построены для любого интервала времени — часа, суток, месяца, года и др.

В аналитическом виде графики нагрузок могут быть получены для отдельных (индивидуальных) и групповых (обобщенных) электропотребителей путем математической обработки и моделирования заданных в табличном (матричном) или экспериментально-статистическом видах процессов изменения нагрузок или

электропотребления. В последние годы для рассматриваемых целей эффективно используют методы математической статистики, в частности теорию случайных процессов, которая достаточно полно отражает природу изменения нагрузок. Путем аналитической аппроксимации экспериментальных точек электропотребления и результатов обследования (замеров) электрических нагрузок в виде матрицы корреляционных моментов методами регрессионного, факторного анализа или главных компонент получены полиномиальные, гармонические и ортогональные модели графиков электрических нагрузок [4, 6, 9, 23]. Аналитические модели графиков ЭН необходимы для расчета ряда интегральных характеристик режимов электропотребления, работы электрических сетей (потребления и потерь электроэнергии, диапазонов изменения напряжений и реактивных мощностей и др.) и решения задач оптимизации режимов и развития электроэнергетических систем при построении соответствующих программно-вычислительных алгоритмов, реализуемых на ЭВМ. Аналитическое моделирование графиков ЭН нашло широкое применение [4, 6, 16, 58].

Для инженерного анализа характерных режимов и многорежимности электропотребления и функционирования электрических сетей, выполняемых вручную, используется графическое представление электропотребления во времени. Общим математическим выражением любого графика ЭН, например графика активной мощности, будет запись вида $P(t)$, где t — время, с учетом которого анализируется нагрузка.

В практике исследования режимов работы электропотребителей и их групп применяют различные способы изменений и построения графиков ЭН: обычно с помощью показаний счетчиков электроэнергии, взятых через равные промежутки времени, реже — с помощью регистрирующих (самопишущих) приборов, фиксирующих активную, реактивную мощность или силу тока (ваттметры, амперметры). Полученный в последнем случае непрерывный график (рис. 4.3, кривая 1) наиболее близко соответствует действительности. Степень соответствия графика, снятого по показаниям счетчика (рис. 4.3, кривая 2), фактическому зависит главным образом от интервала отсчета Δt (осреднения, постоянства) нагрузки:

$$\Delta t = T/d, \quad (4.3)$$

в пределах которого ее считают неизменной:

$$P_i = (W_i - W_{i+1}) / \Delta t, \quad i = 1, 2, \dots, d, \quad (4.4)$$

где d — число интервалов постоянства, на которые разбит график ЭН; W_i, W_{i+1} — показания счетчиков активной энергии, снятые через равные промежутки времени Δt .

Чем меньше интервал Δt (или больше d), тем ближе будет записанный по счетчику график к действительному (естественно при условии достаточной точности отсчетов электроэнергии по счетчику). Последний способ используется лишь для построения графика активной мощности (при отсутствии счетчика квар-часов), от которого путем простого пересчета можно перейти к графикам изменения реактивной, полной мощности и тока (в предположении постоянства напряжений и коэффициента мощности):

$$Q_i = P_i \operatorname{tg} \varphi; \quad S_i = P_i / \cos \varphi; \quad I_i = S_i / \sqrt{3} U, \quad i = 1, 2, \dots, d. \quad (4.5)$$

При плавно изменяющейся кривой графика нагрузки электроэнергия, получаемая потребителем за определенное время T , определяется при интегрировании выражения

$$W = \int_0^T P(t) dt, \quad (4.6)$$

где $P(t)$ — подынтегральная функция; она является аналитическим выражением графика ЭН.

Возможность и трудоемкость непосредственного вычисления по выражению (4.6) зависят от вида подынтегральной функции $P(t)$.

При задании режима энергопотребления ступенчатым графиком потребляемая электроэнергия определяется в виде:

$$W \approx \sum_{j=1}^d P_j t_j. \quad (4.7)$$

Чем на большее число интервалов d разбит действительный непрерывный график нагрузки $P(t)$, тем ближе результаты (4.7) к действительным (4.6).

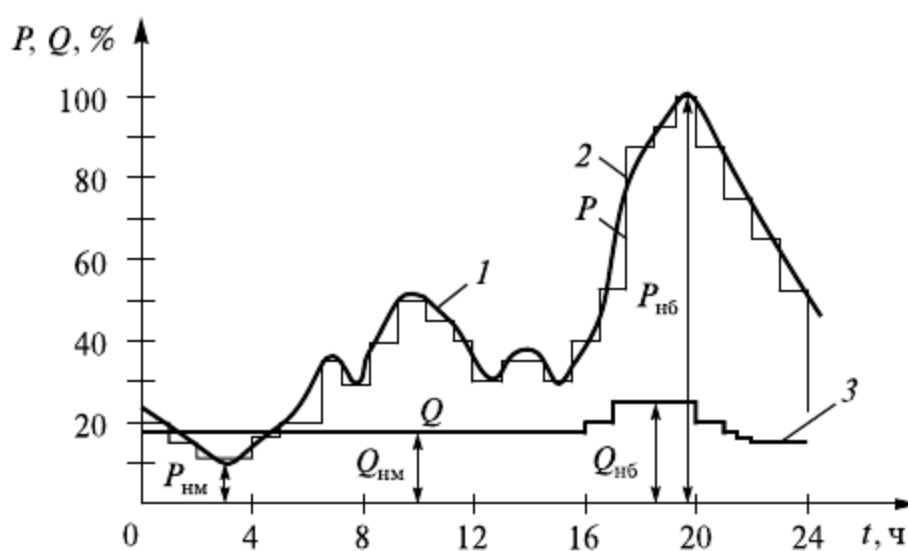


Рис. 4.3. Суточный график активной P и реактивной Q мощности нагрузки жилого дома (зимние сутки):

1 — по записи регистрирующих приборов; $2, 3$ — по показаниям счетчика активной и реактивной энергии соответственно

Выражения (4.6) и (4.7) характеризуют площадь, ограниченную осями координат и кривой графика ЭН, и в определенном масштабе соответствуют электроэнергии, потребленной нагрузкой за определенное время T . Вычислить эту площадь можно приближенными способами графического интегрирования, например, по методам прямоугольника, трапеции или Симпсона. Наиболее удобно для ступенчатого графика — по методу прямоугольника. Для контрольных (эталонных) расчетов следует применять методы трапеции или Симпсона, как более точные. Поэтому в тех случаях, когда очертания графика имеют плавный вид, удобно заменить его ступенчатым, сохраняя при этом характерные точки исходного графика и выдерживая равенство площадей исходного и ступенчатого графиков.

Различают суточные, сезонные (месячные) графики активных и реактивных нагрузок, годовые графики — по месяцам и упорядоченные — по продолжительности. Графики нагрузок, характеризующие режимы работы отдельных потребителей, называются **индивидуальными**. Такие графики в условиях действующих

электроустановок и электрических сетей снимают, как правило, лишь для крупных электропотребителей (мощностью в десятки и сотни киловатт). Характер и форма индивидуального графика нагрузки электропотребителя определяются технологическим процессом, режимом работы потребителя. При анализе режимов электрических сетей и систем электроснабжения различного назначения чаще приходится иметь дело с **групповыми графиками ЭН**, относящимися к группе электропотребителей, объединенных одной питающей линией (фидером) или шиной подстанции. Групповые графики представляют собой результат суммирования графиков отдельных электропотребителей, входящих в группу. При очень большом количестве электропотребителей, входящих в группу, например, в крупных цехах предприятий, в городском районе в целом, суточный график активной мощности приобретает устойчивый характер. Длительные наблюдения за действующими предприятиями позволили составить характерные графики для различных отраслей промышленного и сельскохозяйственного производства, а также городов и поселков. Такие графики обычно называют **типовыми** и строят их в относительных единицах, выражая нагрузки в разные часы в процентах от максимальной, принимаемой за 100%. Для пересчета ординат таких графиков в именованные единицы, например в киловатты, необходимо лишь определить абсолютную величину максимума. Для удобства пользования типовые графики строят ступенчатыми.

На рисунке 4.3 изображены графики активной и реактивной мощностей нагрузки многоквартирного дома, построенные с помощью самопишущих приборов и суточные графики изменения активной и реактивной мощности этого же дома, построенные по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии, снимаемых через 1 ч. Нагрузка в течение 1 ч принимается неизменной и за сутки определяется 24 значениями, некоторые из которых могут повторяться. Все значения оказываются в некоторых пределах — между наибольшим и наименьшим значениями. Центральной характеристикой в графике ЭН является максимум, который определяет нагревание элемента системы электроснабжения — линии, трансформатора. Понятие о «греющем» максимуме связано с его продолжительностью и с учетом постоянной времени нагревания, он условно принят стандартным при средней нагрузке за 30 мин [46]. Эта же величина принята и Американским институтом инженеров-электриков и электроников [79].

Для многих потребителей суточное потребление электроэнергии неодинаково в различные времена года. Соответственно различают наибольшую и наименьшую нагрузки для этих периодов.

На рисунке 4.4 представлены типовые суточные графики активных нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Как следует из рисунка, осветительная нагрузка существенно зависит от времени года и имеет наибольшее значение в зимние вечерние часы (сплошные линии). Летом (штриховые линии) суточный максимум нагрузки снижается по значению и длительности и наступает в более позднее время. Нагрузка от электробытовых приборов и бытовых двигателей также характеризуется резко выраженным максимумом в вечернее и утреннее время.

Характерные типовые суточные графики изменения электрических нагрузок [66] предприятий некоторых отраслей промышленности приведены на рис. 4.5 для предприятий различных отраслей промышленности, бытовых и городских электропотребителей даны в графическом виде в приложении 3.

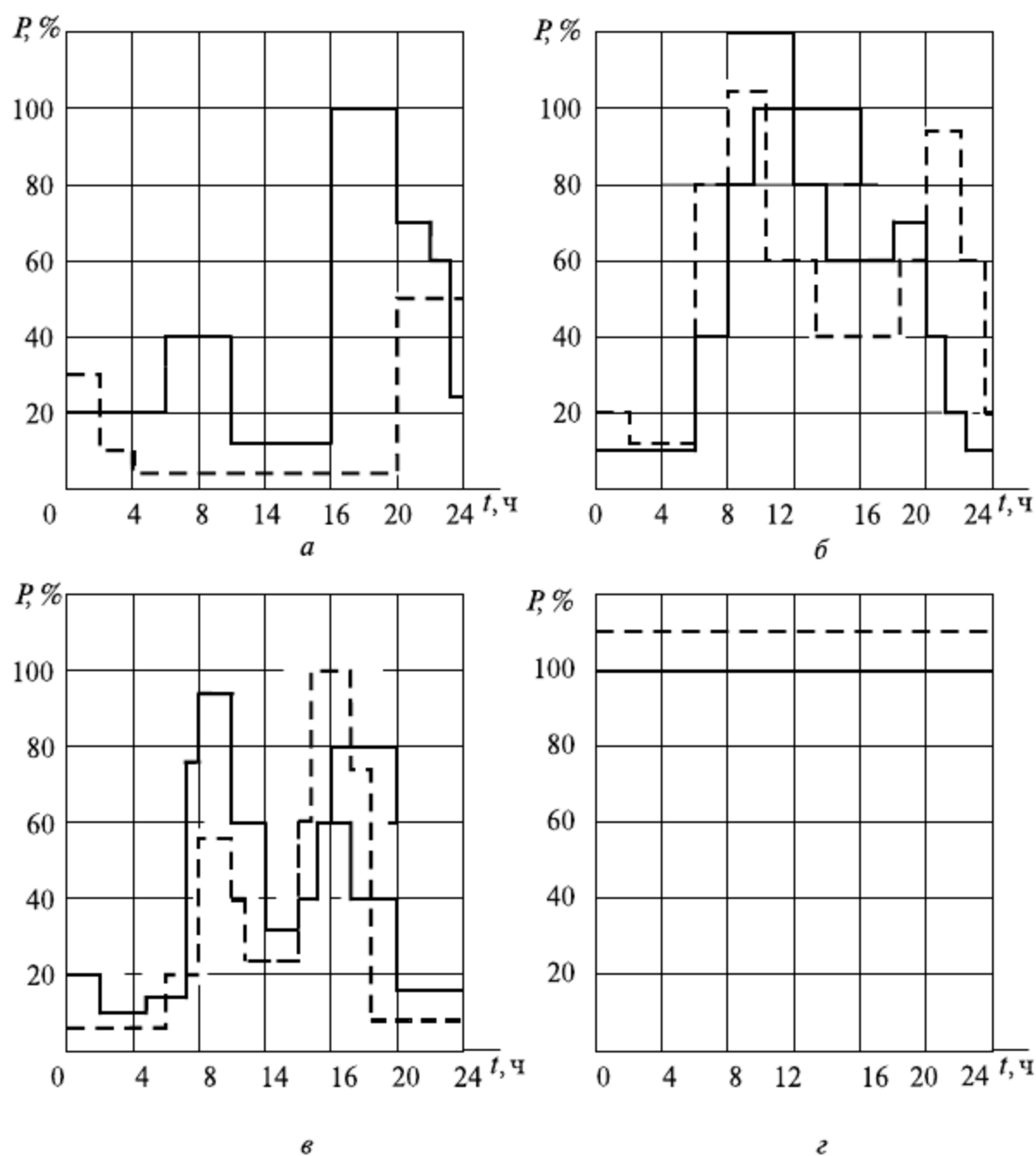


Рис. 4.4. Типовые суточные графики активных нагрузок коммунально-бытовых электропотребителей: *а* — освещение жилых домов; *б* — бытовые приборы; *в* — бытовые двигатели; *г* — насосные установки водопровода и канализаций

По типовым графикам отдельных потребителей можно построить суммарный график группы потребителей, питающихся от данной линии или подстанции. По известному графику нагрузки на шинах вторичного напряжения понижающей подстанции определяется график нагрузки на шинах высшего напряжения с учетом собственного расхода подстанции, постоянных и переменных потерь мощности в трансформаторах.

Используются графики нагрузки электростанций отдельных энергосистем и объединений энергосистемы. График активных нагрузок системы может быть получен по показаниям суммирующего ваттметра, установленного на диспетчерском пункте, а также путем сложения одновременных показаний ваттметров, установленных в различных характерных узлах системы.

Режим электропотребления ЭЭС характеризуется ее суммарным графиком. Вид такого графика изменения нагрузки системы зависит от состава электропотребителей. Если энергосистема имеет значительную бытовую нагрузку, то вечерний максимум активной нагрузки P значительно больше утреннего. В энергосистемах с преобладанием промышленной нагрузки имеются два явно выраженных

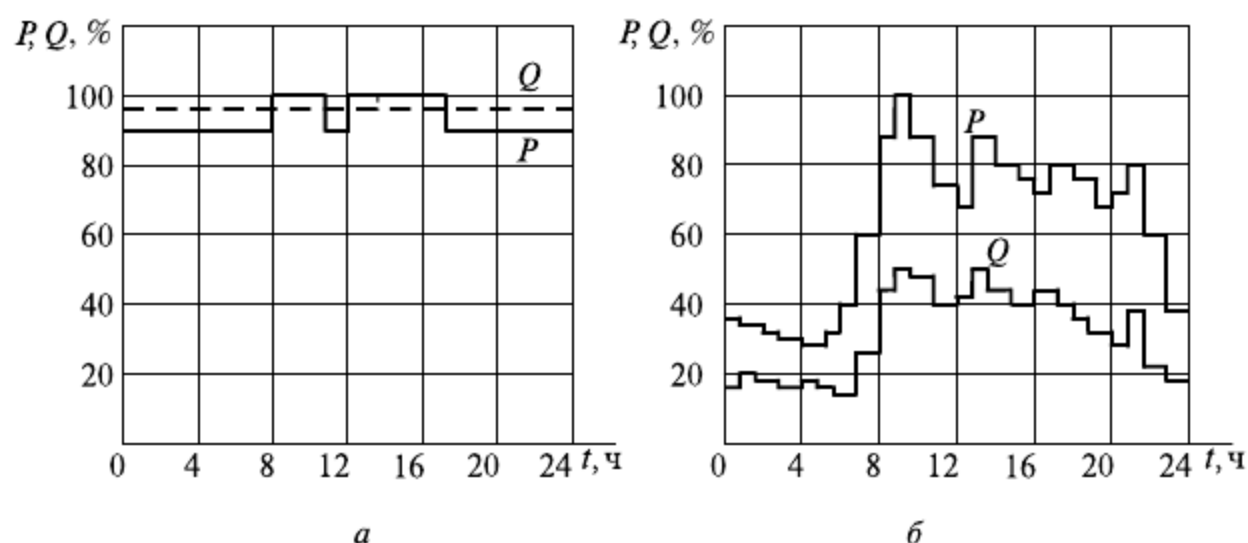


Рис. 4.5. Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности: *а* — цветной металлургии; *б* — деревообрабатывающей промышленности

максимума: утренний и вечерний. Суточный график таких систем более ровный, минимальная нагрузка $P_{\text{нм}}$ составляет 70—80% от $P_{\text{нб}}$. На конфигурацию суточного графика нагрузки влияют освещенность и температура воздуха (см. приложение 3, рис. П3.2).

Суточные графики реактивной нагрузки Q энергосистемы в основном определяются током намагничивания и рассеяния асинхронных двигателей (примерно 60%). На суммарные суточные графики реактивной нагрузки ЭЭС оказывают влияние режим работы линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, переток мощности в другие системы, режимы работы основных (генераторы станций) и дополнительных (синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и др.) источников реактивной мощности.

4.2.1. Основные физические величины и показатели графиков электрических нагрузок

Графики электрических нагрузок отдельных потребителей и узлов электрической сети называются **однородными**, если нагрузки потребителей имеют одинаковый характер (рис. 4.6, *а*)

$$\frac{P_{ij}}{P_{kj}} = \varepsilon - \text{idem}, \quad j = 1, 2, \dots, d, \quad (4.8)$$

т.е. отношение мощности отдельных потребителей (i и k) в одни и те же интервалы времени j одинаковы. Их суммарный график $P_{\Sigma}(t)$ по конфигурации аналогичен (подобен) графикам электрического потребления рассматриваемых потребителей.

Потребители, у которых графики по характеру не совпадают, называются **разнородными** (рис. 4.6, *б*), а их суммарный график зависит от преобладания того или иного вида нагрузки.

При анализе процессов изменения электрических нагрузок во времени используют ряд физических и относительных показателей, характеризующих режим работы электропотребления. Обычно рассматривают некоторые характерные режимы работы: наибольших, наименьших и средних нагрузок, нагрузки в часы дневного минимума и др., наиболее существенными и информативными из которых являются наибольшие и средние нагрузки.

Отношение наименьшей нагрузки $P_{\text{нм}}$ к наибольшей $P_{\text{нб}}$ — коэффициент неравномерности — в первом приближении характеризует неравномерность электропотребления:

$$k_{\text{нр}} = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}}. \quad (4.9)$$

Можно привести множество графиков нагрузок с одинаковыми значениями коэффициента неравномерности $k_{\text{нр}}$, но очень различных по характеру электропотребления. Емким, характерным показателем электропотребления служит средняя нагрузка за некоторый интервал времени T . Применительно к графикам активной и реактивной мощностей с известными значениями активной и «реактивной» энергии средние нагрузки можно определить в виде:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt = \frac{W_P}{T}; \quad Q_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T Q(t) dt = \frac{W_Q}{T}. \quad (4.10)$$

Условность термина «реактивная энергия» предполагается известной читателю [42, 44].

Аналогичными формулами могут быть представлены средняя полная мощность $S_{\text{ср}}$ и средняя сила тока $I_{\text{ср}}$.

Средняя нагрузка за определенное время — это величина, зависящая лишь от конфигурации графика и продолжительности периода наблюдения T . Средняя электрическая нагрузка, в общем случае математическое ожидание нагрузки (при неодинаковых значениях Δt), является центральной интегральной характеристикой электропотребителя, учитывающей в сжатом виде все электрические режимы за рассматриваемый интервал времени T . Отметим, что эта информация более доступна и достоверна, чем мгновенное значение нагрузки ЭП в любой момент времени.

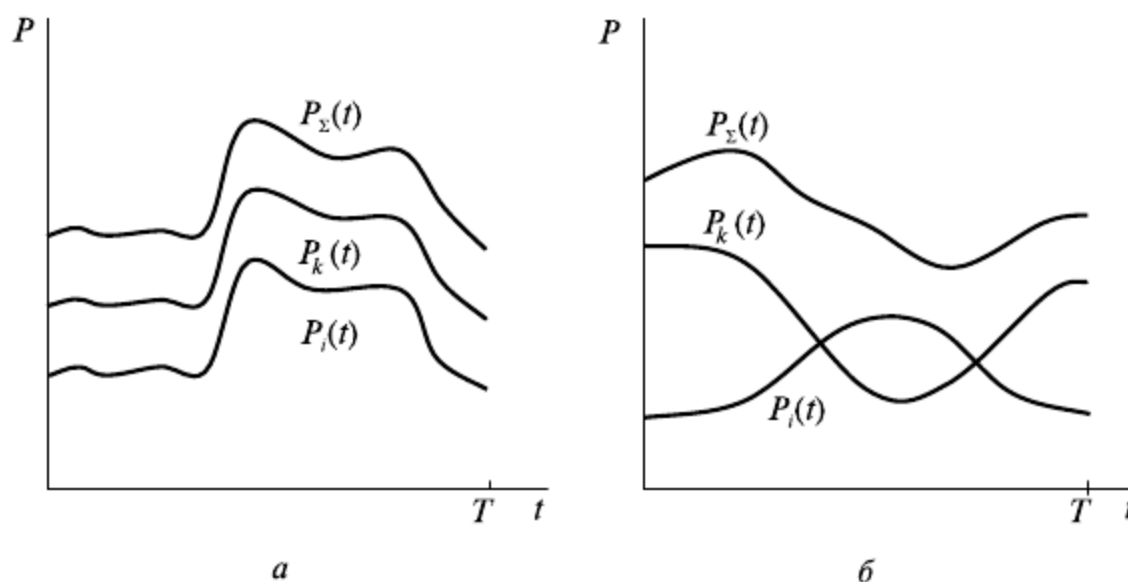


Рис. 4.6. Графики нагрузок однородных (а) и неоднородных (б) электропотребителей

Средняя мощность $P_{\text{ср}}$ за время T определяет среднюю силу тока:

$$I_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{срвз}}), \quad (4.11)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение; $\cos \varphi_{\text{срвз}}$ — средневзвешенное значение коэффициента мощности за время T , определяемое по формуле

$$\cos \varphi_{\text{срвз}} = \cos(\arctg W_Q / W_P), \quad (4.12)$$

где W_Q , W_P — потребление реактивной и активной энергии за время T .

Среднеквадратичная нагрузка за некоторый интервал времени T

$$P_{\text{скв}}^2 = \frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt \approx \frac{1}{T} \sum_{i=1}^d P_i^2 t_i \quad (4.13)$$

и среднеквадратичная сила тока

$$I_{\text{скв}}^2 = \frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt \quad (4.14)$$

характеризуют эффект нагревания проводника неизменным током, который, протекая по линии в течение времени T , дает суммарные потери электроэнергии

$$3RI_{\text{скв}}^2 T = 3R \int_0^T I^2(t) dt, \quad (4.15)$$

равные действительным потерям линии, нагреваемой изменяющимся током. Такой ток называется эффективным.

Коэффициент заполнения суточного графика

$$k_z = P_{\text{ср}} / P_{\text{нб}} \leq 1 \quad (4.16)$$

и коэффициент формы графика нагрузок

$$k_{\text{ф}} = P_{\text{скв}} / P_{\text{ср}} \geq 1 \quad (4.17)$$

более полно, чем значение $k_{\text{нр}}$, характеризуют равномерность, плотность электропотребления, так как опираются на учет всего многообразия режимов в течение времени T .

Из анализа выражений (4.16) и (4.17) следует, что чем равномернее, плотнее электропотребление, тем ближе эти коэффициенты к единице, соответствующей неизменной нагрузке. И наоборот, с ростом неравномерности графика, т.е. при его пиковом характере, значение k_z уменьшается, а $k_{\text{ф}}$ — возрастает. На рисунке 4.5 приведены графики нагрузок предприятий цветной металлургии, особенность которых в том, что графики активной и реактивной нагрузки имеют близкий к единице коэффициент заполнения. Это характерно для всех предприятий, имеющих непрерывный технологический процесс производства в течение всего года при круглосуточной работе. Для коммунально-бытовой сферы (см. рис. 4.3, 4.4), предприятий деревообрабатывающей (см. рис. 4.5, б), легкой промышленности и некоторых других потребителей (см. приложение 3) значение коэффициента заполнения значи-

тельно меньше единицы, что характерно для предприятий, работающих в одну-две смены.

Коэффициент формы k_f является сравнительно устойчивой характеристикой графика нагрузки и изменяется в достаточно узких пределах. Для реальных графиков нагрузки сетей напряжением 6—110 кВ значение коэффициента формы находится, как правило, в интервале 1,05—1,15.

4.2.2. Годовые графики нагрузок

Годовые графики потребления активной и реактивной энергии бывают двух видов — по месяцам и упорядоченные по продолжительности. Первые показывают потребление энергии в течение одного года по месяцам с января по декабрь и характеризуют сезонность работы предприятия. На рисунке 4.7 показаны характерные графики потребления ЭЭ по месяцам машиностроительного и химического предприятий.

Для первого характерным является спад потребления энергии в летние месяцы за счет снижения осветительных и отопительных нагрузок, ремонта оборудования и повышение — в осенне-зимний сезон. В графике предприятий химической промышленности летний провал менее заметен, а повышение электропотребления приходится на более жаркие летние месяцы вследствие резкого возрастания нагрузок, связанных с производством холода.

Суточные графики изменения нагрузки в различные времена года могут существенно отличаться друг от друга. Поэтому для более полного представления о нагрузке электропотребителей пользуются суточными графиками изменения нагрузки для двух-трех характерных периодов (сезонов) потребителей: зимнего, летнего и весенне-осеннего. Наиболее используемыми и доступными для различных потребителей обычно служат графики зимних и летних суток. По суточным графикам нагрузки могут быть получены суточные и годовые графики, упорядоченные по продолжительности.

Наиболее широко используются, в частности в задачах технико-экономического анализа вариантов проектируемых ЭЭС, годовые упорядоченные графики, которые показывают изменение нагрузки в течение года ($T = 8760$ ч) в порядке ее убывания (рис. 4.8) и могут относиться к активной, реактивной и полной мощности или току.

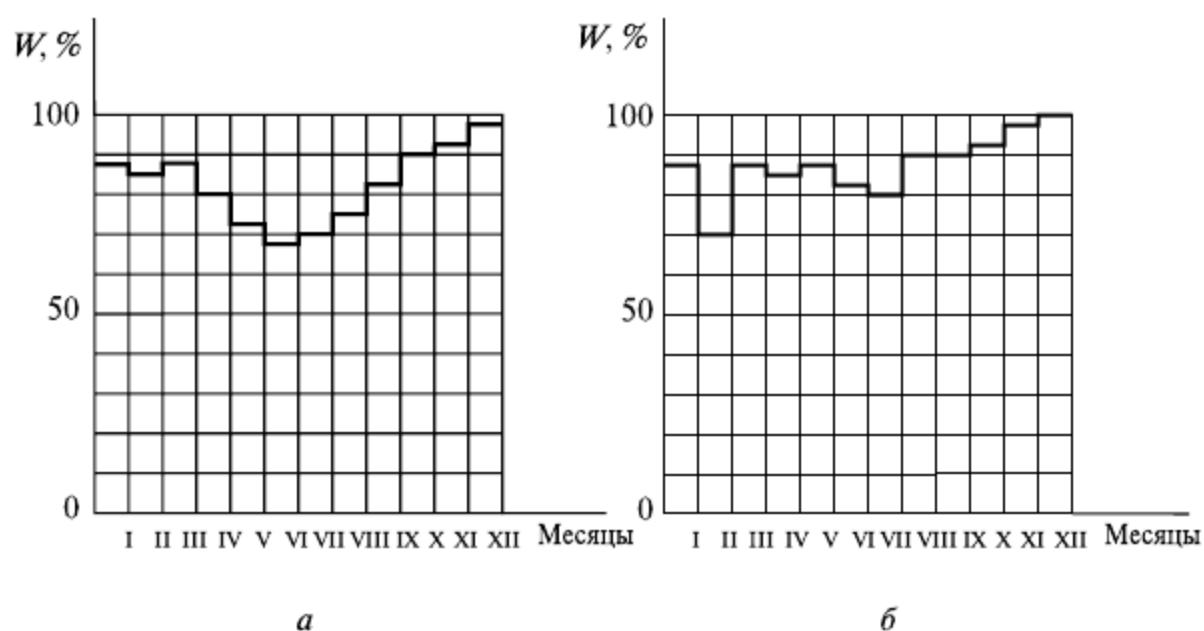


Рис. 4.7. Годовые графики потребления ЭЭ: *а* — машиностроительная промышленность; *б* — химическая промышленность

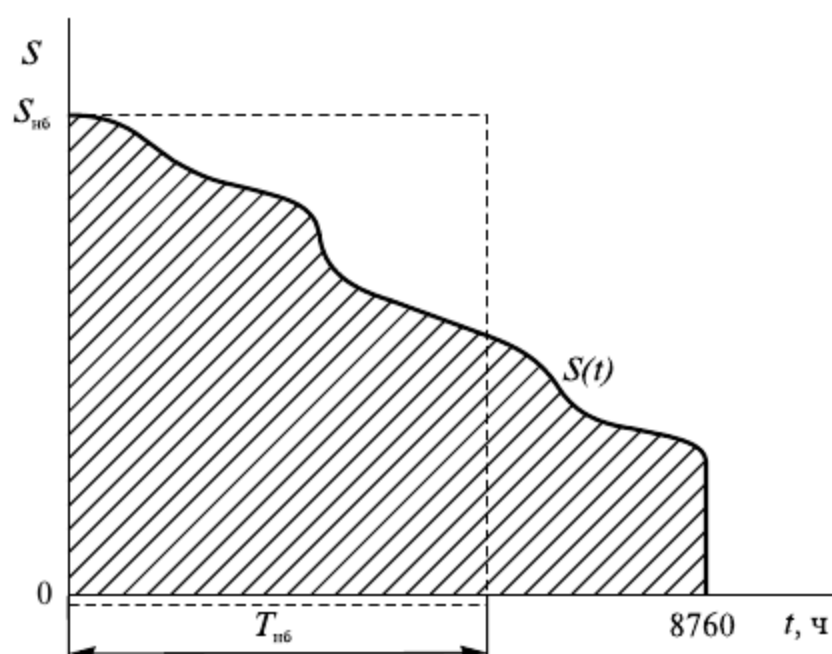


Рис. 4.8. Годовой упорядоченный график нагрузки

Упорядоченные графики или графики нагрузок по продолжительности практически представляют собой ступенчатую диаграмму постепенно убывающих по суточным графикам значений нагрузок, каждому из которых соответствует время использования данной нагрузки в течение года.

На рисунке 4.9 показано построение годового графика активной мощности по продолжительности в порядке убывания по двум графикам: летнему и зимнему. По вертикальной оси откладывают значения нагрузки, а по горизонтальной — продолжительность данной нагрузки в течение года.

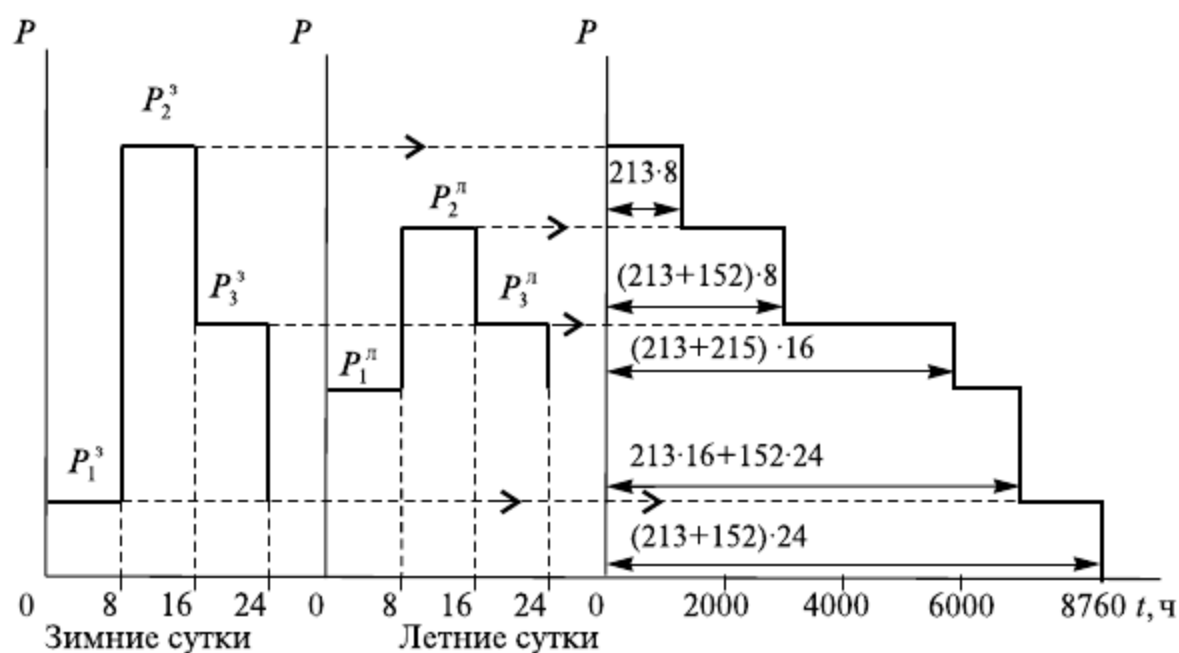


Рис. 4.9. Построение годового графика, упорядоченного по продолжительности по суточным зимнему и летнему графикам

Предполагается, что по зимнему графику потребитель работает 7 мес (213 сут), а по летнему — в течение 152 сут. Возможно построение годового графика по трем характерным суточным графикам: для зимы и лета (в течение 91 сут) и для осенне-весеннего периода (в течение 183 сут). При построении упорядоченного годового графика могут учитываться суточные графики выходных и праздничных дней.

Площадь, ограниченная кривой $S(t)$ или $P(t)$ и координатными осями, в определенном масштабе представляет собой количество полученной потребителем электроэнергии

$$W = \int_0^{8760} P(t)dt = \cos\varphi_{\text{ср}} \int_0^{8760} S(t)dt. \quad (4.18)$$

Если заменить эту площадь равнозначной площадью в виде прямоугольника со сторонами $S_{\text{нб}}$ и $T_{\text{нб}}$ (рис. 4.8), то формулу (4.18) можно представить в виде

$$W = P_{\text{нб}} T_{\text{нб}} = S_{\text{нб}} \cos\varphi_{\text{ср}} T_{\text{нб}}. \quad (4.19)$$

Таким образом,

$$W = \int_0^{8760} P(t)dt = \sum_{i=1}^d P_i t_i = P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}. \quad (4.20)$$

Поэтому график нагрузки удобно характеризовать показателем, который называется **временем (продолжительностью) использования максимальной нагрузки** $T_{\text{нб}}$. Эта величина — один из характерных параметров годового графика. Она определяет такое условное время $T_{\text{нб}} \leq 8760$ ч, в течение которого, работая с наибольшей неизменной нагрузкой $S_{\text{нб}}$, потребитель получил бы из сети такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному изменяющемуся в течение года графику нагрузки. Следовательно, приравняв правые части (4.18)—(4.20), получим:

$$T_{\text{нб}} = \frac{1}{S_{\text{нб}}} \int_0^{8760} S(t)dt = \frac{W}{P_{\text{нб}}}. \quad (4.21)$$

Естественно, что чем больше продолжительность $T_{\text{нб}}$, тем равномернее, плотнее электропотребление в течение года.

Величина $T_{\text{нб}}$ играет большую роль в расчетах электропотребления, при определении годового расхода и потерь электроэнергии, экономических нагрузок токоведущих элементов и др. Она имеет определенное характерное значение для каждой отрасли промышленности и отдельных видов предприятий и потребителей.

Средние значения времени использования максимума нагрузки

<i>Вид потребителя</i>	<i>$T_{\text{нб}}$, ч</i>
Промышленные предприятия:	
односменные	2000—3000
двухсменные	3000—4500
трехсменные	4500—7500
Металлургия:	
черная	6500
цветная.....	7000—7500
Химическая промышленность.....	6200—8000
Целлюлозно-бумажная промышленность.....	5500—6000
Деревообрабатывающая и лесная промышленность.....	2500—3000

Производство стройматериалов	7000
Легкая промышленность:	
текстильная.....	4500
обувная.....	3000
Водопровод и канализация	5000
Наружное освещение	3000
Осветительная и бытовая нагрузка квартир и индивидуальных домов.....	2000—3000

Приближенные значения $T_{\text{нб}}$ для некоторых потребителей приведены также далее (см. приложение 3, табл. 4.1 и П3.1).

Аналогичным путем возможно построение годовых упорядоченных графиков по продолжительности для реактивных нагрузок и определение $T_{\text{нб}}^Q$ — продолжительности использования наибольших реактивных нагрузок, ч

$$T_{\text{нб}}^Q = W_Q / Q_{\text{нб}}. \quad (4.22)$$

После подстановки выражений для $P_{\text{ср}}$ и $P_{\text{нб}}$ (4.10) и (4.19) в формулу (4.16) получим:

$$k_z = P_{\text{ср}} / P_{\text{нб}} = T_{\text{нб}} / T_{\text{год}}, \quad (4.23)$$

т.е. величины $T_{\text{нб}}^P = T_{\text{нб}}^P / 8760$ и $T_{\text{нб}}^Q = T_{\text{нб}}^Q / 8760$ аналогично формуле (4.16) выражают соответственно коэффициенты заполнения годовых графиков активных и реактивных нагрузок и характеризуют равномерность (плотность) электропотребления в течение 1 года.

4.3. Статические характеристики электрических нагрузок

Характеристикой каждого электроприемника и потребителей в целом является потребляемая ими активная и реактивная мощность. Величина мощности потребителей зависит как от режима (порядка) их работы во времени, (см. приложение 3, и графики электрических нагрузок), так и от параметров режима — напряжения на зажимах электропотребителя и частоты в электрической сети.

Зависимости, показывающие изменение активной и реактивной мощностей

$$P = \varphi(f, U) \text{ и } Q = \psi(f, U) \quad (4.24)$$

от частоты f и подведенного напряжения U при медленных изменениях (менее 1%/с) этих параметров, называют **статическими характеристиками нагрузки (СХН)**. Последние наиболее полно учитывают действительные изменения электрических нагрузок от частоты и напряжения и в этом отношении служат наиболее точным способом представления электрических нагрузок в задачах расчета и анализа установившихся режимов электрических сетей и систем электроснабжения.

Основой для определения и изучения статических характеристик являются эксперименты, в которых изменяются условия электропитания нагрузок (варьируются частота и напряжение) и отмечаются соответствующие изменения мощности. Изме-

рение мощностей P и Q выполняют сразу же после изменения условий электропитания и окончания переходного процесса. Полученные при этом СХН называются **естественными**, так как они отражают свойственную нагрузкам реакцию на отклонения напряжения и частоты. Для отдельных электропотребителей СХН могут быть получены аналитически. Для большей наглядности анализа естественные совместные характеристики нагрузок (4.24) от частоты и напряжения рассматриваются отдельно в виде зависимости активной и реактивной мощностей от частоты $P(f)$, $Q(f)$ и напряжения $P(U)$, $Q(U)$. Учет последних СХН выполняется при постоянстве частоты.

При расчете и анализе режимов работы электрических сетей и систем электроснабжения учет их нагрузок выполняют не отдельными электропотребителями, а обобщенными (комбинированными) потребителями узлов схемы сети, учитывающих отдельных электропотребителей в их совокупности для отдельного цеха, предприятия, городского или сельского района и др. Вид этих зависимостей определяется составом электропотребителей. При этом существенно, что областью определения СХН являются режимы не с любыми значениями напряжений, а только с такими напряжениями U больше критических $U_{кр}$, при которых не нарушается устойчивость двигателей и других электроустановок (например, не происходит их самопроизвольного отключения).

В общем случае пользуются так называемыми типовыми обобщенными СХН (рис. 4.10) для характерного в отечественных электроэнергетических системах состава нагрузок.

Примерный состав нагрузки, соответствующий типовым СХН, %:

- асинхронные двигатели — 50;
- освещение и бытовые потребители — 22;
- электрические печи — 11;
- синхронные двигатели — 9;
- потери в сетях — 8.

Как видно (см. рис. 4.10), потребляемая из сети активная мощность (при указанной структуре нагрузки) с увеличением частоты и напряжения возрастает почти прямолинейно (кривые 1 на рис. 4.10, а и 4.10, б). Изменение же потребления реактивной мощности (кривые 2 и 3) описывается более сложной функцией: кривые $Q(f)$ и $Q(U)$ имеют перегиб и на своей большей (рабочей) части по характеру противоположны друг другу (реактивная мощность с увеличением частоты уменьшается, а с ростом напряжения — возрастает).

Статические характеристики нагрузок можно выразить аналитически в виде полиномов n -й степени. Тогда, например, СХН по напряжению можно записать в виде

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left[\alpha_0 + \alpha_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \alpha_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + \dots + \alpha_n \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^n \right] \quad (4.25)$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}} \left[\beta_0 + \beta_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \beta_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + \dots + \beta_n \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^n \right],$$

где $P_{\text{ном}}$, $Q_{\text{ном}}$ — активная и реактивная мощности нагрузки, соответствующие номинальному напряжению или данным контрольного замера, соответствующего номинальному режиму узла нагрузки; U — текущее значение напряжения; α , β — коэффициенты аппроксимирующих полиномов.

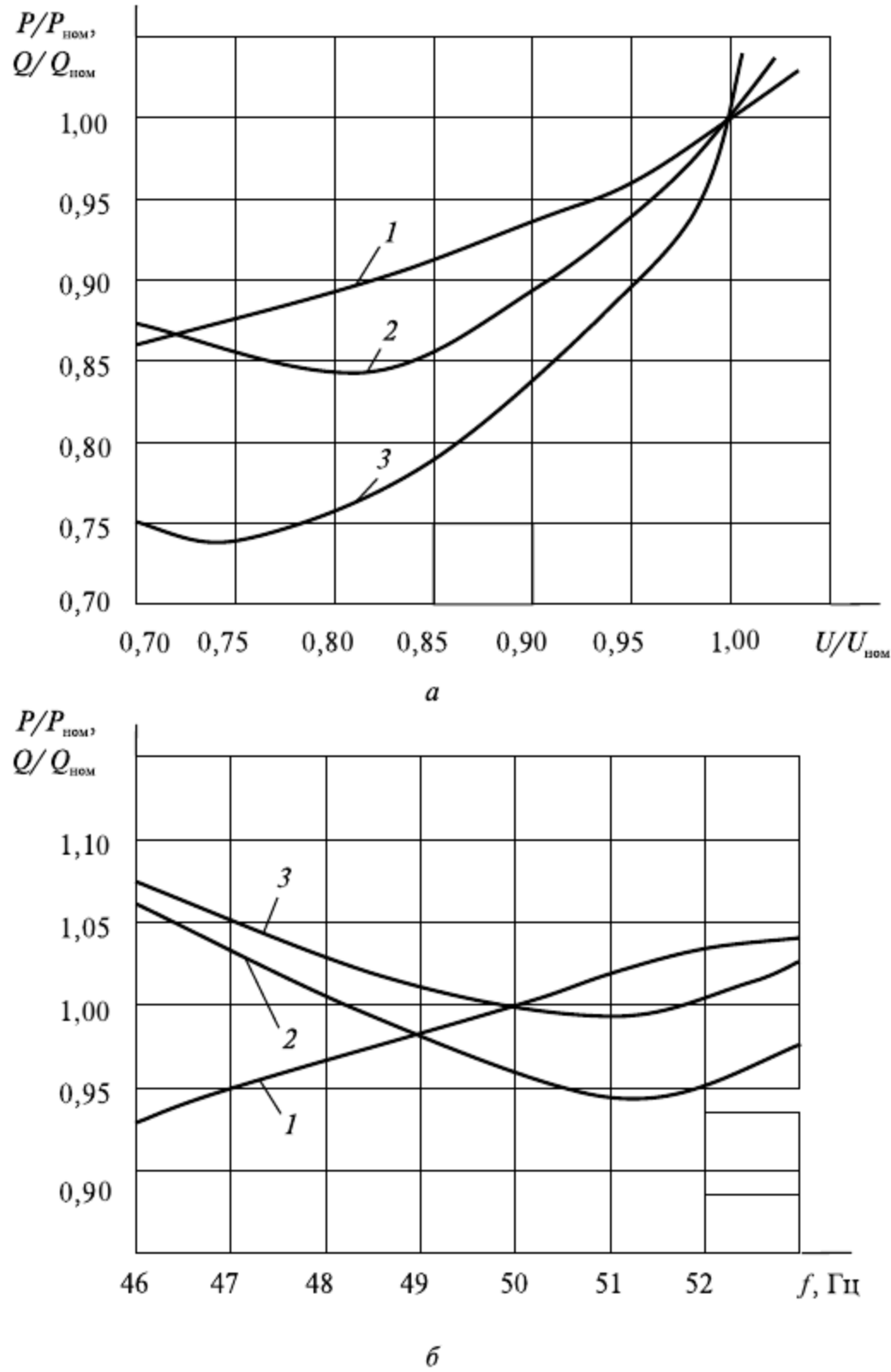


Рис. 4.10. Статические характеристики электрических нагрузок по напряжению (а) и частоте (б):

1 — $P/P_{\text{ном}}$ при напряжении 6–110 кВ; 2 — $Q/Q_{\text{ном}}$ при 110 кВ; 3 — $Q/Q_{\text{ном}}$ при 6 кВ

С достаточной для практических расчетов точностью СХН отражаются полиномами второй степени

$$\begin{aligned} P(U) &\approx P_{\text{ном}} (\alpha_0 + \alpha_1 U_* + \alpha_2 U_*^2), \\ Q(U) &\approx Q_{\text{ном}} (\beta_0 + \beta_1 U_* + \beta_2 U_*^2), \end{aligned} \quad (4.26)$$

где $U_* = U/U_{\text{ном}}$ — текущее относительное значение напряжения.

Значения коэффициентов аппроксимирующих полиномов для типовых (обобщенных) СХН узлов ЭЭС приведены в табл. 4.1.

Значения коэффициентов для любых СХН удовлетворяют условию $\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2 = 1$ и $\beta_0 + \beta_1 + \beta_2 = 1$.

Таблица 4.1

Коэффициенты статических характеристик нагрузок

Номер СХН	$U_{\text{ном}}$, кВ	α_0	α_1	α_2	β_0	β_1	β_2
1	6—10	0,83	−0,30	0,47	4,9	−10,1	6,2
2*	6—10	0,40	0,60	0	4,2	−9,5	5,3
3*	6—10	−0,20	1,2	0	3,6	−8,9	5,3
4	110—220	0,83	−0,30	0,47	3,7	−7,0	4,3

* СХН № 2 для нагрузок, в составе которых имеются крупные промышленные потребители (30—80% от полной мощности); СХН № 3 для сельскохозяйственных районов.

По выражениям (4.26) значения мощностей $P(U)$ и $Q(U)$ могут быть рассчитаны для любых напряжений U , в том числе меньших $U_{\text{кр}}$. Иначе возникли бы существенные вычислительные трудности при определении на ЭВМ параметров электрического режима, близких к критическим. Однако такая форма представления СХН допускает получение режимов, в которых $U < U_{\text{кр}}$, что физического смысла не имеет. Поэтому выполнение условия $U < U_{\text{кр}}$ следует контролировать по результатам расчета электрического режима.

Статические характеристики нагрузок позволяют определить регулирующий эффект электрической нагрузки, под которым понимается степень изменения нагрузки при единичном изменении напряжения и частоты. Изменения нагрузок можно определить, разложив функции (4.24) в ряд Тейлора относительно начальных значений напряжения U_0 и частоты f_0 . В качестве последних можно принять их номинальные значения. Если частота в ЭЭС и напряжение в узле нагрузки изменяется в сравнительно небольших пределах

$$\Delta U = U - U_0, \Delta f = f - f_0,$$

например, допустимых стандартом на качество электроэнергии, то, ограничиваясь линейным отрезком ряда Тейлора в малых окрестностях переменных Δf , ΔU , получаем:

$$\begin{aligned} P(U, f) &\approx P(U_0, f_0) + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U; \\ Q(U, f) &\approx Q(U_0, f_0) + \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U. \end{aligned} \quad (4.27)$$

Тогда искомые изменения нагрузок можно оценить в виде

$$\begin{aligned} \delta P &\approx P - P_0 = \alpha_f \Delta f + \alpha_U \Delta U, \\ \delta Q &\approx Q - Q_0 = \beta_f \Delta f + \beta_U \Delta U, \end{aligned} \quad (4.28)$$

где значения производных

$$\alpha_f = \partial P / \partial f, \alpha_U = \partial P / \partial U, \beta_f = \partial Q / \partial f, \beta_U = \partial Q / \partial U$$

характеризуют регулирующий эффект нагрузки по частоте и напряжению, количественно определяющий изменение нагрузки при единичном изменении частоты и напряжения. Для типовых характеристик (см. рис. 4.10) при исходном номинальном напряжении и средних по составу промышленных нагрузок имеем:

$$\partial P / \partial U = 0,6; \partial Q / \partial U = 1,6-2,3; \partial P / \partial f = 1,2-1,5; \partial Q / \partial f = -(1,4-1,5).$$

Учет статических характеристик по напряжению оказывает существенное влияние на результаты расчетов послеаварийных установившихся режимов, когда напряжение значительно отличается от номинального.

В нормальных условиях работы частота в ЭЭС является более стабильным параметром, чем напряжение, и поэтому для анализа установившихся режимов большое значение имеют СХН по напряжению при постоянстве частоты или при различных частотах (рис. 4.11).

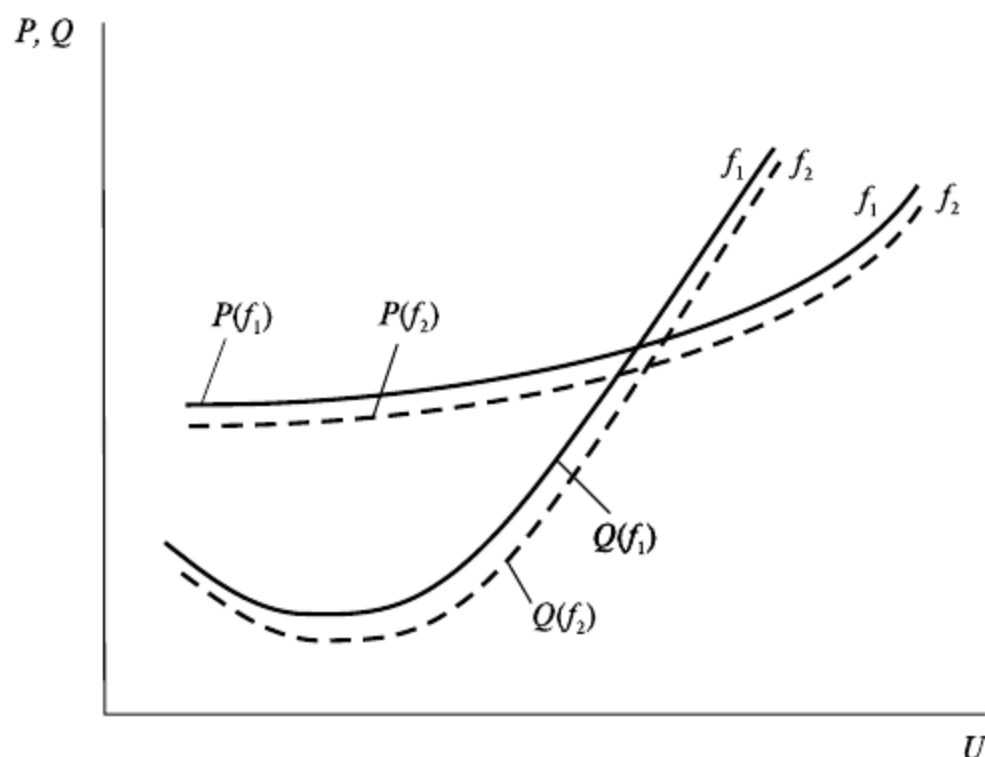


Рис. 4.11. Статические характеристики электрических нагрузок по напряжению при различных значениях частоты

Статические характеристики по частоте должны учитываться при расчетах послеаварийных установившихся режимов, в которых имеет место дефицит активной мощности (например при отключении отдельных крупных агрегатов на электростанциях) и частота сильно отличается от номинальной. Такие расчеты установившихся режимов учитывают изменения частоты и применяются для управления устройствами регулирования частоты и противоаварийной автоматики.

4.4. Представление нагрузок при расчетах режимов электрических сетей

Способы представления нагрузок при расчетах режимов зависят от вида сети и целей расчета. При расчетах установившихся режимов сетей в заданный момент времени основной характеристикой электрической нагрузки является ее статическая характеристика по напряжению, наиболее точно учитывающая свойства нагрузки. Такое представление нагрузок необходимо в тех случаях, когда отказ от учета изменения мощностей при изменении напряжения на их зажимах может привести к качественно неверному результату. Это особенно проявляется при расчете режимов электрических сетей со значительными отклонениями напряжений от номинальных значений, например при расчете тяжелых, послеаварийных (ремонтных) режимов, сетей с трансформаторами

без РПН и других средств стабилизации напряжения. Учет СХН предусмотрен в алгоритмах расчета режимов, реализуемых на ЭВМ. Однако для большинства эксплуатационных и проектных расчетов такой уточненный подход не является необходимым, а при расчетах режимов, выполняемых вручную, достаточно трудоемким. Поэтому ограничиваются менее строгим отображением свойств нагрузки. Наиболее часто используются следующие способы учета электрических нагрузок:

- неизменным по модулю и фазе силой тока;
- неизменными активной и реактивной мощностями;
- неизменными проводимостями и сопротивлениями.

Задание (моделирование) нагрузки неизменным по модулю и фазе током (рис. 4.12, б). В общем случае ток определяется по заданному значению мощности нагрузки \underline{S} и приложенному напряжению \dot{U} :

$$\dot{I} = \frac{1}{3} \frac{\underline{S}^*}{U_\phi^*} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\underline{S}^*}{U^*} = \text{const}, \quad (4.29)$$

где \underline{S}^* , U_ϕ^* , U^* — сопряженные комплексы мощности фазного и линейного напряжений.

Изменение напряжения в точке подключения нагрузки при условии $\dot{I} = \text{const}$ определяет изменение мощности нагрузки, поскольку

$$\underline{S} = 3\dot{U}_\phi I_\phi^* = \sqrt{3}\dot{U} \dot{I}^*. \quad (4.30)$$

Таким способом достигается определенное качественное соответствие с действительной статической характеристикой нагрузки, определяющей снижение ее мощности при уменьшении напряжения и рост мощности при повышении напряжения в точке включения нагрузки, и характеризуется пропорциональной зависимостью.

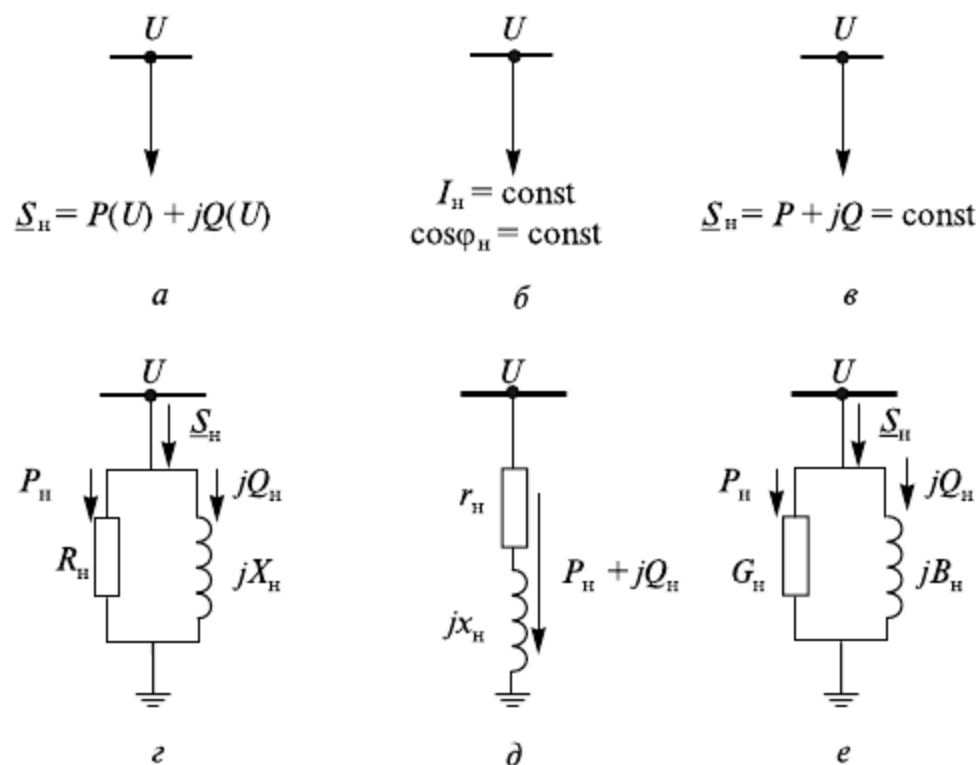


Рис. 4.12. Способы моделирования (задания) электрических нагрузок: а — статическими характеристиками; б — неизменным по модулю и фазе током; в — неизменными активной и реактивной мощностями; г, д — неизменными сопротивлениями: соответственно параллельными и последовательными; е — неизменными проводимостями (шунтами)

Однако до расчета режима сети комплексные напряжения в узлах неизвестны — они являются искомыми, а потому воспользоваться точным выражением (4.29) для задания нагрузки не представляется возможным. В условиях эксплуатации можно использовать результаты замеров напряжения $U^{(0)}$ или принять их номинальное значение $U_{\text{ном}}$. В этом случае токовые нагрузки узлов

$$\dot{I} \approx \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P - jQ}{U^{(0)}} \approx \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P - jQ}{U_{\text{ном}}} = I_a - jI_p = \text{const}, \quad (4.31)$$

вычисленные относительно исходных напряжений $U^{(0)}$ или $U_{\text{ном}}$, задаются модулем силы тока

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_p^2} \quad (4.32)$$

и его фазой

$$\varphi = \arctg(I_p/I_a), \quad (4.33)$$

практически представляемой в виде средневзвешенного коэффициента мощности нагрузки

$$\cos \varphi = W_a / \sqrt{W_a^2 + W_p^2}, \text{ или } \tg \varphi = W_p / W_a, \quad (4.34)$$

определяемого с помощью показаний счетчиков активной W_a и реактивной W_p энергии, например за характерные (режимные) сутки.

Степень соответствия рассматриваемой модели (4.32), (4.34) реальной нагрузке, определяемая точным выражением (4.29), возрастает для сетей с малыми изменениями напряжений и с уменьшением их фаз δ

$$\dot{I} = \frac{Se^{-j\varphi}}{\sqrt{3}Ue^{-j\delta}} = Ie^{j(\delta-\varphi)} = I[\cos(\delta-\varphi) + j\sin(\delta-\varphi)] = I_a - jI_p = \text{const}. \quad (4.35)$$

Значения последних увеличиваются с ростом номинальных напряжений сетей и их загрузки. В низковольтных и распределительных сетях напряжением $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ значения напряжений находятся в достаточно узких пределах по модулю и практически совпадают по фазе (фазовые сдвиги векторов напряжений не превышают $1-2^\circ$). Поэтому такая форма представления нагрузки ($I = \text{const}$, $\cos \varphi = \text{const}$) принимается во всех расчетах низковольтных сетей. Как правило, так же задается нагрузка в расчетах режимов распределительных сетей среднего напряжения $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ. Задание электрических нагрузок неизменной силой тока при расчете питающих сетей напряжением $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ, для которых свойственны существенные расхождения напряжений по значению и фазе, может привести к большим погрешностям и не является допустимым.

Задание нагрузки неизменными активной и реактивной мощностями (рис. 4.12, в). При расчете установившихся режимов питающих и иногда распределительных электрических сетей нагрузки обычно характеризуются неизменными (постоянными) активной и реактивной мощностями $P_n = \text{const}$, $Q_n = \text{const}$, т.е.

$$\begin{aligned} \underline{S} &= 3\dot{U}_\Phi^* \dot{I}_\Phi = \sqrt{3}\dot{U}^* \dot{I} = Se^{j\arctg(Q/P)} = Se^{j\phi} = \\ &= S(\cos \varphi + j\sin \varphi) = P + jQ = \text{const}, \end{aligned} \quad (4.36)$$

что соответствует многолетней практике эксплуатации электрических сетей и систем электроснабжения. Одна из причин задания $\underline{S}_n = \text{const}$ состоит в том, что экономические расчеты осуществляются за полученную электроэнергию. В этом случае анализ текущего режима, например соответствующего заявленному максимуму предприятия, проводится в мощностях, а не в токах.

Представление нагрузки неизменной мощностью соответствует замене действительных СХН условными (рис. 4.13), представляющими собой прямую линию, идущую параллельно оси абсцисс.

Очевидно, что расхождение таких условных характеристик с действительными СХН сравнительно невелико только в небольшом диапазоне изменения напряжений $\pm \delta U$. Поэтому этот способ задания нагрузки является достаточным для систем электроснабжения и сетей, обеспеченных устройствами регулирования напряжения, например трансформирующими устройствами с РПН. В этих условиях напряжение на нагрузке поддерживается практически неизменным. Поэтому в пределах располагаемого диапазона регулирования можно характеризовать нагрузки неизменными значениями полной мощности.

Аналогичные условия и модель нагрузки $\underline{S}_n = \text{const}$ принимают при проектных расчетах электрических сетей, для потребителей которых требуется обеспечить малые отклонения напряжения от номинального значения.

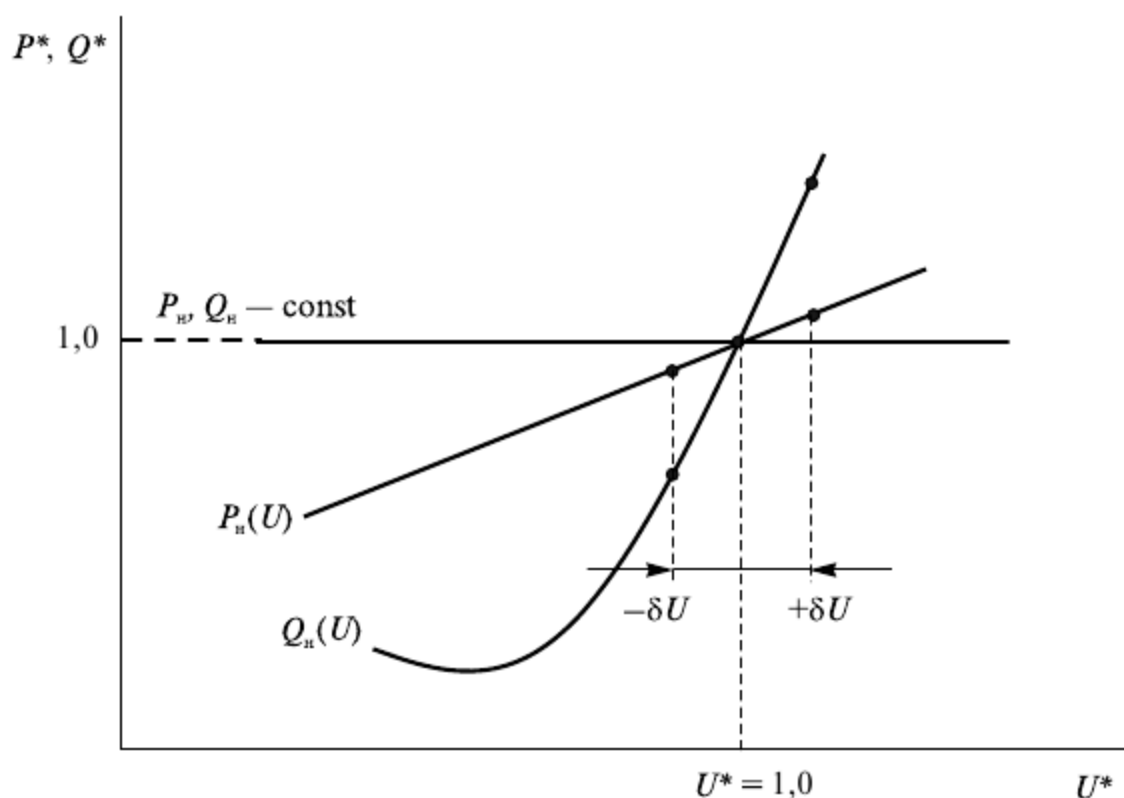


Рис. 4.13. Представление нагрузки неизменной мощностью

Если у потребителей не обеспечивается поддержание постоянного напряжения, то допущение неизменности мощности нагрузки вызывают погрешности в расчетах установившихся режимов сетей в сравнении с учетом их нагрузок статистическими характеристиками $P_n(U)$, $Q_n(U)$. Эти ошибки небольшие, если сеть загружена умеренно, и недопустимы в тяжело загруженных сетях, работающих со значительными отклонениями напряжения от номинального значения.

Моделирование нагрузок неизменными проводимостями и сопротивлениями. При расчете режимов, для которых характерны значительные изменения напряжения на выводах нагрузок сети, нагрузку удобно представить параллельно или последова-

тельно соединенными неизменными активными и реактивными сопротивлениями или соответствующими им проводимостями (см. рис. 4.12, *з*, *д*, *е*). Представление нагрузок постоянными проводимостями (сопротивлениями), включенными в точках присоединения нагрузок, в принципе соответствует их статическим характеристикам в виде квадратичных парабол. Значения этих сопротивлений выбираются таким образом, чтобы определяемая ими мощность при напряжении нормального (исходного) режима была бы равна заданной мощности нагрузки. Тогда, при параллельном соединении сопротивлений (см. рис. 4.12, *з*), имеем

$$I_a = U_\phi / R_n = U / (\sqrt{3}R_n); \quad I_p = U_\phi / X_n = U / (\sqrt{3}X_n), \quad (4.37)$$

откуда получаем

$$R_n = U / (\sqrt{3}I_a) = U^2 / P_n; \quad X_n = U / (\sqrt{3}I_p) = U^2 / Q_n. \quad (4.38)$$

При последовательном соединении сопротивлений (см. рис. 4.12, *д*) можно записать

$$\underline{Z}_n = r_n + jx_n = \dot{U} / (\sqrt{3}\dot{I}) = U^2 / \dot{S}_n^* = \frac{U^2}{S_n^2} (P_n + jQ_n), \quad (4.39)$$

откуда значения сопротивлений

$$r_n = U^2 \cos \varphi / S_n; \quad x_n = U^2 \sin \varphi / S_n. \quad (4.40)$$

Для полученных сопротивлений справедливы соотношения

$$R_n > r_n; \quad X_n > x_n. \quad (4.41)$$

Естественно также, что

$$\underline{Z}_n = r_n + jx_n = \frac{R_n jX_n}{R_n + jX_n}. \quad (4.42)$$

Тогда моделирующая мощность проводимость (шунт) определяется в виде (см. рис. 4.12, *е*)

$$\underline{Y}_n = 1 / \underline{Z}_n = \frac{r_n}{r_n^2 + x_n^2} - j \frac{x_n}{r_n^2 + x_n^2} = \frac{1}{R_n} - j \frac{1}{X_n} = G_n - jB_n. \quad (4.43)$$

Представление нагрузок неизменными сопротивлениями или проводимостями в виде квадратичных зависимостей

$$P_n = U^2 / R_n = U^2 G_n; \quad Q_n = U^2 / X_n = U^2 B_n \quad (4.44)$$

не обеспечивает высокой точности результатов, поскольку моделирующие сопротивления и проводимости сами зависят от приложенного напряжения. Тем не менее такой учет нагрузок электрических сетей дает более точные результаты, чем учет в виде неизменных мощностей, не зависящих от действительных приложенных напряжений.

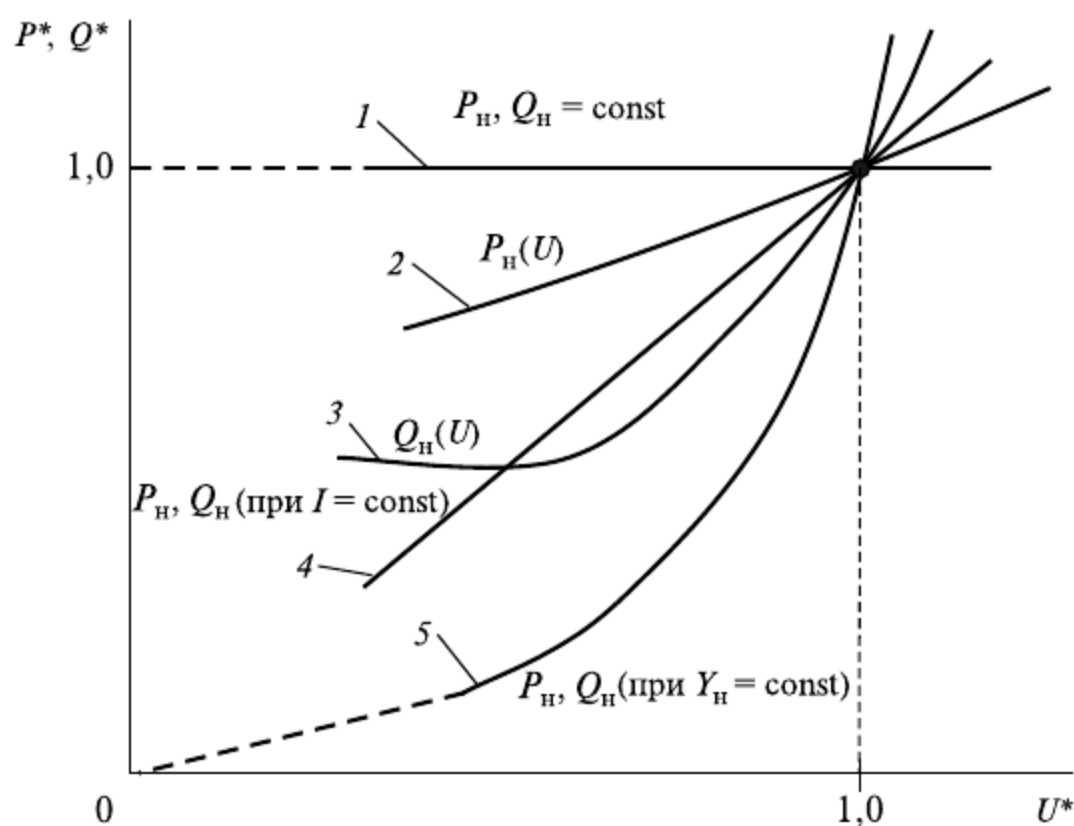


Рис. 4.14. Статические характеристики нагрузок электрических по напряжению: 1 — прямая, соответствует $P, Q = \text{const}$; 2, 3 — типовые (обобщенные) статические характеристики; 4 — заданные нагрузки неизменным током; 5 — квадратичная парабола

На рисунке 4.14 приведены статические характеристики электрических нагрузок по напряжению при различных способах их моделирования.

При задании постоянной проводимости нагрузки график Q_n оказывается ближе к типовой статической характеристике, чем к характеристике 5, а график P_n наоборот. Если обеспечивается стабилизация напряжения $U = \text{const}$ на зажимах нагрузки, полная мощность нагрузки неизменна $S_n = \text{const}$, что соответствует прямой 1.

4.5. Представление компенсирующих устройств

Устройства, компенсирующие реактивную мощность следующие: статические конденсаторные батареи, шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы (СК) и статические тиристорные компенсаторы (СТК), а также устройства, компенсирующие реактивные сопротивления сетей: конденсаторные установки и реакторы продольного включения.

Компенсирующие устройства (КУ) в зависимости от их типа и режима работы могут генерировать или потреблять реактивную мощность $Q_{\text{ку}}$, компенсируя ее дефицит или избыток в электрической сети, уменьшать или увеличивать индуктивное сопротивление. Например, включение КУ в какой-либо точке сети изменяет реактивную составляющую нагрузки. В итоге изменяется полная мощность узла нагрузки в соответствии с векторными диаграммами (рис. 4.15).

Так, в результате включения КУ, генерирующих или потребляющих реактивную мощность (например СК или СТК), изменяется передаваемая по участкам сети реактивная мощность и, следовательно, потери напряжения

$$\Delta U = (PR + (Q \mp Q_{\text{ку}})X) / U \quad (4.45)$$

создают возможности регулирования напряжения в узлах сети и на зажимах электропотребителей:

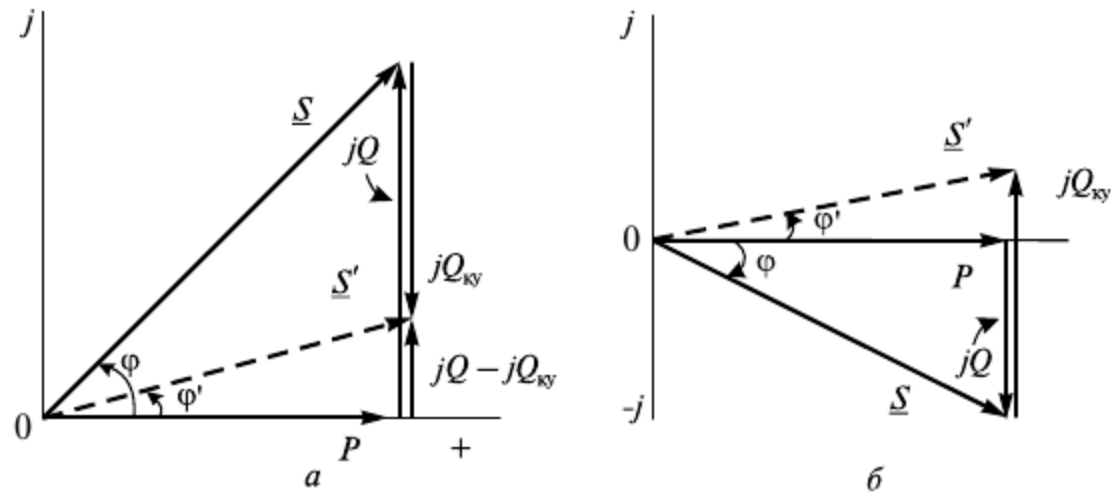


Рис. 4.15. Компенсация дефицита (а) и избытка (б) реактивной мощности в узле сети

$$U_{i+1} = U_i \pm \Delta U.$$

Реактивная мощность, передаваемая от электростанции и других центральных источников, загружает все элементы электрической сети, уменьшая возможность передачи активной мощности. Поэтому по экономическим соображениям потребность в реактивной мощности (в большей ее части) необходимо удовлетворять за счет установки местных источников реактивной мощности. В этом случае уменьшается передача реактивной мощности по участкам сетей:

$$Q' = Q - Q_{\text{кy}},$$

снижаются потери активной и реактивной мощностей в них:

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{\text{кy}})^2}{U^2} R; \quad \Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_{\text{кy}})^2}{U^2} X, \quad (4.46)$$

потери электроэнергии в продольных элементах сети:

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (4.47)$$

и создаются условия для передачи по сети больших потоков активной мощности.

В электрических сетях с избытком реактивной мощности (активно-емкостная мощность), в частности, в узлах сетей напряжением 330 кВ и более, в периоды малых нагрузок напряжения могут превысить допустимые значения. Для удержания напряжения в допустимых пределах необходимо потребить (компенсировать) избыточную реактивную мощность (рис. 4.15, б), что может быть осуществлено с помощью реакторов поперечного включения, СТК или синхронных машин, работающих в режиме недовозбуждения.

При включении компенсирующие устройства потребляют из сети некоторую активную мощность, которая в случае приближенных расчетов не оказывает существенного влияния на результаты.

Конденсаторная батарея (КБ) — батарея статических конденсаторов — является источником реактивной мощности. Реактивная мощность, генерируемая конденсаторной батареей, квадратично зависит от напряжения:

$$Q_{\text{КБ}} = 3\omega C_{\text{КБ}} U_{\text{ф}}^2 = U^2 \omega C_{\text{КБ}}, \quad (4.48)$$

где ω — угловая частота, рад; $C_{\text{КБ}}$ — емкость конденсаторной батареи, Ф.

Активная мощность, потребляемая КБ, пропорциональна генерации реактивной мощности:

$$\delta P_{\text{КБ}} = Q_{\text{КБ}} \operatorname{tg} \delta, \quad (4.49)$$

где $\operatorname{tg} \delta$ — тангенс угла диэлектрических потерь.

Она зависит от качества изоляции конденсаторов, определяемого величиной $\operatorname{tg} \delta$, составляющая 0,003—0,006 кВт/квар, поэтому собственное потребление (потери) активной мощности в КБ незначительны, что в итоге определяет их высокую экономичность.

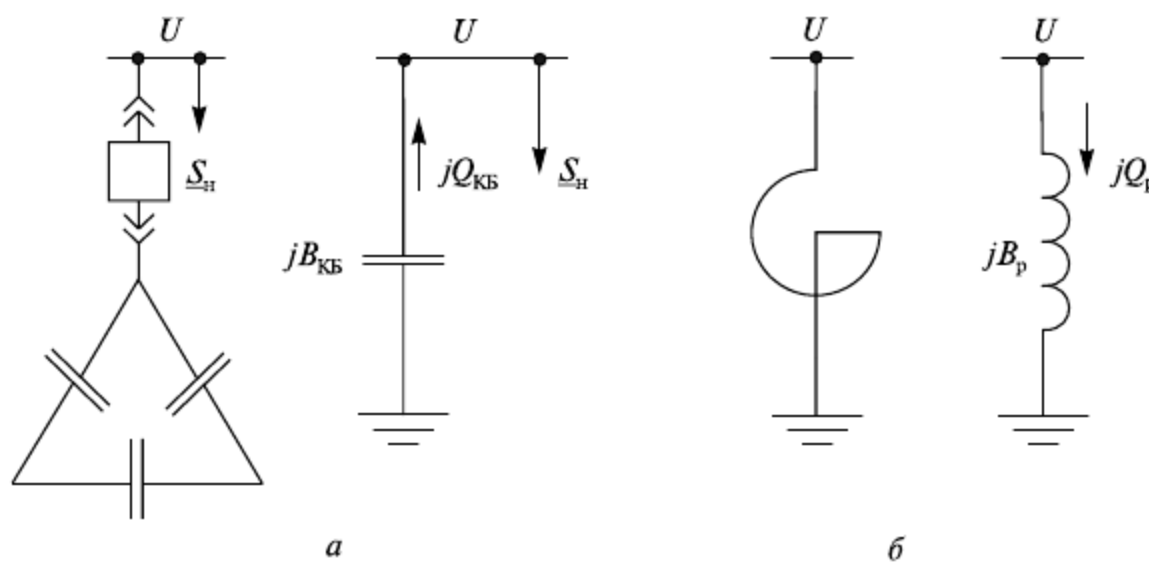


Рис. 4.16. Представление конденсаторных батарей (а) и реакторов (б) поперечного включения

В первом приближении КБ задают в точке ее присоединения емкостной (отрицательной) нагрузкой. Однако необходимо учитывать основной технический недостаток конденсаторов — отрицательный регулирующий эффект: значительное уменьшение генерации (выдачи) реактивной мощности КБ при снижении напряжения на ее зажимах. В результате компенсирующий эффект падает, что способствует дальнейшему снижению напряжения. Поэтому при расчете режимов работы сетей $f = 50$ Гц конденсаторную батарею необходимо учитывать отрицательной проводимостью (шунтом) в узле (рис. 4.16, а)

$$B_{\text{КБ}} = \omega C_{\text{КБ}} = 2\pi f C_{\text{КБ}} = 100\pi C_{\text{КБ}}, \quad (4.50)$$

или емкостным сопротивлением:

$$X_C = U_{\text{ном}}^2 / Q_B, \quad (4.51)$$

где Q_B — мощность батареи при номинальном напряжении сети, квар.

Тогда реактивная мощность, генерируемая КБ, уточняется от фактического напряжения на входе батареи:

$$Q_{\text{КБ}} = U^2 B_{\text{КБ}}. \quad (4.52)$$

С помощью конденсаторной батареи покрывается (компенсируется) часть потребности нагрузки узла в реактивной мощности, тем самым уменьшается реактивная мощность, потребляемая узлом из сети, до величины

$$\delta Q = Q - Q_{\text{КБ}}.$$

В результате коэффициент мощности $\cos\varphi$ улучшается до значения $\cos\varphi'$ (см. рис. 4.15, а). В ряде случаев (в низковольтных, городских распределительных сетях и др.) экономически целесообразна полная компенсация реактивной мощности. При этом $Q_{\text{КБ}} = Q$ и узел нагрузки потребляет из сети только активную мощность ($\cos\varphi' = 1$). При $Q_{\text{КБ}} > Q$ возникают перекомпенсация и избыток реактивной мощности, δQ выдается в питающую сеть; узел нагрузки имеет опережающий коэффициент мощности.

В нерегулируемой конденсаторной батарее (НКБ) количество включенных конденсаторов (блоков) неизменно. В регулируемой конденсаторной батарее (РКБ) число включенных конденсаторов изменяется в зависимости от режима работы электрической сети автоматически или вручную.

Мощные конденсаторные установки напряжением 6 кВ и выше могут быть укомплектованы из стандартных конденсаторных блоков, мощностью от 0,24 до 0,75 Мвар. Существует широкая номенклатура типовых проектов конденсаторных батарей напряжением 6—110 кВ, собираемых из указанных блоков (см. табл. П4.3).

Вследствие небольшой удельной стоимости (за 1 квар) и простоты обслуживания конденсаторные батареи и установки являются наиболее распространенными местными источниками реактивной мощности. Диапазон их применения весьма широк — от индивидуальной компенсации на зажимах отдельных потребителей (КБ в единицы, десятки квар) до централизованной компенсации на шинах главных понижающих подстанций энергосистем (КБ до 10—15 Мвар).

Шунтирующий реактор (реактор поперечного включения) — это статическое электромагнитное устройство, применяемое в электроэнергетических системах для регулирования реактивной мощности, напряжения и компенсации емкостных токов на землю. Обладает преимущественно индуктивным сопротивлением. Шунтирующие реакторы изготавливаются на напряжения 35—750 кВ (см. приложение 4, табл. П4.2). Во включенном состоянии реактивная мощность, потребляемая реактором, зависит (в зоне линейности его электромагнитной характеристики) от квадрата напряжения:

$$Q_p = U^2 B_p, \quad (4.53)$$

где B_p — индуктивная проводимость реактора, См.

При расчете режимов для учета шунтирующего реактора вводится его индуктивная проводимость (положительный шунт)

$$B_p = Q_{\text{рном}} / U_{\text{ном}}^2, \quad (4.54)$$

получаемая из паспортных данных реактора: номинальных значений реактивной мощности $Q_{\text{рном}}$ и напряжения $U_{\text{ном}}$.

Для приближенных расчетов шунтирующие реакторы задают в точке их присоединения нагрузкой, равной номинальной мощности реактора (рис. 4.16, б).

Кроме шунтирующих реакторов на подстанциях устанавливают заземляющие реакторы, предназначенные для компенсации емкостных токов замыкания на землю. В схемах замещения они учитываются шунтом (4.54).

Синхронный компенсатор (СК) — синхронная явнополюсная вращающаяся (750 об/мин) машина, работающая в режиме холостого хода. СК устанавливают на крупных подстанциях специально для генерирования и потребления реактивной мощности. Управляя балансом реактивной мощности, представляется возможность стабилизировать напряжение в точке подключения СК и регулировать его в небольших пределах:

$$0,95 U_{\text{ном}} \leq U_c \leq 1,05 U_{\text{ном}}. \quad (4.55)$$

Влияние на режим напряжения, определяемое располагаемым диапазоном изменения реактивной мощности СК:

$$Q_{\min} \leq Q_{\text{СК}} \leq Q_{\max} \quad (4.56)$$

возрастает с увеличением этого диапазона.

Наибольшая реактивная мощность СК Q_{\max} , генерируемая в режиме перевозбуждения, называется его номинальной мощностью. В режиме недовозбуждения СК потребляет реактивную мощность, минимальное значение Q_{\min} которой определяется режимным ограничением по устойчивости параллельной (синхронной) работы СК.

Поскольку СК потребляют относительно небольшую активную мощность, расходуемую на потери в статоре и роторе, и на трение в подшипниках, его схему замещения можно представить упрощенно без активного сопротивления (рис. 4.17, а). Ей соответствуют векторные диаграммы (рис. 4.17, б, в), на основании которых сила тока СК

$$I_{\text{СК}} = (E_{\text{СК}} - U_c) / (\sqrt{3}X_d), \quad (4.57)$$

и поскольку $P_{\text{СК}} \approx 0$, мощность на его зажимах

$$Q_{\text{СК}} = S = \sqrt{3}U_c I_{\text{СК}} = (E_q - U_c)U_c / X_d. \quad (4.58)$$

Отсюда следует, что значение и знак реактивной мощности СК зависят от соотношения его ЭДС (E_q) и напряжения узла сети, где подключен СК (U_c). ЭДС определяется током возбуждения СК: росту тока возбуждения соответствует увеличение E_q . Если $E_q > U_c$, то СК генерирует в сеть реактивную мощность и потребляет из сети опережающий напряжение ток (рис. 4.17, б). При некотором сниженном значении тока возбуждения, при котором $E_q = U_c$ реактивная мощность СК $Q_{\text{СК}} = 0$ ($\cos \varphi = 1$). Дальнейшее снижение тока возбуждения переводит СК в режим недовозбуждения, при котором $E_q < U_c$ и СК потребляет из сети реактивную мощность и отстающую от напряжения ток (рис. 4.17, в). В режиме предельного недовозбуждения $E_q = 0$, включенный без возбуждения в сеть СК потребляет из нее реактивную мощность

$$Q_{\text{СК}} = -U_c^2 / X_d, \quad (4.59)$$

составляющую 50—60% номинальной.

Основное достоинство СК заключается в положительном регулирующем эффекте, т.е. в возможности плавно увеличивать выработку реактивной мощности и в результате стабилизировать или повысить напряжение при его снижении в часы максимума нагрузки или при аварии в электроэнергетической системе. Причем скорость (инерционность) регулирования определяется системой АРВ. Таким образом,

СК обладает возможностями и конденсатора, и реактора: при работе в режиме перевозбуждения СК является генератором реактивной мощности, а в режиме недовозбуждения — потребителем (рис. 4.18).

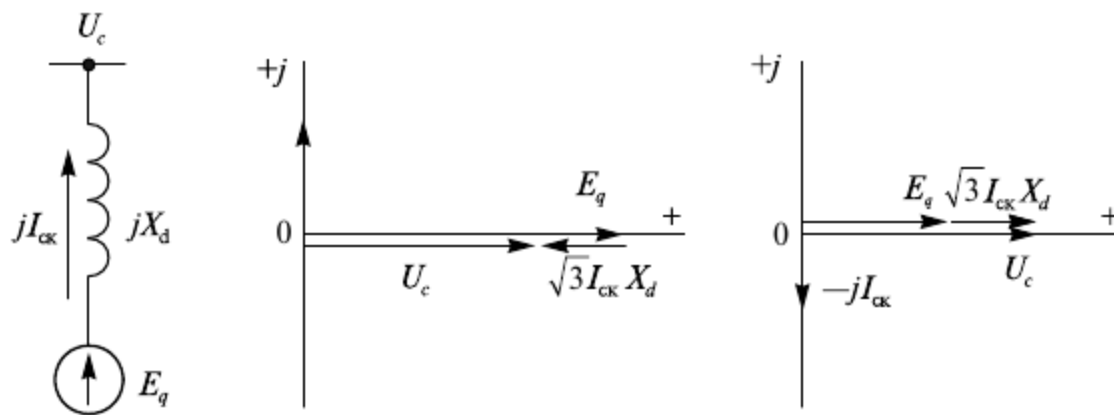


Рис. 4.17. Упрощенная схема замещения СК (а) и векторные диаграммы напряжений в режимах перевозбуждения (б) и недовозбуждения (в)

В расчетах электрических режимов на ЭВМ СК представляется как опорный узел типа P , $U = \text{const}$, т.е. с заданными значениями $U_{\text{ск}} = \text{const}$ и отрицательной мощностью генерации $-P_{\text{ск}} \approx \Delta P_{\text{эл}}$, принимаемой 1–2% номинальной нагрузки. Диапазон изменения реактивной мощности задается согласно выражению (4.56), в пределах которого находится значение, обеспечивающее заданное напряжение $U_{\text{ск}}$. Если для обеспечения заданного напряжения необходимо значение реактивной мощности, выходящее за указанные пределы, то реактивная мощность СК закрепляется на нарушенном пределе $Q_{\text{ск}} = Q_{\text{max}}$ или $Q_{\text{ск}} = Q_{\text{min}} = \text{const}$ и вычисляется соответствующее этой реактивной мощности напряжение $U_{\text{ск}}$ как для неопорного (нагрузочного) узла. При расчетах вручную СК задается как неопорный генераторный узел ($-Q_{\text{ск}} = \text{const}$) или узел потребления ($Q_{\text{ск}} = \text{const}$) реактивной мощности, которому соответствует вычисляемое значение напряжения.

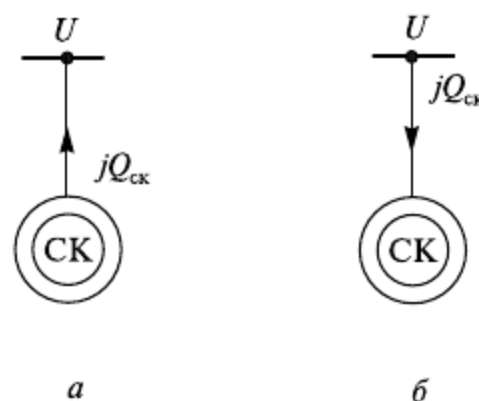


Рис. 4.18. Работа СК в режиме перевозбуждения (а) и в режиме недовозбуждения (б)

Вместе с тем СК — это крупная вращающаяся электрическая машина мощностью до 320 Мвар, требующая высокого уровня эксплуатации, в частности, обеспечивать устойчивость параллельной работы СК в электроэнергетической системе. Работа СК сопровождается заметными потерями электроэнергии и расходом вспомогательных материалов. Все это, несмотря на отработанность конструкции и относительную дешевизну СК, способствует применению статических компенсаторов [73, 74].

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) — это комплексные устройства, предназначенные как для выдачи, так и потребления реактивной мощности. Основу СТК составляют накопительные элементы (емкости, индуктивности), реакторно-

тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки. СТК за счет тиристорного управления обладают исключительным быстродействием и осуществляют безынерционное плавное регулирование (наибольшая скорость регулирования от 1 до 100% продолжительностью 0,3 с) реактивной мощности во всем диапазоне от мощности, генерируемой конденсаторами, до мощности, потребляемой индуктивностью. Устанавливаются на подстанциях энергосистем, имеют мощность 100, 150, 250, 300 и 400 Мвар и номинальные напряжения 10; 15,75; 20; 35; 110 кВ. СТК имеют различные схемы подключения к высоковольтной сети и управления потребляемой реактивной мощностью.

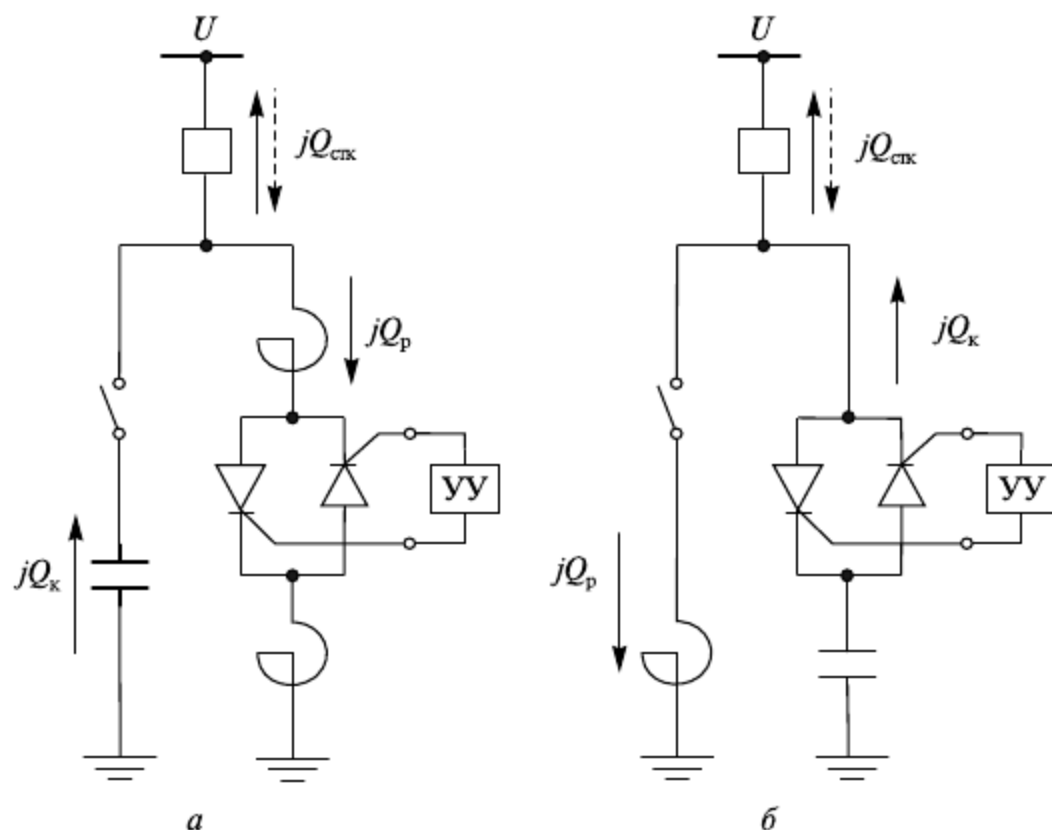


Рис. 4.19. Принципиальные схемы СТК с регулируемой мощностью реактора (а) и конденсаторной батареи (б)

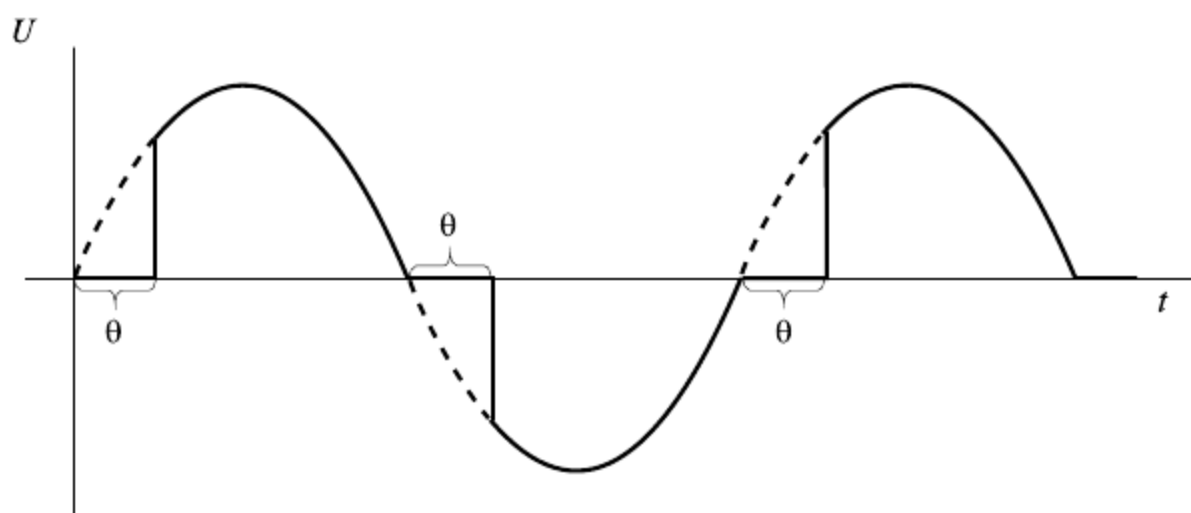


Рис. 4.20. Временная диаграмма напряжения на входе накопительных элементов СТК

На рисунке 4.19 приведены две принципиальные схемы СТК. Схемы состоят из неизменных по мощности реакторов (рис. 4.19, а), или КБ (рис. 4.19, б). Плавное управление мощностью СТК осуществляется с помощью встречно-параллельно включенных управляемых вентилях — тиристорах, снабженных устройством управления (УУ), с помощью которого регулируется момент (рис. 4.20) открытия и закры-

тия тиристоров (угол регулирования θ). Такое регулирование позволяет изменять время включений реактора или конденсаторной батареи в сеть в течение каждого полупериода. Вследствие этого изменяются действующее значение напряжения U на зажимах соответствующего накопительного элемента и развиваемая ими мощность

$$Q_{KB} = U^2 / X_K, \quad Q_p = U^2 / X_p.$$

Мощность СТК $Q_{стк}$ может изменяться от потребления до выработки (в пределах диапазона регулирования)

$$Q_{стк} = (Q_p - Q_{KB}) > < 0$$

за 1 или 2 периода промышленной частоты при практически неизменном напряжении U_c на выходе СТК.

При отключении КБ или реактора, СТК потребляет или выдает реактивную мощность (см. рис. 4.19, а, б соответственно).

СТК в расчетах установившихся режимов может задаваться как синхронный компенсатор: генерацией в неопорных узлах типа $P, Q = \text{const}$ или в виде опорного узла типа $P, U = \text{const}$ с небольшими значениями активной мощности P на потери в КБ и реакторе с пределами Q_{\min}, Q_{\max} , определяемыми значением компенсации реактивной мощности.

Конденсаторные установки — установки продольной емкостной компенсации. Для уменьшения индуктивного сопротивления воздушных линий применяются конденсаторы последовательного включения — установки продольной компенсации (УПК). УПК включают в расщелку фаз линий (рис. 4.21, а); установки получили широкое распространение в сетях практически всех напряжений (от 0,38 до 500 кВ).

При продольно-емкостной компенсации конденсаторы представляют в схеме замещения реактивным сопротивлением

$$X_K = 1 / (\omega C_K), \quad (4.60)$$

где ω — угловая частота, рад; C_K — емкость батареи.

Значение X_K можно вычислить также по формуле

$$X_K = U_{\text{ном}}^2 / Q_K, \quad (4.61)$$

где $U_{\text{ном}}$, Q_K — номинальные значения напряжения и реактивной мощности КБ соответственно (с учетом схем соединения конденсаторов).

При включении УПК компенсируется часть индуктивного сопротивления линии $X = X_L - X_K$, тем самым уменьшается составляющая потеря напряжения $\Delta U_p = \Delta U_L - \Delta U_K$

$$\Delta U = \sqrt{3} [I_a R + I_p (X_L - X_K)] = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (4.62)$$

что равносильно введению некоторой добавки напряжения $\Delta U_K = \sqrt{3} I_p X_K$. Последняя, как следует из выражения (4.62), зависит и автоматически изменяется от величины реактивной составляющей тока нагрузки. Чем она больше, тем эффективнее для улучшения режима напряжения применение УПК.

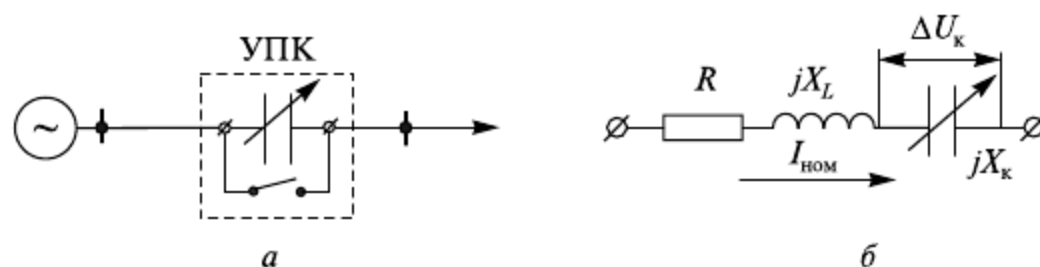


Рис. 4.21. Схема включения УПК (а) и схема замещения линии с УПК (б)

Однако применение УПК для регулирования (изменения) напряжения экономически целесообразно только в сетях напряжением 35 кВ и ниже, питающие нагрузки с относительно низким коэффициентом мощности $\cos \varphi \leq 0,80$. В нормальном режиме через УПК течет ток $I_{\text{норм}}$ загрузки линии. В этом случае, например, при передаче проектной мощности, составляющей около 2,0 МВт по ВЛ 10 кВ протяженностью 10 км с проводом АС 50/8 и 95% компенсации индуктивного сопротивления, минимальная добавка напряжения

$$\Delta U_K = \sqrt{3} I_{\text{норм}} X_K \sin \varphi \quad (4.63)$$

составит около 5%. Если реактивные нагрузки малы ($\tan \varphi$ близок к нулю), потеря напряжения определяется в основном активными нагрузками и сопротивлениями (составляющая ΔU_a) и, значит, компенсация индуктивного сопротивления нецелесообразна.

В сетях более высоких номинальных напряжений при существенном превышении величиной X значения R УПК применяются в первую очередь для повышения их пропускной способности, статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем.

Токоограничивающий реактор (реактор продольного включения). Если в линию или к трансформатору последовательно включить реактор (рис. 4.22), то произойдет увеличение реактивного сопротивления соответствующего участка сети.

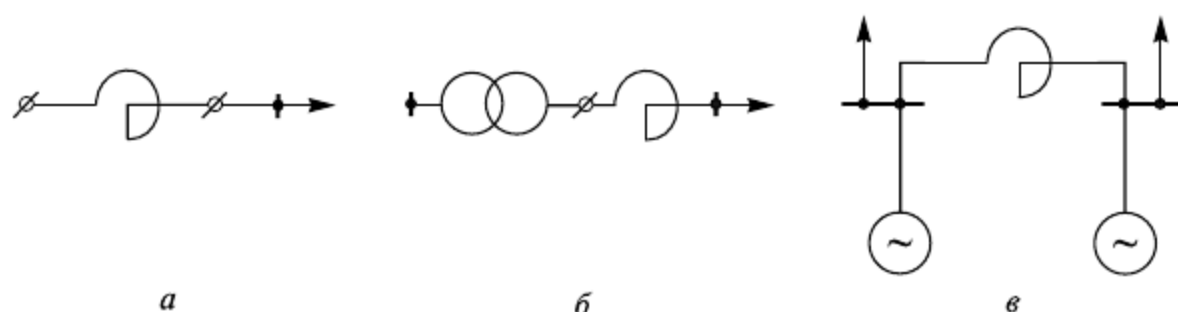


Рис. 4.22. Принципиальные схемы включения токоограничивающих реакторов: а — в цепи отходящей линии; б — в цепи трансформатора; в — между шин генераторного напряжения ТЭЦ

Это используют для уменьшения токов коротких замыканий. Такие реакторы называют токоограничивающими и выполняют в виде индуктивных катушек с малым активным сопротивлением.

Токоограничивающий реактор представляют в схеме замещения его реактивным сопротивлением

$$X_p = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{ном}}} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{рном}}}, \quad (4.64)$$

где $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$, $S_{\text{рном}}$ — номинальные значения напряжения, тока, мощности реактора; U_p — падение напряжения в реакторе, % относительно $U_{\text{ном}}$ при протекании тока $I_{\text{ном}}$ (учитывая паспортные данные реактора).

Контрольные вопросы

1. От каких параметров зависят электрические нагрузки узлов электрических сетей?
2. Что называют графиками электрических нагрузок? Как выделить их из многомерной зависимости нагрузок?
3. Какие зависимости называют статическими характеристиками графиков нагрузок? Как можно выделить их в составе общей многомерной (объемной) зависимости нагрузок?
4. Чем обусловлены детерминированные и вероятностно-статистические свойства электрических нагрузок?
5. Что отображают графики электрических нагрузок, и в каком виде они могут задаваться?
6. Каково назначение графиков нагрузок? Для решения каких задач они необходимы?
7. Как получают графики нагрузок?
8. Какие показатели электропотребления отображают графики нагрузок? Разъясните их смысл. Какие графики считаются однородными?
9. Какие числовые показатели характеризуют неравномерность электропотребления?
10. Как определить средние и среднеквадратичные нагрузки с помощью графиков?
11. В чем физический смысл понятия среднеквадратичный («эффективный») ток?
12. Какие графики называют типовыми? Как ими воспользоваться для получения графика нагрузок конкретного электропотребителя?
13. Как строятся графики по продолжительности нагрузки? Какими показателями они характеризуются?
14. Что такое время использования максимума нагрузки $T_{\text{нб}}$? Как его определить по графику нагрузки?
15. Почему время $T_{\text{нб}}$ характеризует плотность (неравномерность) электропотребления? Всегда ли соблюдается соотношение $T_{\text{нб}} < T_{\text{год}}$?
16. Как определить потребленную (выработанную) электроэнергию: с помощью аналитического описания графиков или через его числовые характеристики?
17. Почему статические характеристики нагрузок являются наиболее точной их моделью?
18. Какой вид имеют типовые обобщенные статические характеристики мощности нагрузки электрических сетей по напряжению и частоте?
19. Как типовые статические характеристики записываются аналитически?
20. Как получают статические характеристики нагрузок? Как они учитываются при расчетах режимов электрических сетей и систем?
21. Что такое «регулирующий эффект нагрузки»?
22. Когда достаточно учитывать нагрузки узлов электрических сетей статическими характеристиками по напряжению?
23. В каких случаях необходимо учитывать нагрузки их статическими характеристиками?
24. Почему в электрических сетях, оснащенных устройствами регулирования, достаточно представлять нагрузки неизменной мощностью? В каких расчетах электрических систем и сетей такой учет нагрузки допустим?

25. При анализе режимов каких сетей допустимо моделировать электрические нагрузки неизменной силой тока? Чем обусловлена погрешность такой модели нагрузок?
26. Как определить значения неизменных сопротивлений и проводимостей, моделирующих электрические нагрузки? Одинаковы ли эти значения при последовательном и параллельном включении сопротивлений?
27. Каким образом учитываются изменения напряжения на величины нагрузок при моделировании их неизменными силой тока, сопротивлениями, проводимостями?
28. Какие виды компенсирующих устройств применяют в электрических сетях и системах электроснабжения? Каково их назначение?
29. Почему установка компенсирующих устройств позволяет регулировать напряжение, снижать потери мощности и электроэнергии?
30. Как учитываются конденсаторные батареи в схемах замещения электрических сетей? В чем заключается отрицательный регулирующий эффект батарей?
31. В каких электрических сетях, и с какой целью устанавливаются устройства продольной компенсации? Когда эффективна установка УПК для регулирования напряжения?
32. Как учитываются реакторы в схемах замещения электрических сетей?
33. Каково назначение синхронных компенсаторов в электроэнергетических системах?
34. Как учитываются синхронные компенсаторы в расчетах электрических режимов ЭЭС?
35. Какова принципиальная схема статического тиристорного компенсатора? В чем заключается принцип его работы?
36. Как учитываются СТК в схемах замещения ЭЭС?
37. Каковы достоинства и недостатки конденсаторных батарей, синхронных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов?

Примеры решения задач

Задача 4.1. Суточный режим электропотребителя характеризуется графиком нагрузки, описание которого приведено на рис. 4.23.

$$P(t) = \begin{cases} 0,25t^2, & \text{при } t = \overline{0,4}; \\ 4,0 & \text{при } t = \overline{4,20}; \\ 4,0 - t, & \text{при } t = \overline{20,24}. \end{cases}$$

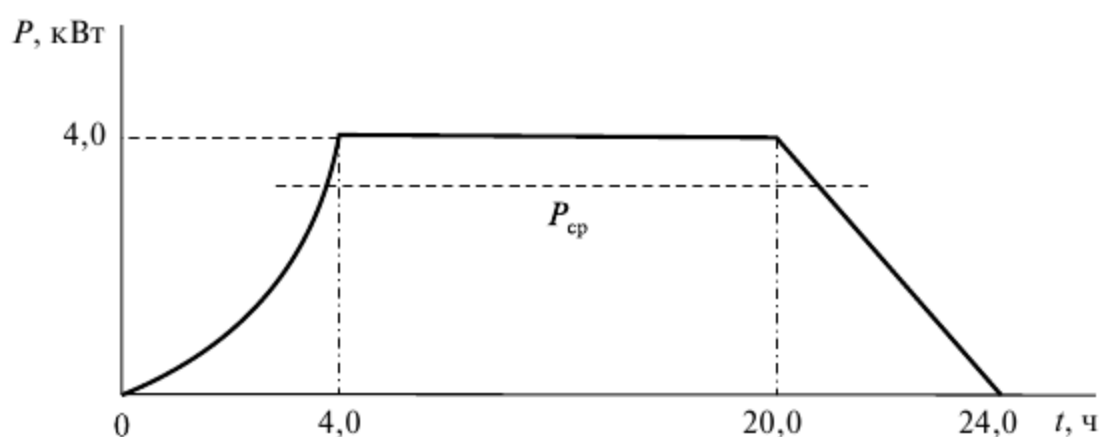


Рис. 4.23. Суточный график нагрузки

Определите количество электроэнергии, потребленную за сутки, значение средней нагрузки и показатели плотности, неравномерности электропотребления.

Решение. Электроэнергия, потребленная электроустановкой, соответствует в масштабе площади фигуры, ограниченной графиком нагрузки и координатными осями. С учетом аналитического описания графика в результате непосредственного интегрирования мощностей получим

$$\begin{aligned} W &= \int_0^{24} P(t) dt = 0,25 \cdot \int_0^{4,0} t^2 dt + 4,0 \int_0^{16,0} dt + \int_0^{4,0} (4,0 - t) dt = \\ &= 0,25 \frac{t^3}{3} \Big|_0^{4,0} + 4,0 \cdot t \Big|_0^{16,0} + 4,0 \cdot t \Big|_0^{4,0} - \frac{t^2}{2} \Big|_0^{4,0} = 77,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Для сопоставления выразим значение электроэнергии в джоулях:

$$W = 77,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 77,3 \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot 10^3 \text{ Вт} \cdot \text{с} = 278 \cdot 10^3 \text{ кДж}$$

и калориях

$$W = 278 \cdot 10^3 \text{ кДж} = 0,239 \cdot 278 \cdot 10^3 = 66,4 \cdot 10^3 \text{ ккал}.$$

Средняя за сутки электрическая нагрузка (4.10)

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt = W / T = 77,3 / 24,0 = 3,22 \text{ кВт}$$

отмечена на графике нагрузки (рис. 4.23), с учетом которой коэффициент заполнения графика (4.16)

$$k_z = P_{\text{ср}} / P_{\text{нб}} = 3,22 / 4,0 = 0,805.$$

Время использования максимума

$$T_{\text{нб}} = W / P_{\text{нб}} = 77,3 / 4,0 = 19,3 \text{ ч}$$

также характеризует равномерность электропотребления

$$k_z = T_{\text{нб}} / T = 19,3 / 24,0 = 0,805.$$

Среднеквадратичная мощность (4.13)

$$\begin{aligned} P_{\text{скв}}^2 &= \frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt = \frac{1}{24,0} \left(\frac{1}{16,0} \int_0^{4,0} t^4 dt + 16,0 \int_0^{16,0} dt + \int_0^{4,0} (4,0 - t)^2 dt \right) = \\ &= \frac{1}{24,0} \left(\frac{1}{16,0} \cdot \frac{t^5}{5} \Big|_0^{4,0} + 16,0 t \Big|_0^{16,0} + 16,0 t \Big|_0^{4,0} - 8,0 \frac{t^2}{2} \Big|_0^{4,0} + \frac{t^3}{3} \Big|_0^{4,0} \right) = 13,4 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$P_{\text{скв}} = \sqrt{P_{\text{скв}}^2} = \sqrt{13,4} = 3,66 \text{ кВт}.$$

Коэффициент формы графика (4.17)

$$k_{\phi} = P_{\text{скв}} / P_{\text{ср}} = 3,66 / 3,22 = 1,14 .$$

Приведенные показатели свидетельствуют о высокой плотности электропотребления.

Задача 4.2. По показаниям трехфазного счетчика электроэнергии (табл. 4.1), установленного на вводе многоквартирного дома, постройте суточный график электрической нагрузки здания. Определите характеристики неравномерности электропотребления. Пересчетный коэффициент счетчика равен 40 (полукошвенное включение через трансформаторы тока с трансформацией 200/5).

Таблица 4.1

Показания счетчика электроэнергии

Время замеров, ч	0	4	8	12	16	20	24
Показания счетчика, кВт · ч	2 013,0	2 016,7	2 021,5	2 031,7	2 037,1	2 051,2	2 062,5

Решение. Суточный график нагрузки многоквартирного дома по данным замеров, представлен на рис. 4.24 шестью 4-часовыми интервалами осреднения. Средняя мощность на каждом j -м интервале

$$P_j = \frac{W_{j+1} - W_j}{\Delta t} k_{\pi}, j = \overline{0,6}$$

определена по формуле (4.4) с учетом пересчетного коэффициента k_{π} счетчика.

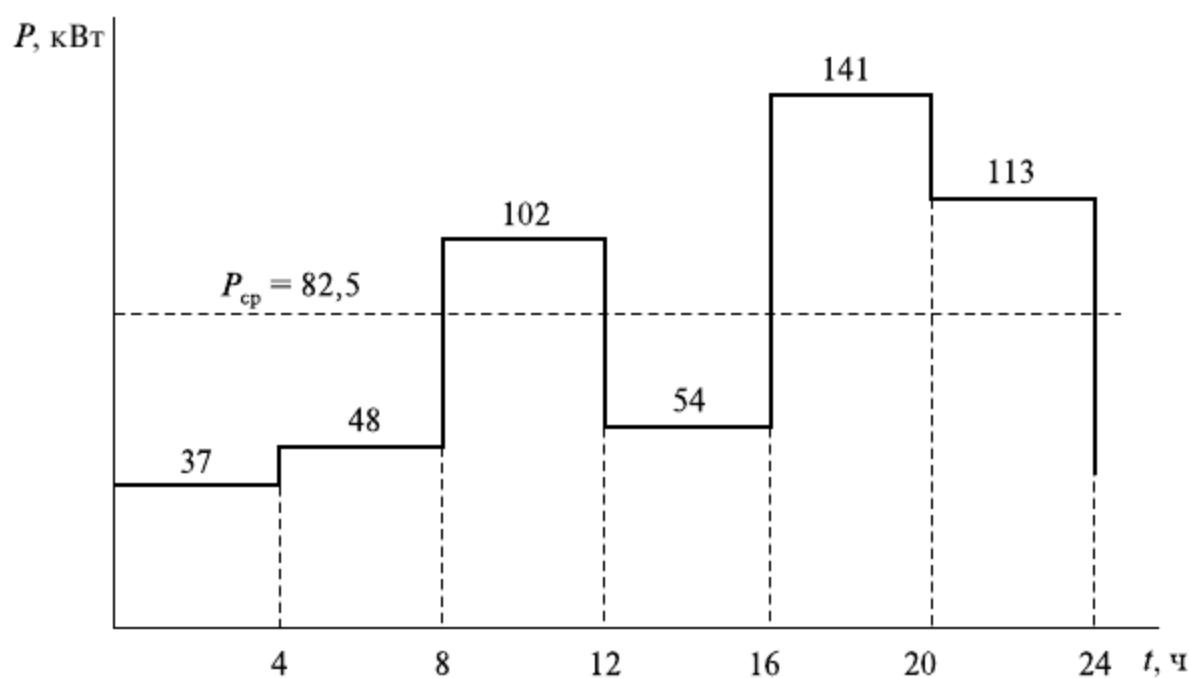


Рис. 4.24. График нагрузки, построенный по показаниям счетчика электроэнергии

Электроэнергия, потребленная домом за сутки, определяется разностью первого и последнего показаний счетчика ЭЭ с учетом пересчетного коэффициента (коэффициента трансформации)

$$W = (W_6 - W_0) k_{\pi} = (2062,5 - 2013,0) \cdot 40 = 1980 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

или непосредственным суммированием мощностей (4.7) по графику электрической нагрузки (рис. 4.24)

$$W = \Delta t \sum_{j=1}^6 P_j = 4,0 \cdot (37 + 48 + 102 + 54 + 141 + 113) = 1980 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим показатели, характеризующие неравномерность электропотребления.

Продолжительность использования максимума

$$T_{\text{нб}} = W / P_{\text{нб}} = 1980 / 141 = 14,0 \text{ ч}.$$

Значения средней нагрузки (4.10)

$$P_{\text{ср}} = W / T = 1980 / 24 = 82,5 \text{ кВт}$$

и среднеквадратичной мощности (4.13)

$$P_{\text{скв}} = \sqrt{\frac{\Delta t}{T} \sum_{j=1}^6 P_j^2} = \sqrt{\frac{4,0}{24} (37^2 + 48^2 + 102^2 + 54^2 + 141^2 + 113^2)} = 91,0 \text{ кВт}$$

позволяют определить коэффициент формы (4.17)

$$k_{\text{ф}} = P_{\text{скв}} / P_{\text{ср}} = 91,0 / 82,5 = 1,10$$

и коэффициент заполнения суточного графика (4.16)

$$k_{\text{з}} = P_{\text{ср}} / P_{\text{нб}} = 82,5 / 141 = 0,585.$$

Значение последнего можно также определить с помощью продолжительности использования максимума нагрузки (4.22)

$$k_{\text{з}} = T_{\text{нб}} / T = 14,0 / 24 = 0,585.$$

Коэффициент неравномерности электропотребления

$$k_{\text{нр}} = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}} = 37 / 141 = 0,262.$$

Полученные показатели отражают значительную неравномерность и малую плотность электропотребления в многоквартирном доме в течение суток.

Задача 4.3. Паспортная мощность бытового электроутюга составляет 500 Вт ($\cos \varphi = 1$). Получите статическую характеристику данного электроприбора.

Решение. Электрический утюг моделируется чисто активным сопротивлением (рис. 4.25, а), значение которого определяется паспортными данными:

$$R = U_{\text{ф}} / I_{\text{а}} = U_{\text{ф}}^2 / P_{\text{ном}} = 220^2 / 500 = 96,8 \text{ Ом}.$$

Тогда зависимость потребляемой мощности прибора, Вт, от напряжения примет вид

$$P(U) = \frac{U_{\text{ф}}^2}{R} = \frac{1}{96,8} U_{\text{ф}}^2 = 0,01033 U_{\text{ф}}^2. \quad (4.65)$$

Таблица 4.2

Изменение мощности и регулирующего эффекта нагрузки

Величина	$U_{\phi}, \text{В}$				
	198	209	220	231	242
$P, \text{Вт}$	405	451	500	551	605
U_*	0,90	0,95	1,0	1,05	1,10
P_*	0,81	0,90	1,0	1,10	1,21
$\alpha_U, \%$	1,86	1,96	2,07	2,17	2,27

Изменение мощности электроутюга в соответствии с выражением (4.65) при нормально и предельно допустимых (согласно ГОСТ 13109—97) отклонениях напряжения $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального представлены в табл. 4.2 и на рис. 4.25, б в виде слабовыраженной параболы.

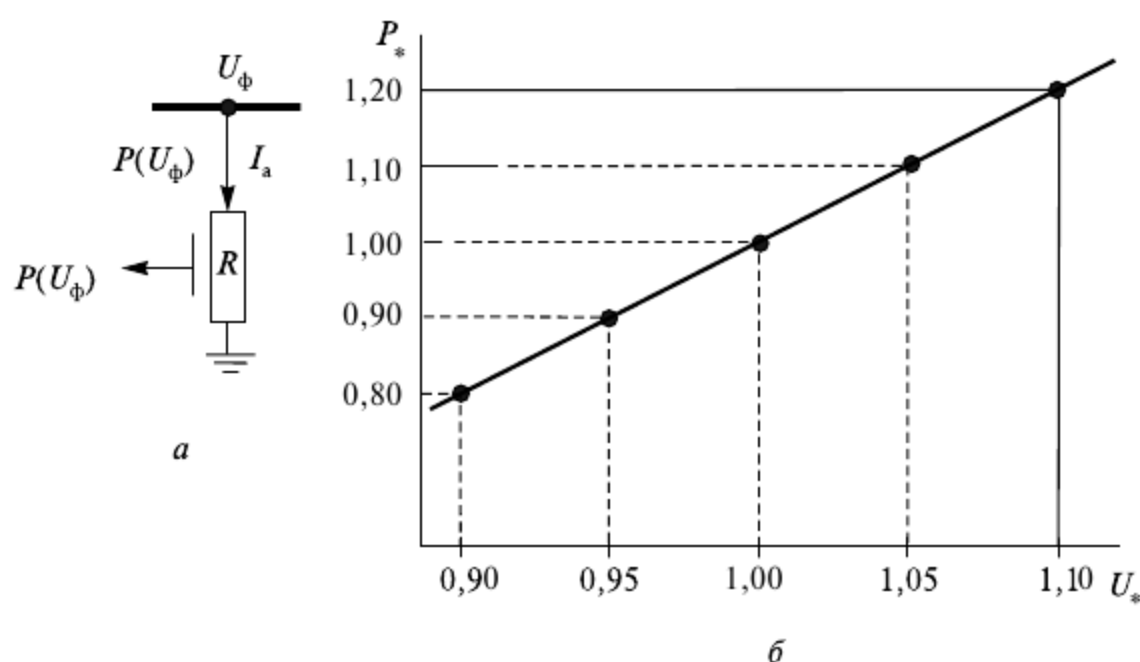


Рис. 4.25. Схема замещения (а) и статическая характеристика (б) электроутюга

Здесь же показано изменение регулирующего эффекта нагрузки $\alpha_U = \partial P / \partial U = 0,02066U_*$, значение которого на допустимом интервале отклонения напряжения изменяется в пределах от 1,86 до 2,27%, т.е. мощность, потребляемая электроприемником, существенно зависит от напряжения на его зажимах. Так, при предельно допустимых отклонениях напряжения в пределах $\pm 10\%$, размах изменения мощности электроутюга составляет около 40%.

Задача 4.4. Комбинированная (смешанная) электрическая нагрузка узла сети, значение которой при номинальном напряжении 10 кВ составляет $\underline{S} = 4,0 + j3,0$ МВ·А, задана типовыми обобщенными статическими характеристиками (см. табл. 4.1) в виде полиномов второй степени:

$$\begin{aligned} P(U) &= P_{\text{ном}} (0,83 - 0,30U_* + 0,47U_*^2); \\ Q(U) &= Q_{\text{ном}} (4,9 - 10,1U_* + 6,2U_*^2). \end{aligned} \quad (4.66)$$

Представьте статические характеристики графически и выполнить анализ регулирующего эффекта нагрузки при отсутствии (неучете) регулирования напряжения в сети.

Решение. Представим статические характеристики графически в именованных (4.66) и относительных единицах:

$$\begin{aligned} P_* &= 0,83 - 0,30U_* + 0,47U_*^2, \\ Q_* &= 4,9 - 10,1U_* + 6,2U_*^2 \end{aligned} \quad (4.67)$$

при изменении напряжения от критического до предельно допустимого значения (табл. 4.3, рис. 4.26). За единицу активной и реактивной мощности приняты их значения при номинальном напряжении.

В зависимости от значения напряжения потребляемая активная мощность изменяется незначительно и почти по линейному закону, а реактивная — значительно, причем имеет параболический характер (рис. 4.26).

Таблица 4.3

Изменение мощности и регулирующего эффекта нагрузки

U , кВ	$P(U)$, МВ·А	$Q(U)$, Мвар	U_*	$P_*(U)$	$Q_*(U)$	$\partial P/\partial U$	$\partial Q/\partial U$
7	3,40	2,60	0,70	0,850	0,868	0,358	-1,42
8	3,56	2,36	0,80	0,891	0,788	0,452	-0,18
9	3,76	2,50	0,90	0,941	0,832	0,546	1,06
10	4,00	3,00	1,00	1,000	1,000	0,640	2,30
11	4,27	3,88	1,10	1,069	1,292	0,734	3,54

Количественно изменения мощностей характеризует регулирующий эффект нагрузки $\partial P/\partial U$ или $\partial Q/\partial U$ (см. табл. 4.6), представляющий угловой коэффициент прямой, касательной к характеристике $P(U)$ или $Q(U)$. В точке, соответствующей номинальному напряжению ($U_* = U/U_n = 1$), из выражений (4.67) получим:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial U} &= -0,30 + 0,94U_* = 0,64; \\ \frac{\partial Q}{\partial U} &= -10,1 + 12,4U_* = 2,30. \end{aligned}$$

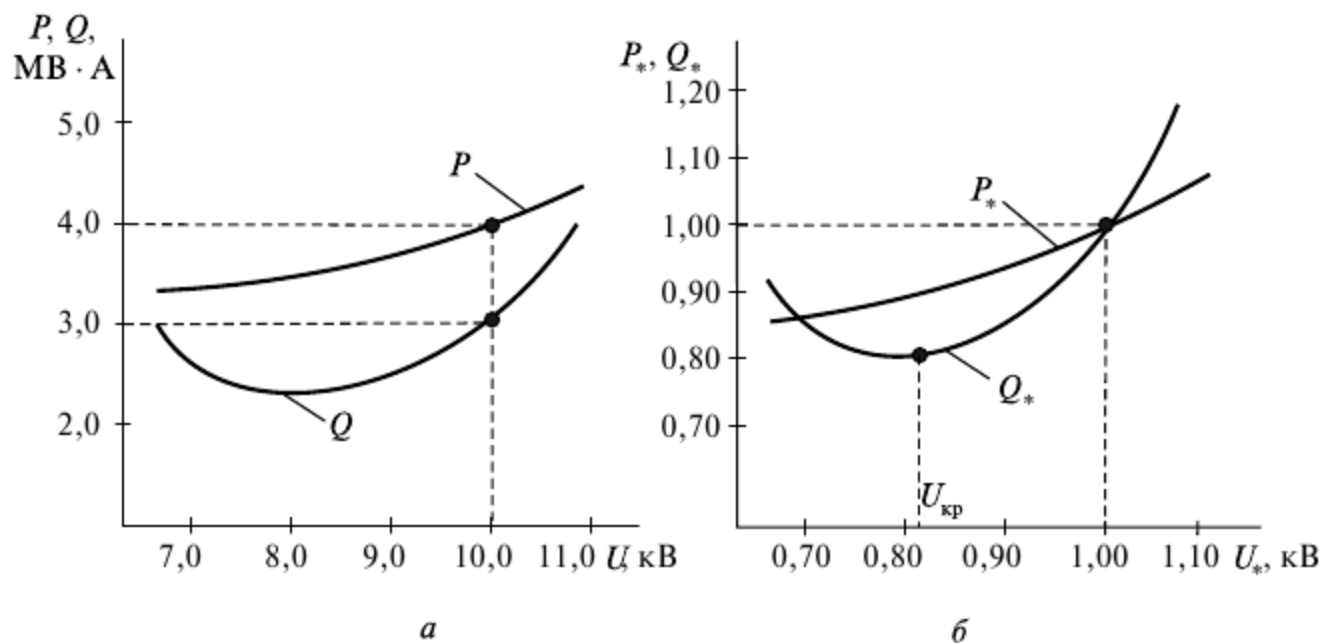


Рис. 4.26. Статические характеристики нагрузки в именованных (а) и относительных (б) единицах

С уменьшением напряжения, называемым критическим, регулирующий эффект нагрузки уменьшается до нуля. В частности, для реактивной мощности

$$\frac{\partial Q}{\partial U} = -10,1 + 12,4U_* = 0,$$

откуда критическое напряжение $U_{*кр} = 0,81$.

Задача 4.5. Электрическая нагрузка мощностью $\underline{S} = 4,0 + j3,0$ МВ·А сети напряжением 10 кВ, представленная в задаче 4.4 статической характеристикой (4.66), подключена к трансформатору с регулированием напряжения в сети 10 кВ в пределах от $-\delta U_1 = 1,0$ кВ до $+\delta U_2 = 0,5$ кВ. Постройте и запишите статические характеристики нагрузки при изменениях напряжения на первичной стороне трансформатора в пределах от -20% до $+10\%$.

Решение. Статические характеристики нагрузки в относительных единицах с учетом регулирования напряжения в пределах от $-\delta U_{1*} = 1,0/10 = 0,10$ до $+\delta U_{2*} = 0,5/10 = 0,05$ имеют вид кривой (рис. 4.27) с горизонтальным участком, который отвечает диапазону регулирования (в этом диапазоне напряжение на нагрузке поддерживается неизменным). При $(U_{ном} - \delta U_1) \leq U \leq (U_{ном} + \delta U_2)$ значение нагрузок неизменное: $P_*(U) = 1,00$ и $Q_*(U) = 1,00$.

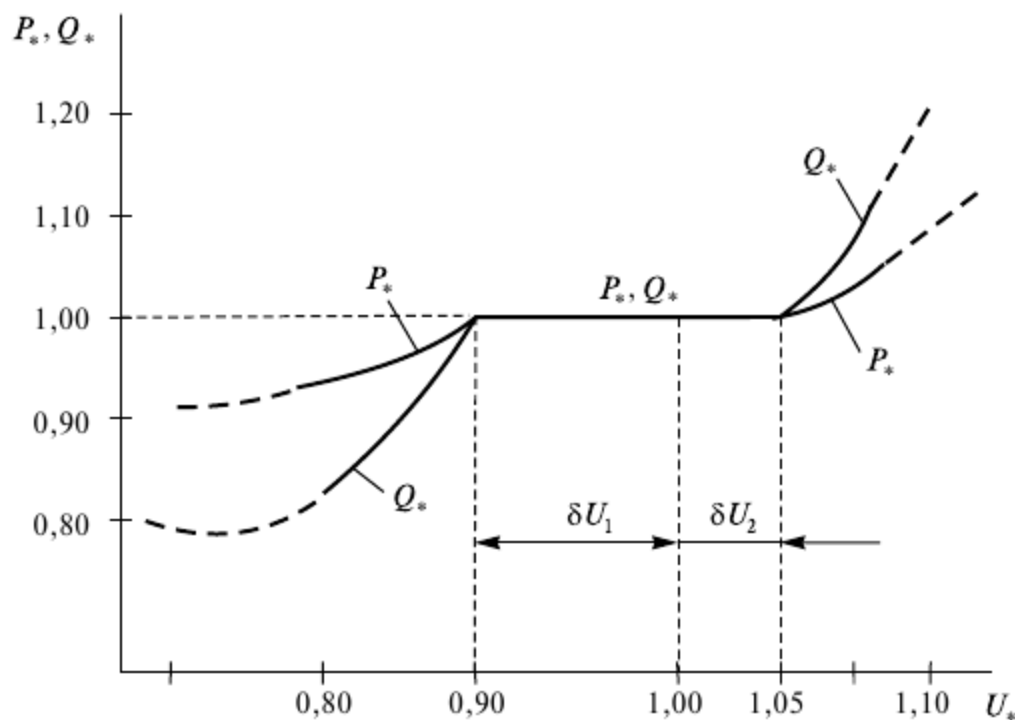


Рис. 4.27. Статические характеристики нагрузки при регулировании напряжения в пределах от $-\delta U_1$ до $+\delta U_2$

За пределами регулирования статические характеристики имеют вид нисходящей и восходящей ветвей, соответствующие интервалу от -10 до $+5\%$ изменения СХН (см. рис. 4.26, б) и записываются в виде:

- нисходящие ветви СХН при $U < (U_{ном} - \delta U_1)$

$$P_*(U) = 0,83 - 0,30(U - \delta U_1) \frac{1}{U_{ном}} + 0,47(U - \delta U_1)^2 \frac{1}{U_{ном}^2};$$

$$Q_*(U) = 4,90 - 10,1(U - \delta U_1) \frac{1}{U_{ном}} + 6,20(U - \delta U_1)^2 \frac{1}{U_{ном}^2};$$

- восходящие ветви СХН при $U > U_{ном} + \delta U_2$

$$P_*(U) = 0,83 - 0,30(U + \delta U_2) \frac{1}{U_{\text{ном}}} + 0,47(U + \delta U_2)^2 \frac{1}{U_{\text{ном}}^2};$$

$$Q_*(U) = 4,90 - 10,1(U + \delta U_2) \frac{1}{U_{\text{ном}}} + 6,20(U + \delta U_2)^2 \frac{1}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Задача 4.6. Определите наибольшую погрешность моделирования электрической нагрузки сети напряжением 10 кВ, $S = 5,0$ МВ·А, с коэффициентом мощности $\text{tg}\varphi = 0,75$, неизменным током при изменении питающего напряжения в предельно допустимом интервале. За эталонные принять значения нагрузки, соответствующие статическим характеристикам нагрузки (задача 4.4).

Решение. Представление электрической нагрузки

$$\underline{S} = 5,0 \cdot \exp(\arctg 0,75) = 5,0 e^{j36,9^\circ} = 5,0(\cos 36,9^\circ + j \sin 36,9^\circ) = 4,0 + j3,0 \text{ МВ·А}$$

неизменным током

$$\dot{I} = \frac{\underline{S}^*}{\sqrt{3}U} = \frac{4,0 - j3,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{1}{\sqrt{3}}(0,40 - j0,30) \text{ кА},$$

вычисленным по заданным значениям мощности и напряжения в исходном режиме, определяет изменение мощности пропорционально питающему напряжению, поскольку

$$\underline{S}(U) = \sqrt{3} \dot{U} \dot{I}^*.$$

При предельно допустимых значениях напряжения на зажимах электропотребителей (согласно ГОСТ 13109—97)

$$U_{\text{нм}} = 0,90 U_{\text{ном}}, \quad U_{\text{нб}} = 1,10 U_{\text{ном}}.$$

получим интервал изменения нагрузки

$$\underline{S}_{\text{нм}} = \sqrt{3} U_{\text{нм}} \dot{I}^* = 9,0(0,40 + j0,30) = 3,60 + j2,70 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_{\text{нб}} = \sqrt{3} U_{\text{нб}} \dot{I}^* = 11,0(0,40 + j0,30) = 4,40 + j3,30 \text{ МВ·А}.$$

Изменение мощности электропотребителя при $I = \text{const}$ представлено на рис. 4.28. Здесь же, для сравнения показаны пунктиром статические характеристики нагрузок.

Сопоставление предельных значений нагрузок с эталонными (см. табл. 4.6) дает следующие наибольшие погрешности:

для активной нагрузки

$$\delta P = \frac{P_{\text{нм}} - P(9,0)}{P(9,0)} \cdot 100\% = \frac{3,60 - 3,76}{3,76} \cdot 100\% = -4,25\%;$$

$$\delta P = \frac{P_{\text{нб}} - P(11,0)}{P(11,0)} \cdot 100\% = \frac{4,40 - 4,27}{4,27} \cdot 100\% = 3,04\%;$$

для реактивной нагрузки

$$\delta Q = \frac{Q_{\text{нм}} - Q(9,0)}{Q(9,0)} \cdot 100\% = \frac{2,70 - 2,50}{2,50} \cdot 100\% = 8,0\%,$$

$$\delta Q = \frac{Q_{\text{нб}} - Q(11,0)}{Q(11,0)} \cdot 100\% = \frac{3,3,0 - 3,88}{3,88} \cdot 100\% = -14,9\%.$$

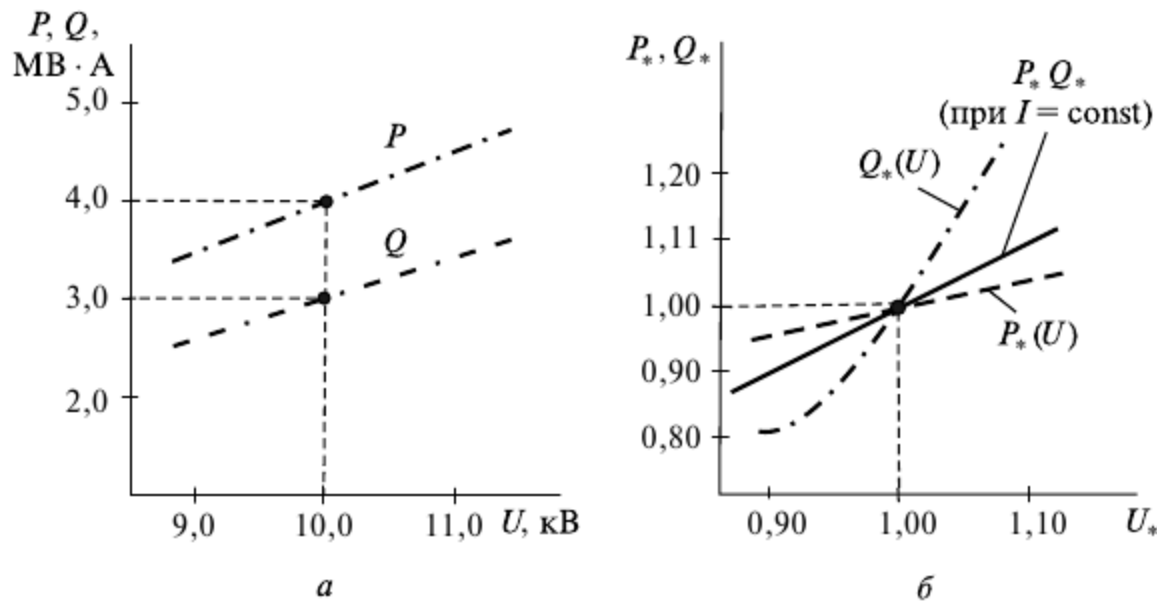


Рис. 4.28. Изменение мощностей при моделировании нагрузки $\underline{S} = 4,0 + j3,0$ МВ·А неизменным током: *a* — в именованных, *б* — в относительных единицах

Отмеченные погрешности соответствуют погрешностям измерения мощности активных и реактивных нагрузок большинства трансформаторов электрических сетей и, следовательно, являются приемлемыми при моделировании электрических нагрузок в задачах расчета и оценки режимов распределительных сетей.

Задача 4.7. Электрическую нагрузку $\underline{S}_{\text{н}} = 4,0 + j3,0$ МВ·А узла сети напряжением 10 кВ представьте параллельно и последовательно соединенными неизменными активным и реактивным сопротивлениями и проводимостями (см. рис. 4.12, *г*, *д*, *е*). Мощности нагрузки по данным моделям сопоставьте со значениями по статическим характеристикам в диапазоне изменения напряжения $\pm 10\%$ от номинального значения.

Решение. Величины этих сопротивлений и проводимостей определяют таким образом, чтобы потребляемая ими мощность при номинальном напряжении была равна заданной мощности нагрузки. Тогда при параллельном соединении сопротивлений (4.38)

$$R_{\text{н}} = U^2 / P_{\text{н}} = 10^2 / 4,0 = 25 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{н}} = U^2 / Q_{\text{н}} = 10^2 / 3,0 = 33,3 \text{ Ом};$$

при последовательном соединении (4.39), (4.40)

$$r_{\text{н}} = U^2 P_{\text{н}} / S_{\text{н}}^2 = 10^2 \cdot 4,0 / 5,0^2 = 16 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{н}} = U^2 Q_{\text{н}} / S_{\text{н}}^2 = 10^2 \cdot 3,0 / 5,0^2 = 12 \text{ Ом}.$$

Сопротивлениям различных схем соединения соответствуют одинаковые значения проводимостей (шунтов) нагрузок (4.43)

$$G_{\text{н}} - jB_{\text{н}} = \frac{1}{R_{\text{н}}} - j\frac{1}{X_{\text{н}}} = \frac{1}{25} - j\frac{1}{33,3} = 0,040 - j0,030 \text{ См}$$

или

$$G_H - jB_H = \frac{1}{r_H + jx_H} = \frac{1}{16,0 + j12,0} = 0,040 - j0,030 \text{ См.}$$

При представлении нагрузки неизменными сопротивлениями или проводимостями (4.44) ее мощность изменяется пропорционально квадрату приложенного напряжения (рис. 4.29)

$$\begin{aligned} P_H &= U^2 / R_H = G_H U^2 = 0,040 U^2; \\ Q_H &= U^2 / X_H = B_H U^2 = 0,030 U^2. \end{aligned} \quad (4.68)$$

Сопоставление данных (табл. 4.4) слабовыраженных параболических зависимостей (4.68) со статическими характеристиками (табл. 4.3) нагрузки (пунктирные линии), полученными при предельно допустимых напряжениях, показывает их близкое совпадение по реактивной мощности (максимальная погрешность $\delta_Q = -6,4\%$), нежели при учете изменения активной мощности (максимальная погрешность $\delta_P = -13,8\%$) во всем диапазоне изменения напряжения.

Таблица 4.4

Изменение мощностей при учете нагрузки сопротивлениями (шунтами)

U , кВ	$P(U)$, МВт	$Q(U)$, Мвар	U_*	$P_*(U)$	$Q_*(U)$
9,0	3,24	2,43	0,90	0,81	0,81
11,0	4,84	3,63	1,10	1,21	1,21

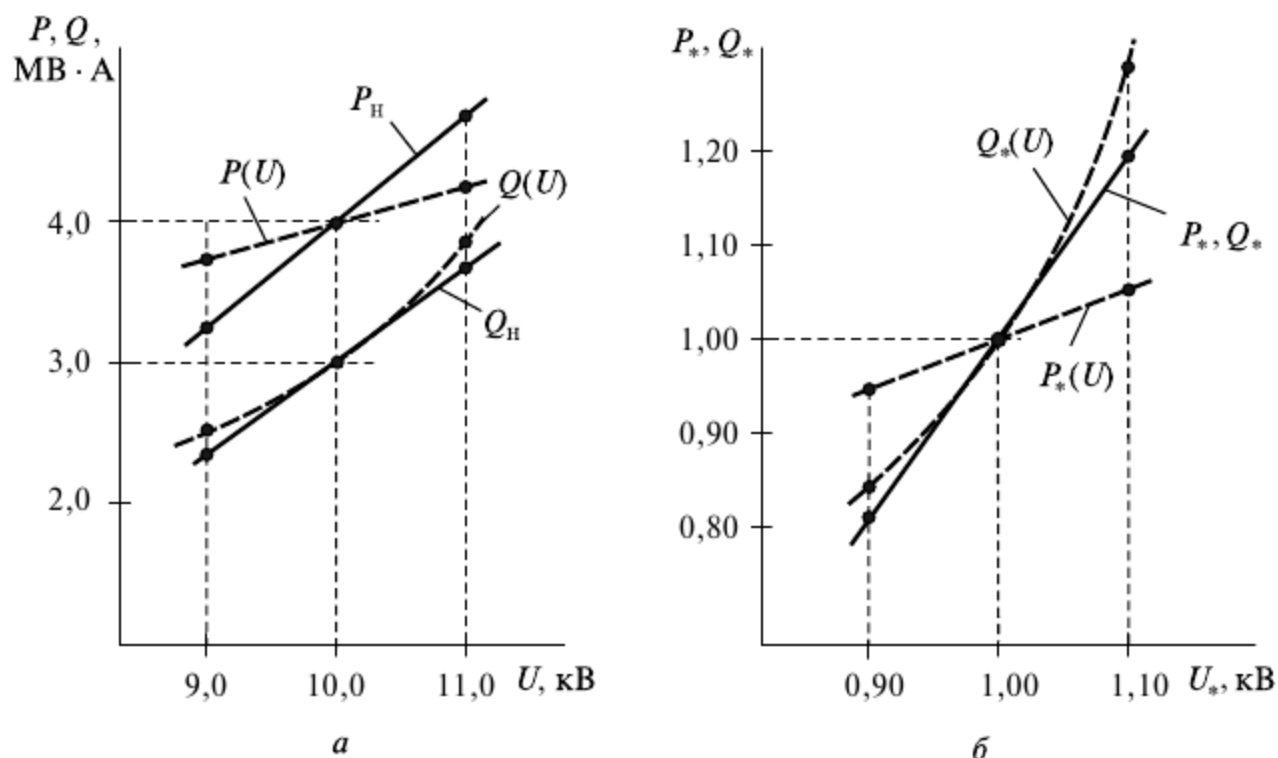


Рис. 4.29. Изменения мощностей при моделировании нагрузки $\underline{S} = 4,0 + j3,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ сопротивлениями (шунтами) в именованных (а) и относительных (б) единицах

Отмеченные ошибки находятся в пределах точности замеров электрических нагрузок.

ГЛАВА 5

РЕЖИМНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1. Общая характеристика задачи расчета и анализа установившихся режимов электрических сетей

Передача электроэнергии от электростанций к потребителям осуществляется по электрическим сетям. В теории и практике электроэнергетических (электрических) систем термин «электрическая сеть», с одной стороны, соответствует понятию подсистемы ЭЭС, предназначенной для передачи и распределения электроэнергии, как совокупности ЛЭП и подстанций, соединяющих между собой источники питания (ИП) и электропотребители. С другой стороны, это электрическая цепь, соответствующая данной подсистеме. Естественно, такая электрическая цепь обязательно включает в себя ИП и ЭП как составные части, и в едином смысле понятие электрической сети формально совпадает с понятием ЭЭС как электрической цепи [73, 75]. В зависимости от мощности и вида электропотребителей, удаленности их от электростанций передача и распределение электроэнергии осуществляется по сетям различных номинальных напряжений и конфигураций. Моделирование, расчет и анализ параметров электрических сетей и нагрузок (потребителей) рассмотрены в главах 2—4.

При решении ряда задач эксплуатации, развития и проектирования электрических сетей необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители и оборудование электрической сети. Также эти оценки дают возможность установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети данных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети (ЛЭП, трансформаторов, нагрузок и др.). Кроме того, расчеты, выполняемые при такого рода оценках, дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и определить условия для оптимизации производства, передачи и распределения электроэнергии.

Плановые и аварийные изменения нагрузок, состава и конфигурации схемы электрической сети приводят к изменению ее электрического режима. Определение параметров рабочего установившегося режима (состояния электрического равновесия) электрической сети (токо- и потокораспределения, напряжений и потерь мощности в сети) составляет задачу расчета режима или, как иногда условно говорят, задачу «электрического расчета» сети.

Расчет и анализ параметров установившихся режимов составляют основную задачу при проектировании ЭЭС с учетом надежности эксплуатации и экономических факторов.

В общем случае рабочие режимы электрических сетей являются несимметричными и несинусоидальными. Симметричный синусоидальный режим следует рассматривать как частный случай. Однако если степень несимметрии и несинусоидальности кривых токов и напряжений относительно невелика, что достаточно часто имеет место, то в этом случае режим рассматривается как симметричный и синусоидальный, что позволяет значительно облегчить его расчет.

Расчет режима сети, в общем случае, представляет собой весьма сложную задачу. Это связано как с большим количеством элементов, образующих сети современных электрических систем, так и со специфическими особенностями задания исходных данных.

Исходными данными для расчета установившихся режимов служат: схема электрических соединений и параметры сети электроэнергетической системы, данные о потребителях (нагрузках) и источниках электроэнергии (электростанциях).

Нагрузки реальных электрических сетей при их проектировании и эксплуатации обычно задают значениями, потребляемыми ими активных и реактивных мощностей ($P_i + jQ_i = \underline{S}_i$) или токов ($I_i, \cos\varphi$), которые могут приниматься постоянными, либо зависящими от напряжения в точке подключения нагрузки в сети:

$$\dot{I}_i = \varphi(\dot{U}_i), \quad \underline{S}_i = \varphi(\dot{U}_i).$$

Исходными данными об источниках питания, как правило, служат выдаваемые генераторами в сеть активные мощности ($P_i = \text{const}$) и модули напряжений в точках подключения ($U_i = \text{const}$); в ряде случаев источники питания могут быть заданы и постоянными значениями активных и реактивных мощностей ($P_i = \text{const}, Q_i = \text{const}$), аналогично нагрузкам. Кроме того, один из источников (как правило, наиболее мощная электростанция), играющий роль балансирующего, задается комплексным значением напряжения ($\dot{U}_6 = \text{const}$).

Электрическая сеть ЭЭС представляется схемой замещения, параметры которой обычно разделяют на продольные, входящие в последовательную цепь передачи и распределения электроэнергии (сопротивления ЛЭП и трансформаторов и др.), и поперечные, соответствующие шунтам схемы (проводимости ЛЭП, трансформаторов, нагрузок).

При анализе режимов ЭЭС продольные параметры ЛЭП с проводами из цветного металла (активные и реактивные сопротивления) и поперечные параметры (активные и реактивные проводимости) принимают постоянными, не зависящими от параметров электрического режима. При рассмотрении ВЛ со стальными проводами необходимо учитывать нелинейность их параметров от токов нагрузки.

Симметричные установившиеся режимы работы трехфазных электрических сетей характеризуются одинаковыми значениями параметров режима отдельных фаз и синусоидальной формой кривых тока и напряжений. В этих условиях значение полной мощности для трехфазной цепи («трехфазная мощность») определяется комплексным числом:

$$\underline{S} = 3\underline{S}_\phi = 3\dot{U}_\phi^* \dot{I}_\phi = \sqrt{3}\dot{U}^* \dot{I} = P + jQ. \quad (5.1)$$

Наибольшую нелинейность в аналитическое содержание задачи вносят электрические нагрузки узлов ЭЭС. При расчете установившихся режимов ЭЭС нагрузки узлов (электропотребители и источники питания) задаются в общем случае их неизменными мощностями или зависимостями этих мощностей от искомых параметров режима (напряжения, угла выбега ротора синхронных машин и др.), так называемыми **статическими характеристиками**.

Если нагрузки узлов электрической сети учитываются значениями требуемой активной и реактивной мощности, то сила тока каждой фазы нагрузки может быть вы-

числена только при известном напряжении \dot{U}_i на зажимах этой нагрузки, вычисляемом в ходе расчета напряжений и фазных токов¹:

$$\dot{I}_i = \frac{1}{3} \cdot \frac{S_i^*}{U_{\phi i}^*} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{S_i^*}{U_i^*}. \quad (5.2)$$

Это обстоятельство препятствует непосредственному использованию законов Кирхгофа для получения однозначного решения. В этом заключается основное отличие анализа установившихся режимов ЭЭС от классического анализа электрических цепей, где источники питания и электропотребители представляются в виде источников ЭДС и источников тока с соответствующими сопротивлениями.

Такой подход к анализу ЭЭС объясняется тем, что здесь основное значение имеют энергетические характеристики, и они являются определяющими для режима систем. Вместе с тем анализ этих режимов, естественно, можно вести также непосредственно на основе алгоритмов классической теории электрических цепей с соответствующим пересчетом мощностей через токи и напряжения.

Расчеты параметров установившихся режимов обычно выполняют автоматически формализованными методами с помощью ЭВМ [13, 15, 17, 26, 30, 35, 37, 62]. Математически задача сводится к решению системы нелинейных уравнений из-за нелинейной зависимости мощности от силы тока и напряжения. Наиболее часто установившиеся режимы ЭЭС описываются уравнениями узловых напряжений, представляемых в форме баланса силы токов:

$$\underline{Y}_{ii} \dot{U}_i - \sum_j \underline{Y}_{ij} \dot{U}_j = \frac{S_i^*}{U_i^*} + \underline{Y}_{i0} U_0, \quad i = \overline{1, n}, \quad (5.3)$$

или в форме баланса мощностей:

$$\underline{Y}_{ii} U_i^2 - U_i \sum_j \underline{Y}_{ij} \dot{U}_j = S_i + U_i \underline{Y}_{i0} U_0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (5.4)$$

Разработан большой класс методов решения этих уравнений [8, 11, 13, 15, 17, 26, 30, 35, 37, 62, 69].

Инженерная оценка параметров установившихся режимов при изучении процессов проектирования и эксплуатации ЭЭС может выполняться традиционными методами, реализуемыми вручную. Эти методы базируются главным образом на прямом использовании основных законов электрических цепей (Кирхгофа, Ома и Джоуля — Ленца) и методов их эквивалентных преобразований с широкой интерпретацией соотношений между параметрами режима с помощью векторных и круговых диаграмм [3, 19, 21, 53, 61, 63, 73, 75].

¹ Переход к междуфазному напряжению выполнен с допущением одинаковости угла сдвига фазного и междуфазного напряжений, что сделано в целях получения минимально упрощенного выражения мощности через междуфазное напряжение, которое опережает по фазе фазное напряжение соответствующей фазы на 30°. При анализе установившихся режимов электрических сетей это допущение значения не имеет. Однако в некоторых других случаях необходимо иметь в виду, что в формуле (5.2) комплекс силы тока нагрузки или генератора имеет аргумент, смещенный на 30° по отношению к действительному аргументу силы тока в линейных проводах [63, 75].

Весьма ценным свойством традиционных методов является их большая наглядность, простота толкований сущности электрических режимов, благодаря чему они широко применяются и в настоящее время. Кроме того, они имеют важное учебно-методическое значение, поскольку подготавливают студентов на переход к более совершенным и универсальным современным методам анализа электрических режимов.

Далее рассматриваются некоторые положения теории, наиболее используемые соотношения, реализуемые в традиционных инженерных методах расчета с применением числовых примеров для простых электрических сетей.

5.2. Анализ режима напряжений участка электрической сети

Под **участком (звеном) электрической сети** следует понимать участок ее схемы замещения, состоящий из одной продольной ветви с сопротивлением $\underline{Z} = R + jX$. Например, линия электропередачи или трансформатор (рис. 5.1) питает симметричную трехфазную электрическую нагрузку, заданную в конце участка полной силой тока \dot{I} или мощностью трех фаз («трехфазной мощностью») S_2 , которые потребляются сопротивлениями R_n, X_n нагрузки.

Примечание. Здесь и далее все параметры, относящиеся к началу участка (питающий конец схемы), отмечены индексом 1 или Н, а параметры, относящиеся к концу участка (приемный конец схемы) — индексом 2 или К.

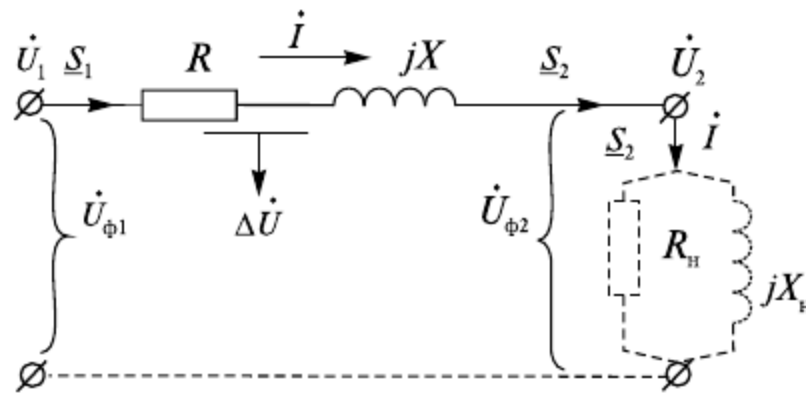


Рис. 5.1. Схема замещения фазы участка сети

При одинаковой нагрузке и сопротивлениях фаз силы тока в проводах (обмотках) участка будут равны и иметь одинаковый сдвиг по фазе:

$$\begin{aligned} i_a &= I_{ma} \sin(\omega t - \varphi_a) = I_m \sin(\omega t - \varphi); \\ i_b &= I_{mb} \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \varphi_b) = I_m \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \varphi); \\ i_c &= I_{mc} \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \varphi_c) = I_m \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \varphi) \end{aligned} \quad (5.5)$$

относительно соответствующих фазных напряжений в конце участка (индекс 2 для упрощения записи опущен):

$$\begin{aligned} u_a &= U_{ma} \sin(\omega t - \delta_a) = U_m \sin(\omega t - \delta); \\ u_b &= U_{mb} \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \delta_b) = U_m \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \delta); \end{aligned} \quad (5.6)$$

$$u_c = U_{mc} \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \delta_c) = U_m \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \delta).$$

В дальнейшем модули вращающихся векторов тока и напряжения принимаются равными действующим значениям $U = U_m / \sqrt{2}$, $I = I_m / \sqrt{2}$ вместо амплитудных.

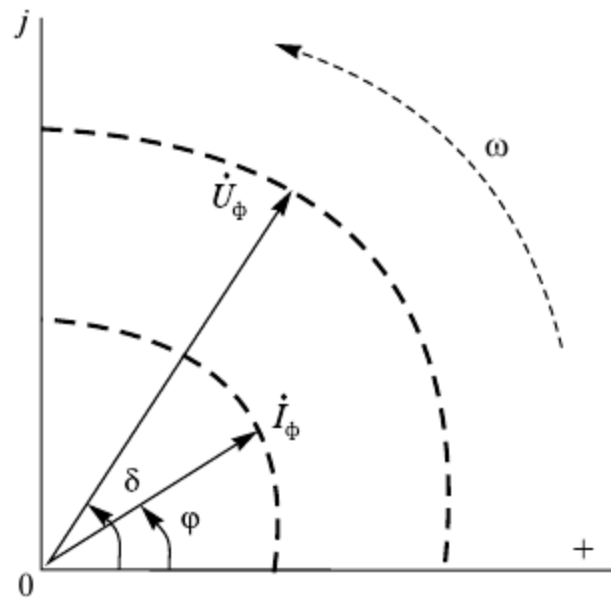


Рис. 5.2. Векторное изображение напряжения и тока

В связи с тем, что синусоидальные токи и напряжения в синхронно работающих ЭЭС изменяются с одинаковой частотой $\omega = 2\pi f$, фазовые углы векторов задаются в один момент времени (например на рис. 5.2 для напряжения \dot{U} фазовый угол будет δ , для силы тока \dot{I} — фазовый угол φ).

При расчетах симметричных рабочих режимов трехфазных сетей достаточно рассмотреть только одну фазу участка, т.е. анализировать токи и фазные напряжения для одной фазы, так как токи и напряжения других фаз имеют те же значения, но со сдвигом на $2/3\pi$ рад.

Переходя к фазным напряжениям, обратимся к схеме замещения участка (см. рис. 5.1). Вектор напряжения в конце линии $\dot{U}_{\Phi 2} = U_{\Phi 2} e^{j\delta}$ совместим с действительной осью. В этом случае $\delta = 0$ и $\dot{U}_{\Phi 2} = U_{\Phi 2}$.

При неизменной мощности нагрузки $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ определим силу тока в фазном проводе линии

$$\dot{I} = \underline{S}_2^* / 3U_{\Phi 2} = \frac{P_{\Phi 2}}{U_{\Phi 2}} - j \frac{Q_{\Phi 2}}{U_{\Phi 2}} = I_a - jI_p = I e^{-j\varphi}, \quad (5.7)$$

отстающий на угол φ от фазного напряжения (активно-индуктивная нагрузка), т.е. допустим, что известны $\dot{U}_{\Phi 2}$, I и φ , и необходимо определить угол δ между векторами $\dot{U}_{\Phi 1}$ и $\dot{U}_{\Phi 2}$. Расчет можно вести по току \dot{I} и по мощности нагрузки \underline{S}_2 .

В соответствии с законом Ома для участка цепи применительно к фазным напряжениям запишем:

$$\dot{U}_{\Phi 1} = U_{\Phi 2} + \dot{I} \underline{Z}. \quad (5.8)$$

Между напряжениями в начале $\dot{U}_{\phi 1}$ и конце $\dot{U}_{\phi 2}$ (см. рис. 5.1) существует некоторая разность как по величине, так и по фазе:

$$\Delta \dot{U}_{\phi} = \dot{I} \underline{Z} = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2} \quad (5.9)$$

и является падением напряжения и определяется разностью комплексных действующих значений фазных напряжений начала и конца участка сети. Заменяя в уравнении (5.9) комплексные величины \dot{I} и \underline{Z} на действительные и мнимые составляющие, получим

$$\Delta \dot{U}_{\phi} = (I_a - jI_p)(R + jX) = I_a R + I_p X + j(I_a X - I_p R). \quad (5.10)$$

Представим вектор падения напряжения $\Delta \dot{U}_{\phi}$ в виде составляющих: продольной (по направлению $U_{\phi 2}$)

$$\Delta U'_{\phi} = I_a R + I_p X = I(R \cos \varphi + X \sin \varphi); \quad (5.11)$$

поперечной (перпендикулярная к направлению $U_{\phi 2}$)

$$\delta U''_{\phi} = I_a X - I_p R = I(X \cos \varphi - R \sin \varphi). \quad (5.12)$$

Зная составляющие падения напряжения, можно определить в соответствии с выражением (5.8) вектор напряжения в начале участка:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi 1} &= U_{\phi 2} + \Delta \dot{U}_{\phi} = U_{\phi 2} + \Delta U'_{\phi} + j\delta U''_{\phi} = \\ &= U_{\phi 2} + (I_a R + I_p X) + j(I_a X - I_p R) = U_{\phi 1} e^{j\delta}, \end{aligned} \quad (5.13)$$

где модуль этого напряжения

$$U_{\phi 1} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U'_{\phi})^2 + (\delta U''_{\phi})^2} \quad (5.14)$$

и его фаза

$$\delta = \arctg \frac{\delta U''_{\phi}}{U_{\phi 2} + \Delta U'_{\phi}}. \quad (5.15)$$

Перепишем закон Ома для участка электрической сети (5.9) в следующем виде:

$$\dot{I} = (\dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2}) / \underline{Z} = \Delta \dot{U}_{\phi} / \underline{Z}. \quad (5.16)$$

Величину

$$\Delta U_{\phi} = |\dot{U}_{\phi 1}| - |\dot{U}_{\phi 2}|, \quad (5.17)$$

определяемую разностью модулей напряжений начала и конца участка, называют **потерей напряжения**.

Полученные выражения, характеризующие режим участка сети, отобразим геометрически с помощью векторной диаграммы фазных напряжений и токов (рис. 5.3). Построение начинаем от центра координат, откладывая по оси действительных величин вектор напряжения $\dot{U}_{\phi 2}$ и отстающий от него на угол φ вектор силы тока \dot{I} . С конца вектора $\dot{U}_{\phi 2}$ откладываем параллельно вектору силы тока \dot{I} вектор падения напряжения $\dot{I}R$ в активном сопротивлении. Вектор падения напряжения на индуктивном сопротивлении $j\dot{I}X$ направлен перпендикулярно вектору тока. Сумма этих векторов образует вектор падения напряжения $\Delta\dot{U}_{\phi}$. Таким образом получим треугольник падения напряжения abc . Соединив начало координат o и вершину c треугольника падения напряжения, получим вектор фазного напряжения $\dot{U}_{\phi 1}$ в начале участка (вектор oc), опережающий вектор $\dot{U}_{\phi 2}$ на угол δ . Вектор напряжения $\dot{U}_{\phi 1}$ в начале участка образуется геометрическим суммированием векторов $\dot{U}_{\phi 2}$ и $\Delta\dot{U}_{\phi}$. Из векторной диаграммы видно, что падение напряжения $\Delta\dot{U}_{\phi}$ (вектор ac) — это геометрическая разность между векторами напряжения начала $\dot{U}_{\phi 1}$ и конца $\dot{U}_{\phi 2}$ участка.

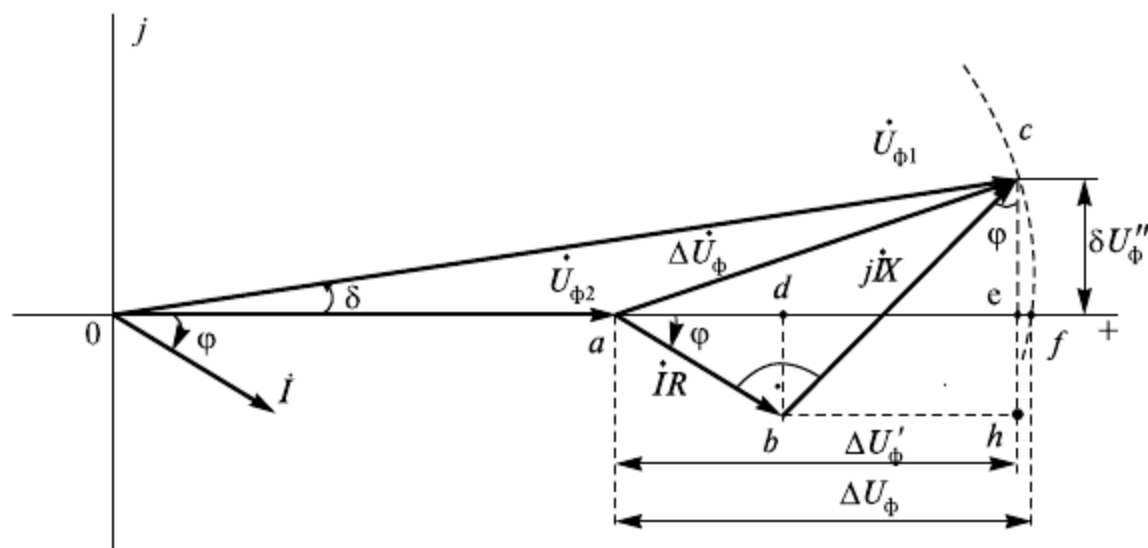


Рис. 5.3. Векторная диаграмма напряжений и тока фазы участка электрической сети

Потери напряжения — это алгебраическая разность модулей напряжений по концам участка, соответствует отрезку af (точка f получена в результате пересечения оси действительных величин с дугой, проведенной радиусом oc $U_{\phi 1}$).

Аналитические выражения составляющих падения напряжения (5.11) и (5.12) можно получить также из геометрических соотношений векторной диаграммы (рис. 5.3). Для продольной составляющей получим

$$\Delta U'_{\phi} = ad + de = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi, \quad (5.18)$$

для поперечной составляющей

$$\delta U''_{\phi} = ch - eh = IX \cos \varphi - IR \sin \varphi. \quad (5.19)$$

Для выполнения электрических расчетов удобнее применять линейные (межфазные) напряжения и «трехфазные» мощности. Для того чтобы перейти к этим величинам, умножим обе части формулы (5.13) на $\sqrt{3}$ и запишем в виде

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= U_2 + \sqrt{3}\Delta\dot{U}_\phi = U_2 + \Delta U' + j\delta U'' = \\ &= U_2 + \sqrt{3}(I_a R + I_p X) + j\sqrt{3}(I_a X - I_p R) = U_1 e^{j\delta}.\end{aligned}\quad (5.20)$$

Аналогично, учитывая соотношение между линейными и фазными напряжениями $U = \sqrt{3} U_\phi$, закон Ома (5.8) можно записать следующим образом:

$$\dot{I} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\sqrt{3}Z} = \frac{\Delta\dot{U}}{\sqrt{3}Z}. \quad (5.21)$$

Поскольку участок сети состоит только из продольного сопротивления (см. рис. 5.1), силы токов в начале и конце звена остаются неизменными.

Следует обратить внимание, что указанное вычисление междуфазных напряжений является условным. При этом правильно определяются только модули линейных напряжений, а их аргументы (фазы) условно принимаются такими же, как и для фазных значений напряжений. Для расчетов рабочих режимов электрических сетей принятое допущение не имеет значения. Однако это следует иметь в виду в тех случаях, когда необходимо знать действительные значения аргументов для линейных напряжений [63]. Вектор линейного напряжения опережает вектор \dot{U}_ϕ соответствующей фазы на 30° .

В результате замены в выражении (5.20) согласно уравнению (5.2) силы токов через параметры конца участка:

$$I_a = P_2 / \sqrt{3}U_2, \quad I_p = Q_2 / (\sqrt{3}U_2) \quad (5.22)$$

можно записать выражение (5.20), связывающее напряжения начала \dot{U}_1 и конца \dot{U}_2 участка, в следующем виде:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= U_2 + \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \\ &= U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} = U_1 e^{j\delta},\end{aligned}\quad (5.23)$$

где модуль (величина) линейного напряжения

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'_2)^2 + (\delta U''_2)^2} \quad (5.24)$$

и его фаза (с учетом приведенного замечания)

$$\delta = \arctg \frac{\delta U''_2}{U_2 + \Delta U'_2} \quad (5.25)$$

вычисляются по аналогичным выражениям (5.14) и (5.15) с фазными составляющими.

Влияние поперечной составляющей на модуль напряжения можно учесть приближенно [21, 63]:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U'_2 + \frac{(\delta U''_2)^2}{2(U_2 + \Delta U'_2)} \approx U_2 + \Delta U'_2 + \frac{(\delta U''_2)^2}{2U_{\text{ном}}}. \quad (5.26)$$

Если известны напряжение \dot{U}_1 и мощность \underline{S}_1 начала участка, то можно определить напряжение конца участка следующим образом:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta U'_1 - j\delta U''_1 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} - j \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1} = U_2 e^{j\delta}. \quad (5.27)$$

Значение (модуль) напряжения определяется точным выражением

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U'_1)^2 + (\delta U''_1)^2} \quad (5.28)$$

или приближенно по формуле

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U'_1 + \frac{(\delta U''_1)^2}{2(U_1 - \Delta U'_1)} \approx U_1 - \Delta U'_1 + \frac{(\delta U''_1)^2}{2U_{\text{ном}}}. \quad (5.29)$$

Отметим, что формулы (5.26) и (5.29) дают высокую степень точности определения U_1 и U_2 , и поэтому могут применяться во всех инженерных расчетах сетей [21].

Значение фазы находится в виде

$$\delta = \arctg \frac{-\delta U''_1}{U_1 - \Delta U'_1} \quad (5.30)$$

и по модулю равно величине (5.25), определяемой через параметры конца участка.

Для наглядности анализа напряжений выделим из векторной диаграммы (см. рис. 5.3) фрагмент, иллюстрирующий связь напряжений начала и конца участка (рис. 5.4). Здесь показан отдельно треугольник падений напряжения на комплексном сопротивлении \underline{Z} , вычисленный через параметры \underline{S}_2 , \dot{U}_2 конца участка:

$$\Delta \dot{U}_2 = \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}. \quad (5.31)$$

Дополним его треугольником падений напряжения (показан на рис. 5.4 пунктиром), вычисленный через параметры \underline{S}_1 , \dot{U}_1 начала участка:

$$\Delta \dot{U}_1 = \Delta U'_1 + j\delta U''_1 = \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} + j \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1}. \quad (5.32)$$

Необходимо отметить, что векторы падения напряжения $\Delta \dot{U}_1$ и $\Delta \dot{U}_2$ ориентированы относительно различных векторов напряжения: $\Delta \dot{U}_1$ относительно напряжения в начале, а $\Delta \dot{U}_2$ относительно напряжения в конце участка. Поэтому соответствующие одноименные составляющие падения напряжения, вычисленные по данным начала и конца участка, не равны друг другу:

$$\Delta U'_1 = \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} \neq \Delta U'_2 = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}; \quad (5.33)$$

$$\delta U''_1 = \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1} \neq \delta U''_2 = \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} \quad (5.34)$$

при равенстве модулей анализируемых падений напряжений (5.31) и (5.32):

$$|\Delta \dot{U}_1| = \sqrt{(\Delta U'_1)^2 + (\delta U''_1)^2} = |\Delta \dot{U}_2| = \sqrt{(\Delta U'_2)^2 + (\delta U''_2)^2}, \quad (5.35)$$

вычисленных по данным начала и конца участка.

Отмеченное представлено на векторных диаграммах (рис. 5.4), построенных по выражениям (5.23) и (5.27).

В общем случае в соответствии с законом Ома для участка сети применительно к междуфазным напряжениям

$$\Delta \dot{U} = \sqrt{3} \Delta \dot{U}_{\text{ср}} = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \Delta U' + j \delta U''; \quad (5.36)$$

компоненты вектора падения напряжения, аналогично (5.11) и (5.12), находят в виде

$$\begin{aligned} \Delta U' &= \sqrt{3} (I_a R + I_p X), \\ \delta U'' &= \sqrt{3} (I_a X - I_p R), \end{aligned} \quad (5.37)$$

где активную и реактивную составляющие тока вычисляют по выражению (5.2) через данные в начале или в конце звена.

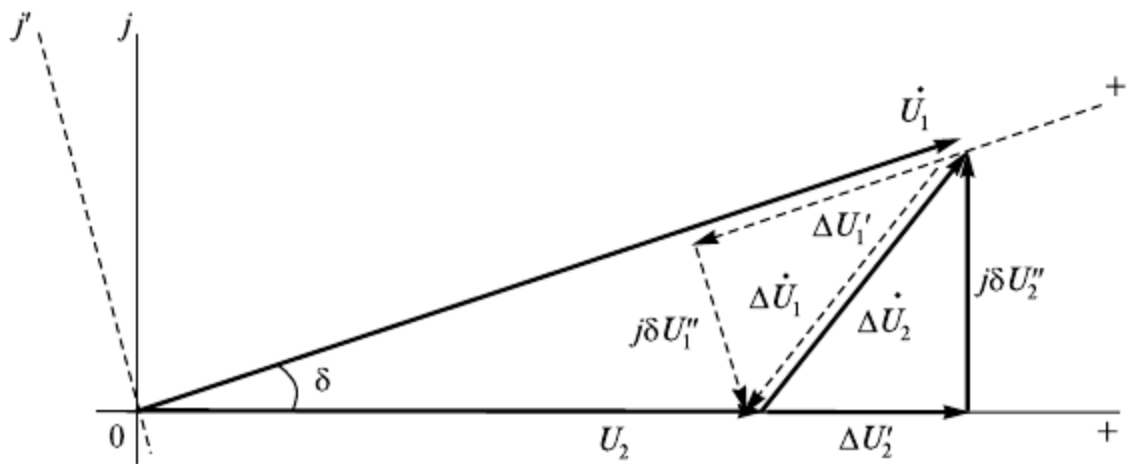


Рис. 5.4. Векторная диаграмма напряжений участка сети

Обратимся к графическому представлению (интерпретации) состояния напряжений. При анализе режима по данным конца звена (\dot{U}_2 , P_2 , Q_2) вектор напряжения \dot{U}_2 откладываем от начала координат в направлении оси действительных величин + (рис. 5.4), т.е. приравниваем его модулю. От конца вектора U_2 в том же направлении откладываем продольную составляющую падения напряжения $\Delta U'_2$, а перпендикулярно ей — вектор поперечной составляющей $\delta U''_2$. Суммирование обеих составляющих образует треугольник падения напряжения, гипотенуза которого является

модулем падения напряжения. При расчетах по данным начала участка (\dot{U}_1, P_1, Q_1) действительная ось $+$ совмещается с вектором \dot{U}_1 (рис. 5.4), тем самым координатные оси, поворачиваясь против хода часовой стрелки на угол δ , принимают новое положение $+$, j , в пространстве которых нужно от конца вектора \dot{U}_1 отложить в обратном направлении (вычесть) продольную составляющую падения напряжения $\Delta U'_1$, а затем перпендикулярно ему — поперечную составляющую падения напряжения $\delta U''_1$, сумма которых дает вектор $\Delta \dot{U}_1$ (рис. 5.4, пунктирные линии). Соединив конец вектора $\delta U''_1$ с началом координат, получим вектор напряжения \dot{U}_2 в конце звена.

Такое построение диаграмм напряжений с выделением треугольников падения напряжения отражает влияние отдельных составляющих комплексного сопротивления \underline{Z} участка и комплексной мощности \underline{S} (силы тока \dot{I}). Из векторной диаграммы следует, что при заданных активной P и реактивной Q мощностях в конце участка поперечная составляющая падения напряжения $\delta U''$ тем больше, чем больше реактивное сопротивление участка X его активного сопротивления R и, следовательно, тем больше угол сдвига δ между векторами напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 .

Как известно, для линий напряжением 110 кВ и выше (см. рис. 2.2) и всех силовых трансформаторов $X > R$, причем для ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, а также трансформаторов мощностью более 4 МВ·А $X \gg R$. Поэтому при значительных длинах таких линий или при работе сетей, содержащих эти элементы, с нагрузками, близкими к проектным, значения углов сдвига δ становятся большими, как правило, 15—25°, с увеличением δ в пределах 35—55° при увеличенной протяженности ЛЭП или передаче мощностей, близких к нормативным по статической устойчивости. В этих случаях учет поперечной составляющей $\delta U''$ вносит уточнения в расчеты напряжения, существенно превышающие погрешности информации о параметрах сети, а потому анализ электрических режимов должен выполняться с учетом поперечной составляющей падения напряжения. И, наоборот, для участков напряжением 110 кВ и менее $X \leq R$ угол δ небольшой (менее 3°). В этом случае с достаточной точностью (ошибка менее 0,5%) можно считать, что падение напряжения равно его продольной составляющей $\Delta U'$. Тогда формулы (5.23) и (5.27) упрощаются и приобретают вид

$$\begin{aligned} U_1 &\approx U_2 + \Delta U'_2 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}; \\ U_2 &\approx U_1 - \Delta U'_1 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1}. \end{aligned} \quad (5.38)$$

Такое упрощение вносит ошибку не более долей процента, а потеря напряжения приближенно определяется по формуле

$$\Delta U \approx \sqrt{3}(I_a R + I_p X) = (PR + QX) / U \approx (PR + QX) / U_{\text{ном}}, \quad (5.39)$$

где мощность и напряжение соответствуют одному и тому же узлу или подставляется номинальное напряжение участка.

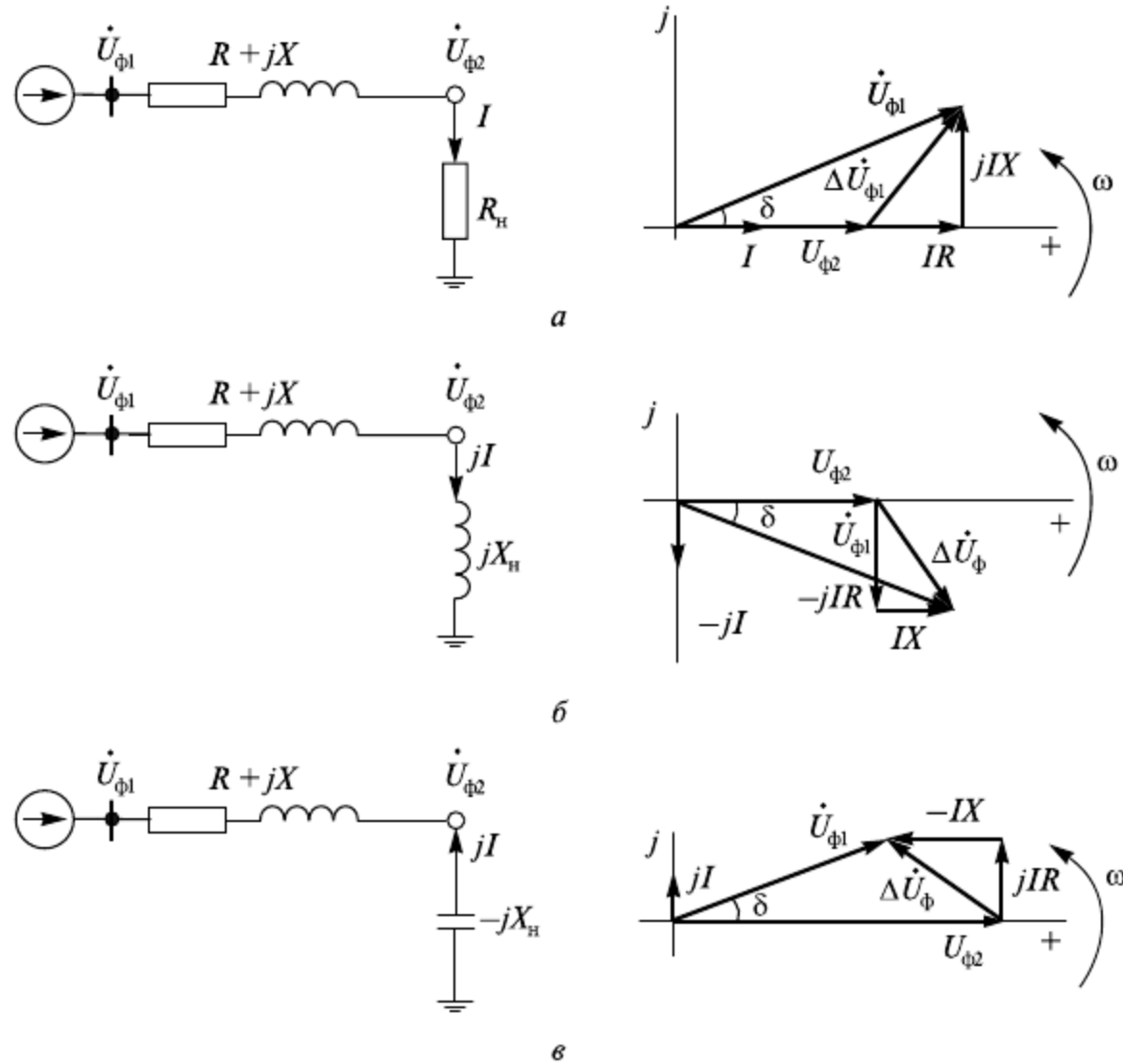


Рис. 5.5. Векторные диаграммы напряжений и силы токов участка сети для активной (а), индуктивной (б) и емкостной (в) нагрузки I

По векторной диаграмме (см. рис. 5.4) с учетом выражений (5.31) и (5.32) можно установить влияние активной и реактивной составляющих мощности (тока) участка или изменение его коэффициента мощности $\cos \varphi$ на падение и потерю напряжения при заданных значениях сопротивлений R и X . Видно, что при заданной (неизменной) активной мощности нагрузки и возрастании реактивной мощности Q (тока I_r) прямо пропорционально увеличивается продольная составляющая падения напряжения $\Delta U'$ и уменьшается ее поперечная составляющая $\delta U''$ (при $\delta > 0$ выполняется в большинстве случаев).

В результате возрастают падение и потери напряжения, угол сдвига δ уменьшается. И, наоборот, увеличение коэффициента мощности нагрузки $\cos \varphi_2$ уменьшает передаваемую по звену реактивную мощность Q_2 , а следовательно, и снижает падение и потерю напряжения на участке сети.

Характер нагрузки влияет на изменение напряжений в начале и конце звена. На рисунке 5.5 приведены векторные диаграммы фазных напряжений и токов участка сети с активно-индуктивным сопротивлением для активной (рис. 5.5, а), индуктивной (рис. 5.5, б) и емкостной (рис. 5.5, в) нагрузки I . Анализ данных частных случаев позволяет установить граничные состояния напряжений участка реальной сети, в пределах которых находятся наиболее распространенные общие случаи загрузки сети. Так, при активно-индуктивной нагрузке во всех случаях (при изменении $\cos \varphi$ от 1 до 0) напряжение \dot{U}_1 в начале участка больше напряжения \dot{U}_2 в конце, а вектор

напряжения \dot{U}_2 преобразуется из отстающего ($\delta < 0$) по отношению к вектору \dot{U}_1 в опережающий ($\delta > 0$). При активно-емкостной нагрузке вектор напряжения \dot{U}_1 в начале участка всегда опережает вектор напряжения \dot{U}_2 в конце участка, а модуль напряжения U_2 увеличивается (по мере приближения $\cos\varphi$ к 0) от значений $U_2 < U_1$ до $U_2 > U_1$.

Более тщательный анализ напряжений можно выполнить с помощью ЭВМ при неизменном модуле нагрузки ($I_n = \text{const}$) и переменном ее составе ($\cos\varphi_n = \text{var}$) [37, 60] или используя круговые диаграммы зависимостей мощности от величины и фазы напряжений [21, 73, 75].

5.3. Расчет и анализ установившегося режима участка электрической сети

В качестве участка может рассматриваться любой элемент трехфазной электрической сети (линия электропередачи, трансформатор и др.), в дальнейшем именуемый общим термином «электропередача». Предварительно рассмотрим участок — электропередачу, схема замещения которого состоит из одной продольной ветви с сопротивлением $\underline{Z} = R + jX$ (рис. 5.6).

Характеристика участка и его нагрузки были даны в подразделе 5.2.

Для энергетической характеристики работы электропередачи используем значения активной и реактивной мощности, предполагая их известными в начале $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$, или в конце $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ электропередачи. Другими словами, известны комплексные значения полной мощности трех фаз («трехфазная мощность») у передающего \underline{S}_1 или приемного \underline{S}_2 конца электропередачи. Для однозначности анализа полагаем также известными напряжения в начале \dot{U}_1 или в конце \dot{U}_2 участка.

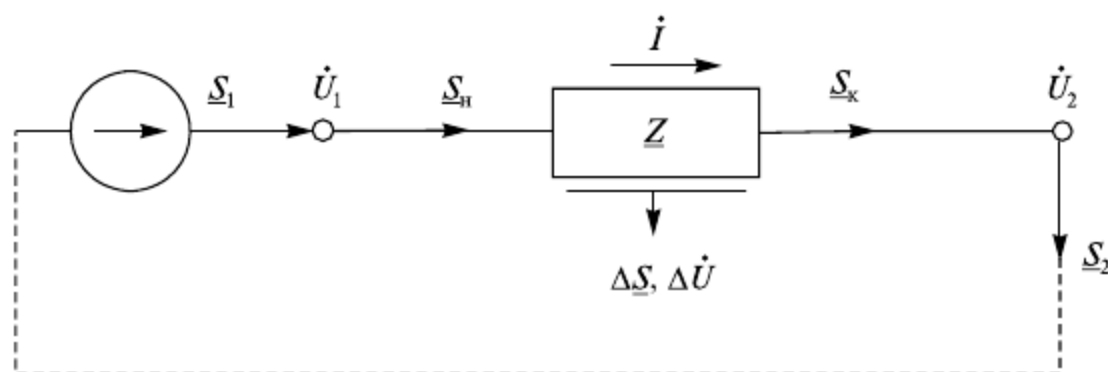


Рис. 5.6. Схема замещения участка сети с обозначением потоков мощности

В данном элементарном случае участок сети не содержит поперечных ветвей — шунтов, поэтому ток в начале и конце звена неизменный по величине и по фазе, а мощность источника (генерация) равна потоку мощности в начале звена ($\underline{S}_1 = \underline{S}_n$), так же как и мощность электропотребителя (нагрузки) равна мощности в конце звена ($\underline{S}_2 = \underline{S}_k$). Однако мощности по концам участка при силе тока $I \neq 0$ различаются на разность комплексных (векторов):

$$\Delta \underline{S} = \underline{S}_n - \underline{S}_k, \quad (5.40)$$

называемой **потерей мощности**. Причем это различие тем заметнее, чем больше модуль (абсолютная величина) падения напряжения:

$$\Delta U = |\Delta \dot{U}| = |\dot{U}_1 - \dot{U}_2|,$$

именуемый **потерей напряжения**. Характеристика и вычисление показателей, определяющих режим напряжения, были приведены в подразделе 5.2.

Расчет и анализ взаимосвязи мощностей и напряжений по концам участка посредством показателей $\Delta \underline{S}$ и $\Delta \dot{U}$ и определяет способ (характер процесса) расчета его электрического режима.

Расчет по данным, характеризующим начало участка. Известны мощность и напряжение в начале участка \underline{S}_1 и \dot{U}_1 ; требуется определить мощность и напряжение в конце участка \underline{S}_2 и \dot{U}_2 . На практике этот случай имеет место тогда, когда возникает необходимость передачи заданной мощности источника (электростанции), при фиксированном напряжении на его шинах, в приемную систему или узел потребления. При этом следует определить, каковы будут затраты (потери) мощности и напряжение на приемном конце электропередачи. Полагаем, что нагрузка имеет активно-индуктивный характер (ток звена \dot{I} отстает от напряжения \dot{U}_1 на угол φ). Тогда комплексное значение полной мощности в начале участка будет

$$\underline{S}_n = \underline{S}_1 = 3\dot{U}_{\phi 1} \dot{I}_{\phi}^* = \sqrt{3}\dot{U}_1 \dot{I}^* = P_1 + jQ_1. \quad (5.41)$$

Откуда комплексное значение полной силы тока

$$\dot{I}^* = \underline{S}_1 / (3\dot{U}_{\phi 1}) \quad \text{или} \quad \dot{I} = \underline{S}_1^* / (3\dot{U}_{\phi 1}^*) = \underline{S}_1^* / (\sqrt{3}\dot{U}_1^*) \quad (5.42)$$

и значения его составляющих

$$\dot{I} = I_a - jI_p = \underline{S}_1^* / (\sqrt{3}\dot{U}_1^*) = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_1 U_1' + Q_1 U_1''}{(U_1')^2 + (U_1'')^2} - j \frac{Q_1 U_1' - P_1 U_1''}{(U_1')^2 + (U_1'')^2} \right) \quad (5.43)$$

вычисляют точно через известные мощность \underline{S}_1 и напряжение \dot{U}_1 в начальном узле схемы. По этой же причине имеется возможность точно вычислить зависящие от силы тока потери мощности $\Delta \underline{S}$ и падение напряжения $\Delta \dot{U}$, а потому расчет режима участка выполняется в один этап от начала к концу звена, т.е. реализуется прямая (точная) процедура расчета.

Коэффициент мощности в начале ветви

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = Q_1 / P_1 \quad \text{или} \quad \cos \varphi_1 = P_1 / S_1. \quad (5.44)$$

Предположим, что известно напряжение $U_{\phi 1}$ (его замер) в начале звена. Тогда при известной мощности \underline{S}_1 можно точно определить силу тока ветви в виде

$$\dot{I} = \underline{S}_1^* / (3\dot{U}_{\phi 1}) = \underline{S}_1^* / (\sqrt{3}\dot{U}_1) = (P_1 - jQ_1) / (\sqrt{3}\dot{U}_1) = I_a - jI_p. \quad (5.45)$$

При протекании тока \dot{I} по участку с сопротивлением \underline{Z} происходит потеря активной и реактивной мощностей, которые в соответствии с законом Джоуля — Ленца запишем через составляющие силы тока:

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = 3(I_a^2 + I_p^2)(R + jX), \quad (5.46)$$

или, пользуясь значениями активной и реактивной мощности в соответствии с уравнением (5.45), запишем:

$$\Delta \underline{S} = S_n^2 \underline{Z} / U_1^2 = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_1^2} (R + jX), \quad (5.47)$$

откуда потери активной и реактивной мощности

$$\Delta P = 3(I_a^2 + I_p^2)R = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_1^2} R; \quad (5.48)$$

$$\Delta Q = 3(I_a^2 + I_p^2)X = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_1^2} X.$$

Множитель «3» исчез, поскольку выполнена подстановка модуля силы тока, вычисленного через линейное напряжение $U = \sqrt{3}U_\phi$.

Поток мощности в конце ветви меньше на величину потерь

$$\begin{aligned} \underline{S}_k &= \underline{S}_2 = \underline{S}_n - \Delta \underline{S} = P_n + jQ_n - \Delta P - j\Delta Q = \\ &= P_n - \Delta P + j(Q_n - \Delta Q) = P_k + jQ_k. \end{aligned} \quad (5.49)$$

Сила тока в продольном участке сети наряду с потерями мощности вызывает падение напряжения (см. подраздел 5.2)

$$\Delta \dot{U}_1 = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \dot{S}_1^* \underline{Z} / U_1 = \Delta U_1' + j\delta U_1'',$$

на величину которого (в соответствии с указанным направлением силы тока) напряжение в конце участка меньше напряжения в начале

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U}_1 = U_1 - \Delta U_1' - j\delta U_1'' = U_2 e^{j\delta}, \quad (5.50)$$

где модуль и фаза напряжения приемного конца электропередачи определяются по формулам (5.28) и (5.30). Составляющие вектора падения напряжения $\Delta \dot{U}_1$ можно найти по выражениям, использующим силу тока (5.37) или мощность начала участка (5.32).

Режим напряжения данного участка сети можно характеризовать с помощью векторной диаграммы (см. рис. 5.4), построенной в координатных осях $+$, j .

С учетом найденного напряжения \dot{U}_2 мощность в конце звена (5.49) можно также записать в виде

$$\underline{S}_k = \underline{S}_2 = 3\dot{U}_{\phi 2}^* \dot{I}_\phi = \sqrt{3}\dot{U}_2^* \dot{I} = P_2 + jQ_2. \quad (5.51)$$

Откуда с учетом формулы (5.42) получим очень важное выражение для силы тока звена

$$\dot{I} = \dot{S}_1^* / (3\dot{U}_{\phi 1}) = \dot{S}_2^* / (3\dot{U}_{\phi 2}) = I_a - jI_p, \quad (5.52)$$

или в записи через линейные напряжения (с учетом отмеченного ранее допущения) имеем

$$\dot{I} = \dot{S}_1^* / (\sqrt{3}\dot{U}_1) = \dot{S}_2^* / (\sqrt{3}\dot{U}_2) = I_a - jI_p, \quad (5.53)$$

т.е. силу тока можно вычислить по данным начала или конца звена.

Таким образом, силу тока участка сети можно вычислить через мощность и напряжение в начале или конце звена.

Рабочий режим участка сети можно характеризовать распределением полной мощности по участку (см. рис. 5.6) и соответствующей векторной диаграммой (рис. 5.7), отражающей связь мощностей начала, конца участка и потерь в нем посредством балансового соотношения (5.49).

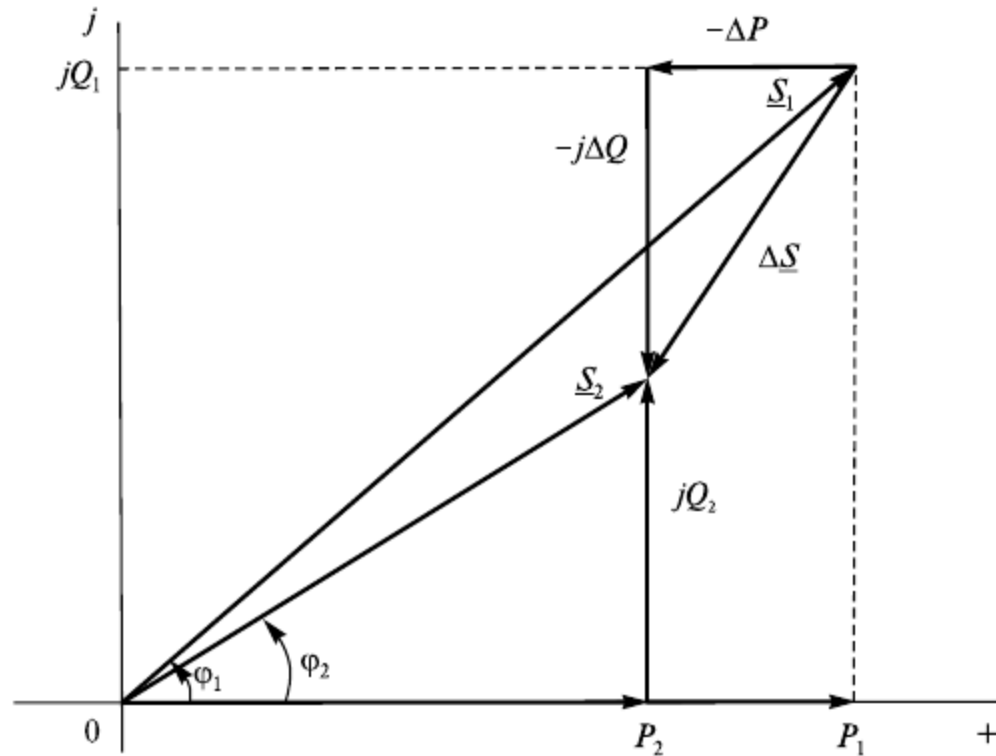


Рис. 5.7. Векторная диаграмма мощностей для участка сети

В соответствии с последним из исходного вектора мощности начала участка \underline{S}_1 , откладывая параллельно оси абсцисс, вычитаем вектор потерь активной мощности ΔP . С конца вектора ΔP , откладывая параллельно оси ординат, вычитаем вектор потерь реактивной мощности $j\Delta Q$. В итоге полученный вектор $\Delta \underline{S}$ вычитаем из вектора \underline{S}_1 . Соединив конец вектора $\Delta \underline{S}$ с началом координат, получим вектор мощности \underline{S}_2 в конце участка с составляющими P_2 и jQ_2 . Углы наклона φ_1 и φ_2 векторов мощности \underline{S}_1 и \underline{S}_2 к оси вещественных величин определяют значения коэффициента мощности. В частности, в конце участка имеем

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = Q_2 / P_2 \text{ или } \cos \varphi_2 = P_2 / S_2. \quad (5.54)$$

Коэффициент полезного действия участка сети, %

$$\eta = P_2 \cdot 100 / P_1 = (P_1 - \Delta P) \cdot 100 / P_1 = (1 - \frac{\Delta P}{P_1}) \cdot 100, \quad (5.55)$$

т.е. снижение потерь активной мощности увеличивает КПД электрической сети.

Расчет режима по данным, характеризующим конец участка. Полагаем известными мощность и напряжение в конце участка \underline{S}_2 и U_2 . $\underline{S}_2 = \text{const}$, $U_2 = \text{const}$. Требуется определить мощность \underline{S}_1 и напряжение \dot{U}_1 в начале участка. Этот случай встречается на практике тогда, когда, например, задана нагрузка потребителя и необходимо определить напряжение \dot{U}_1 источника питания, при котором будет обеспечено требуемое напряжение \dot{U}_2 у потребителя. При этом также выясняется, каковы затраты (потери) мощности на передачу электропотребителю необходимой мощности.

В общем случае принимаем, что заданная электрическая нагрузка в конце участка активно-индуктивная:

$$\underline{S}_2 = 3\dot{U}_{\phi 2}^* \dot{I}_{\phi} = \sqrt{3}\dot{U}_2^* \dot{I} = P_2 + jQ_2, \quad (5.56)$$

и поскольку ток \dot{I} звена неизменен и равен току нагрузки, его значение вычисляют точно через заданные мощности \underline{S}_2 и напряжение \dot{U}_2 в конечном узле схемы:

$$\dot{I} = \dot{S}_2 / (3\dot{U}_{\phi 2}) = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_2} = I_a - jI_p, \quad (5.57)$$

где составляющие комплексного полного тока можно выразить аналогично уравнению (5.43) через составляющие мощности $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ и напряжения $\dot{U}_2 = U_2' + jU_2''$ в следующем виде:

$$I_a = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_2 U_2' + Q_2 U_2''}{(U_2')^2 + (U_2'')^2}; \quad I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{Q_2 U_2' - P_2 U_2''}{(U_2')^2 + (U_2'')^2}. \quad (5.58)$$

Поскольку напряжение в узле задается, как правило, вещественным модулем U_2 (например, в результате измерения напряжения), то выражение для силы тока (5.57) примет следующий частный вид:

$$\dot{I} = \dot{S}_2 / (\sqrt{3}U_2) = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2} - j \frac{Q_2}{\sqrt{3}U_2} = I_a - jI_p. \quad (5.59)$$

Точность вычисления тока звена, как и в предыдущем случае, определяет прямой характер расчета, в один этап от конца к началу участка.

Теперь потери мощности можно определить следующим образом:

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = 3(I_a^2 + I_p^2)(R + jX)$$

или через известные составляющие мощности

$$\Delta \underline{S} = \frac{S_k^2}{U_2^2} (R + jX) = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} (R + jX). \quad (5.60)$$

Откуда потери активной и реактивной мощности

$$\Delta P = 3(I_a^2 + I_p^2)R = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} R,$$

$$\Delta Q = 3(I_a^2 + I_p^2)X = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} X. \quad (5.61)$$

Падение напряжения на участке сети

$$\Delta \dot{U}_2 = \Delta U_2' + j\delta U_2'' = \sqrt{3} \dot{I} Z = \sqrt{3}(I_a - jI_p)(R + jX), \quad (5.62)$$

или через известные составляющие мощности

$$\Delta \dot{U}_2 = \Delta U_2' + j\delta U_2'' = \dot{S}_k^* Z / U_2 = \frac{P_k - jQ_k}{U_2} (R + jX). \quad (5.63)$$

Откуда продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения, ориентированные относительно вектора напряжения \dot{U}_2 конца участка, вычисляются по формулам (5.37) или (5.31).

В соответствии с известным направлением потока (тока) от начала к концу звена (см. рис. 5.6) мощность в начале звена $\underline{S}_н$ больше мощности в конце $\underline{S}_к$ на величину потерь $\Delta \underline{S}$:

$$\begin{aligned} \underline{S}_н = \underline{S}_1 = \underline{S}_к + \Delta \underline{S} &= P_k + jQ_k + \Delta P + j\Delta Q = \\ &= P_k + \Delta P + j(Q_k + \Delta Q) = P_н + jQ_н, \end{aligned} \quad (5.64)$$

а напряжение в начале звена \dot{U}_1 больше напряжения в конце на величину падения $\Delta \dot{U}_2$

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta \dot{U}_2 = U_2 + \Delta U_2' + j\delta U_2'' = U_1 \angle \delta,$$

где модуль и фазу напряжения передающего конца электропередачи вычисляют по формулам (5.24) и (5.25).

С учетом найденного напряжения \dot{U}_1 мощность в начале звена можно выразить в виде

$$\underline{S}_н = \underline{S}_1 = 3\dot{U}_{\phi 1}^* \dot{I}_\phi = \sqrt{3}U_1^* \dot{I} = P_1 + jQ_1,$$

откуда с учетом (5.57) получим

$$\dot{I} = \dot{S}_1 / (\sqrt{3}U_1) = \dot{S}_2 / (\sqrt{3}U_2),$$

т.е., как и в предыдущем случае, силу тока звена можно вычислить как по данным начала, так и по данным конца звена.

Векторная диаграмма напряжений, интерпретирующая электрическое состояние звена, для данного случая может быть приведена в координатах $+$, j (см. рис. 5.4).

Балансовые соотношения для мощностей (5.64) можно отразить с помощью векторной диаграммы (рис. 5.8). К исходному вектору \underline{S}_2 параллельно оси действительных величин суммируется вектор ΔP , от конца которого параллельно оси мнимых величин прибавляется вектор $j\Delta Q$. Вектор суммарных потерь $\Delta \underline{S}$ в сумме с вектором \underline{S}_2 образует вектор мощности \underline{S}_1 в начале звена с составляющими P_1 и jQ_1 .

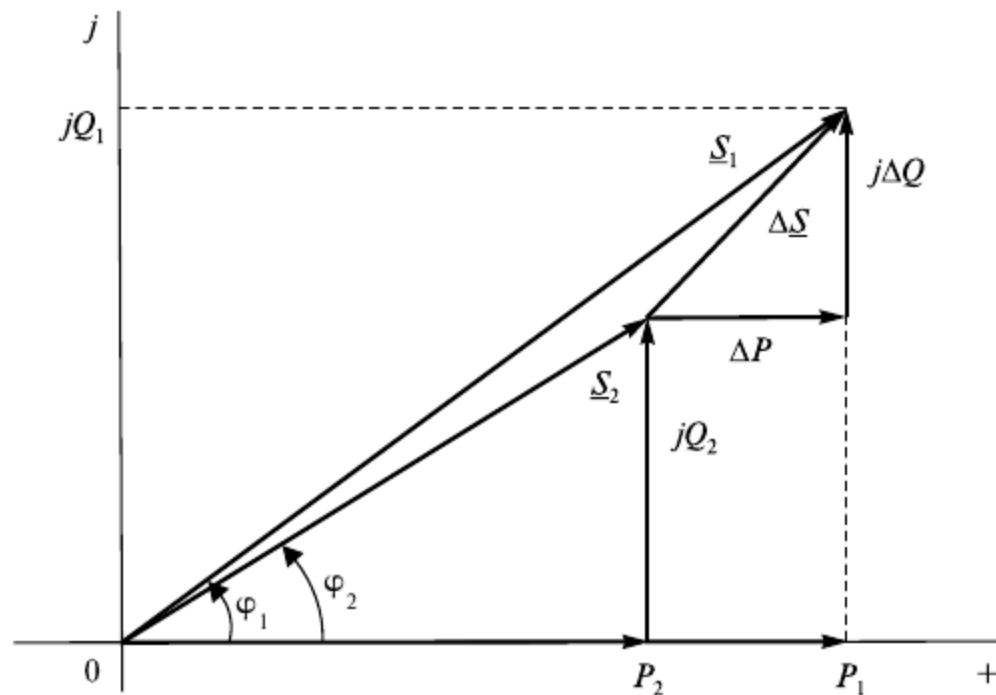


Рис. 5.8. Векторная диаграмма мощностей для участка сети

Отметим, что в векторных диаграммах имеем равные треугольники потерь мощности (см. рис. 5.7 и 5.8). То есть потери мощности, вычисленные по данным начала и конца участка, одинаковы. Или, обобщая выражения (5.46), (5.48) и (5.61), получаем

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R = \left(\frac{S_{\text{н}}}{U_1}\right)^2 R = \left(\frac{S_{\text{к}}}{U_2}\right)^2 R; \\ \Delta Q &= 3I^2 X = \left(\frac{S_{\text{н}}}{U_1}\right)^2 X = \left(\frac{S_{\text{к}}}{U_2}\right)^2 X,\end{aligned}\tag{5.65}$$

из которых следует, что потери мощности зависят от квадрата величины (модуля) тока или мощности и не зависят от характера (коэффициента) мощности нагрузки.

Коэффициенты мощности по концам звена и его КПД определяют так же, как и в предыдущем случае.

Рассматривая вопросы, связанные с расчетом напряжений и потоков мощностей, необходимо отметить, что представленные случаи являются наиболее простыми и вместе с тем наиболее точными, так как мощность и напряжение известны для одного конца звена, а потому ток и определяемые им значения потерь мощности ΔS и падения напряжения $\Delta \dot{U}$ вычисляют точно, что позволяет напрямую связать напряжения и мощности по концам электропередачи. Однако наряду с этим существуют другие случаи, когда, например, очень часто известно напряжение и мощность, относящиеся к разным концам звена (электропередачи), например напряжение — в начале, а мощность — в конце звена. Требуется определить напряжение в конце электропередачи и поток мощности в ее начале. Трудность заключается в том, что для определения падения напряжения требуются значения мощности и напряжения, соответствующие одному узлу, например, в конце электропередачи, чего нет в указанном случае. В общем случае напряжение в конце звена U_2 можно найти решением нелинейного уравнения

$$U_1^2 = \left(U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} \right)^2, \quad (5.66)$$

составленного на основе выражения (5.23).

Данное уравнение является биквадратным относительно U_2 и, наверное, можно найти его аналитическое решение.

В тех случаях, когда допустимо не учитывать поперечную составляющую падения напряжения, нелинейное уравнение (5.66) упростится до квадратичного уравнения вида

$$U_2^2 - U_1 U_2 + P_2 R + Q_2 X = 0,$$

решение которого можно получить напрямую по формуле Виета.

Однако так не делается. Обычно для получения решения используют итерационные методы (например метод простой итерации). Применение метода последовательных приближений рассматривается далее.

Расчет по заданной мощности конца участка (звена) $\underline{S}_2 = \text{const}$ и по напряжению начала $U_1 = \text{const}$ (см. рис. 5.6). Требуется определить мощность в начале участка \underline{S}_1 и напряжение в его конце \dot{U}_2 .

Этот случай наиболее распространенный, так как обычно задана мощность электропотребителя \underline{S}_2 , подключенная через звено-электропередачу (линия, трансформатор) к шинам источника питания (электростанция, понижающая подстанция) с известным напряжением \dot{U}_1 .

В данном случае расчет ведут методом последовательных приближений (итераций), так как силу тока нагрузки звена

$$\dot{I}^{(0)} = \underline{S}_2^* / (\sqrt{3} U_2^{(0)}) = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_2^{(0)}} - j \frac{Q_2}{\sqrt{3} U_2^{(0)}} = I_a^{(0)} - j I_p^{(0)}, \quad (5.67)$$

определяющего потери мощности и падение напряжения в нем, можно определить только приближенно¹, через начальное значение напряжения $U_2^{(0)}$. Если нет никаких соображений по выбору $U_2^{(0)}$, то принимаем его равным номинальному напряжению сети.

Тогда, зная начальное (нулевое) приближение силы тока $\dot{I}_2^{(0)}$, можно найти потери мощности

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = 3 \left(I^{(0)} \right)^2 (R + jX) = \left(\frac{\underline{S}_2}{U_2^{(0)}} \right)^2 (R + jX) = \Delta P^{(1)} + j \Delta Q^{(1)}, \quad (5.68)$$

с помощью которых определяем первое приближение потока мощности в начале звена

$$\underline{S}_H^{(1)} = \underline{S}_1^{(1)} + \Delta \underline{S}^{(1)} = P_1 + \Delta P^{(1)} + j(Q_1 + \Delta Q^{(1)}) = P_H^{(1)} + jQ_H^{(1)}, \quad (5.69)$$

где потери активной и реактивной мощности приближенно определяют как

¹ Именно нелинейная зависимость силы тока звена от искомого напряжения или заданной мощности от искомого напряжения и силы тока определяет приближенный (итерационный) характер данной задачи.

$$\begin{aligned}\Delta P^{(1)} &= 3 \left(I^{(0)} \right)^2 R = \left(\frac{S_2^2}{(U_2^{(0)})^2} \right) R; \\ \Delta Q^{(1)} &= 3 \left(I^{(0)} \right)^2 X = \left(\frac{S_2^2}{(U_2^{(0)})^2} \right) X.\end{aligned}\quad (5.70)$$

Балансовые соотношения (5.69) отражены графически векторной диаграммой (см. рис. 5.8). Теперь в начальном узле известны и мощность, и напряжение, что позволяет уточнить силу тока звена

$$\dot{I}^{(1)} = \dot{S}_1^{(1)} / (\sqrt{3} \dot{U}_1) = \frac{P_1^{(1)}}{\sqrt{3} U_1^{(1)}} - j \frac{Q_1^{(1)}}{\sqrt{3} U_1^{(1)}} = I_a^{(1)} - j I_p^{(1)} \quad (5.71)$$

и определить в первом приближении напряжение в конце звена.

Тогда, учитывая направление тока от начала к концу электропередачи, получаем

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \sqrt{3} \dot{I}^{(1)} \underline{Z} = U_1 - \Delta U_1' - j \delta U_1'' = U_2^{(1)} \angle \delta^{(1)}, \quad (5.72)$$

где модуль и фазу напряжения

$$\begin{aligned}U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U_1')^2 + (\delta U_1'')^2}; \\ \delta &= \arctg \frac{-\delta U_1''}{U_1 - \Delta U_1'}\end{aligned}\quad (5.73)$$

вычисляют (уточняют на следующей итерации) через значения продольной и поперечной составляющих падения напряжения:

$$\begin{aligned}\Delta U_1' &= \sqrt{3} \left(I_a^{(1)} R + I_p^{(1)} X \right) = \left(P_n^{(1)} R + Q_n^{(1)} X \right) / U_1; \\ \delta U_1'' &= \sqrt{3} \left(I_a^{(1)} X - I_p^{(1)} R \right) = \left(P_n^{(1)} X - Q_n^{(1)} R \right) / U_1.\end{aligned}\quad (5.74)$$

Графическая интерпретация режима напряжения представляется в координатах $+$, j (см. рис. 5.4).

На этом первое приближение (итерация) расчета заканчивается. Для уточнения значения напряжения \dot{U}_2 и потерь мощности $\Delta \underline{S}$ необходимо повторить расчет. При этом, вместо начальных приближений напряжения ($U_2^{(0)}$, $\delta^{(0)} = 0$), нужно использовать более точные значения $U_2^{(1)}$ и $\delta^{(1)}$, уточнив по уравнению (5.53) силу тока нагрузки. Расчет следует повторять до тех пор, пока поправка напряжений (разность между модулями напряжений U_2 k -го и $(k+1)$ -го приближений) не будет превышать допустимую погрешность ε :

$$\delta U^{(k+1)} = \left| U_2^{(k+1)} - U_2^{(k)} \right| \leq \varepsilon. \quad (5.75)$$

В расчетах, выполняемых вручную, ограничиваются, как правило, одним-двумя приближениями, подставляя модуль напряжения U_2^k очередной k -й итерации в формулы (5.70) и (5.71) для уточнения потерь мощности и падения напряжения (5.74).

Расчет по заданной мощности начала электропередачи $\underline{S}_1 = \underline{S}_n = \text{const}$ и по напряжению конца $U_2 = \text{const}$ (см. рис. 5.6). Требуется определить мощность в конце электропередачи \underline{S}_2 и напряжение в ее начале \dot{U}_1 .

В этом случае необходимо выяснить мощность, поступающую в приемную систему (конец электропередачи) с известным напряжением, и при каком напряжении источника \dot{U}_1 можно осуществить передачу заданной мощности \underline{S}_1 от отдельной электростанции (см. рис. 5.6).

Как и в предыдущем случае, расчет начинается с узла, в котором известна мощность. Силу тока в генерирующем узле можно найти приближенно:

$$I^{(0)} = \frac{\dot{S}_1^{(1)}}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} = \frac{P_1}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} - j \frac{Q_1}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} = I_a^{(0)} - jI_p^{(0)}, \quad (5.76)$$

по начальному (нулевому) приближению напряжения, например, равному номинальному. Поэтому расчет выполняют итерационно (методом последовательных приближений).

Потери (затраты) мощности, связанные с передачей заданной мощности, можно определить приближенно:

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 (R + jX) = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}} \right)^2 (R + jX) = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)} \quad (5.77)$$

равно как и поток мощности в конце электропередачи

$$\underline{S}_k^{(1)} = \underline{S}_2^{(1)} = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S}^{(1)} = P_1 - \Delta P^{(1)} + j(Q_1 - \Delta Q^{(1)}) = P_2 + jQ_2, \quad (5.78)$$

где составляющие потерь мощности $\Delta \underline{S}^{(1)}$ вычисляют по формуле вида (5.70):

$$\begin{aligned} \Delta P^{(1)} &= 3(I^{(0)})^2 R = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}} \right)^2 R, \\ \Delta Q^{(1)} &= 3(I^{(0)})^2 X = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}} \right)^2 X. \end{aligned} \quad (5.79)$$

Соотношения для мощностей отражаются векторной диаграммой (см. рис. 5.7).

Теперь в приемном конце электропередачи известны мощность и напряжение, что дает возможность уточнить силу тока по параметрам конца звена:

$$\dot{I}^{(1)} = \dot{S}_2^{(1)} / (\sqrt{3}U_2) = \frac{P_2^{(1)}}{\sqrt{3}U_2} - j \frac{Q_2^{(1)}}{\sqrt{3}U_2} = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)} \quad (5.80)$$

и, соответственно, определить первое приближение напряжения в начале электропередачи. Тогда, учитывая фактическое направление тока от начала к концу звена, получим:

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_2 + \sqrt{3} \dot{I}^{(1)} \underline{Z} = U_2 + \Delta U_2' + j\delta U_2'' = U_1^{(1)} \angle \delta^{(1)}, \quad (5.81)$$

где модуль и фазу напряжения:

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2')^2 + (\delta U_2'')^2};$$

$$\delta^{(1)} = \arctg \frac{\delta U_2''}{U_2 + \Delta U_2'}$$

можно найти через очередное приближение продольной и поперечной составляющих напряжения (5.32), (5.37):

$$\Delta U_2' = \sqrt{3} (I_a^{(1)} R + I_p^{(1)} X) = \frac{P_2^{(1)} R + Q_2^{(1)} X}{U_2};$$

$$\delta U_2'' = \sqrt{3} (I_a^{(1)} X - I_p^{(1)} R) = \frac{P_2^{(1)} X - Q_2^{(1)} R}{U_2}.$$

Связь напряжений начала и конца электропередачи (5.81) в виде векторной диаграммы представляется в координатах $+$, j (см. рис. 5.4).

На этом завершается первая итерация расчета электрического режима электропередачи. При необходимости уточнения режима расчет повторяется с заменой начального приближения напряжения $U_1^{(0)}$ на вычисленное $U_1^{(1)}$ и т.д. Окончание итерационного процесса контролируется по критерию (5.75).

Сравнивая способы расчета параметров электрического режима участка сети с различными исходными данными, отметим, что результаты расчета, соответствующие третьему и четвертому случаям, менее точны, чем в первом и во втором случаях. Однако при достаточном количестве итераций (практически достаточно двух-трех) результаты приближаются к точным и с приемлемой погрешностью совпадают с ними.

Контрольные вопросы

1. Сформулируйте понятие «электрическая сеть». В чем ее назначение?
2. Какая основная задача расчета и анализа установившегося режима (состояния электрического равновесия) устройств передачи электрической энергии?
3. Какие основные показатели режима, характеризующие электрическое состояние участка сети?
4. Как представляется электрическая сеть при расчете установившихся режимов? Какие данные необходимы для расчетов?
5. В чем причина нелинейности математического описания задачи расчета установившегося режима?

6. В чем отличие задачи расчета установившегося режима электрической сети от классической задачи расчета электрической цепи?
7. При каких условиях установившийся режим трехфазной электрической сети называется симметричным?
8. Запишите выражение полной мощности для трехфазной электрической цепи. Как вычислить активную и реактивную мощность одно- и трехфазной электроустановки?
9. Запишите выражение силы тока для фазы нагрузки трехфазной сети через фазное и межфазное напряжения. Какое допущение при этом используется?
10. Каково значение расчетов параметров установившихся электрических режимов, выполняемых вручную?
11. Как учитывается трехфазная сеть? Какие параметры ее электрического состояния анализируются при расчете установившихся симметричных режимов?
12. В чем состоит отличие понятий «потеря напряжения» и «падение напряжения»? Что называется продольной и поперечной составляющими падения напряжения, отклонением напряжения?
13. Какие выражения характеризуют взаимосвязь параметров электрического режима и схемы замещения трехфазной сети?
14. Запишите выражения падения напряжения и его составляющих через токи и мощность. Каковы различные записи закона Ома для участка сети?
15. Как геометрически (векторно) связаны продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения? Почему они не одинаковы при расчете их по данным начала и конца звена?
16. Каковы отличия векторных диаграмм напряжения при задании параметров в начале и конце участка сети?
17. Какое допущение используется при вычислении междофазных напряжений?
18. Когда можно пренебречь поперечной составляющей падения напряжения и продольную составляющую падения напряжения приравнять потере напряжения?
19. Какие факторы определяют взаимное положение векторов токов и напряжений по концам участка сети?
20. Как влияет характер электрической нагрузки (коэффициент мощности) на взаимное положение векторов напряжений по концам участка сети?
21. В каком соотношении находятся продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения на участке сети при примерном равенстве его активного и индуктивного сопротивлений?
22. Как приближенно учесть влияние поперечной составляющей падения напряжения на модуль (значение) напряжения?
23. Как влияет при неизменном $\cos \varphi$ нагрузки изменение площади сечения проводов и протяженности линии на фазовый сдвиг векторов напряжений?
24. К каким изменениям векторных диаграмм сил токов и напряжений электропередачи приводит увеличение нагрузки на ее приемном конце?
25. Какие параметры электрического режима связывают мощности и напряжения по концам электропередачи?
26. Запишите выражение силы тока звена по данным его передающего и приемного концов. В каком случае сила тока звена будет определена точно?
27. Запишите выражение потерь мощности и падения напряжения на участке сети через силу тока и мощность по данным в начале и конце электропередачи.

28. Каковы характерные случаи расчета режима электропередачи? Когда расчет выполняется методом последовательных приближений? В каком случае расчет завершается за один этап?
29. Из каких этапов состоит итерационный алгоритм расчета участка (звена) сети по заданной мощности приемного конца? Запишите основные расчетные выражения алгоритма.
30. В чем заключается точный (прямой) алгоритм расчета электрического режима участка сети? Напишите расчетные формулы алгоритма.
31. Чем обусловлена нелинейность уравнений, описывающих установившийся режим электрической сети?
32. 32. Каким нелинейным уравнением связаны напряжения и мощности по концам электропередачи? Как можно решить это уравнение?
33. Нарисуйте векторную диаграмму напряжений и токов для участка сети с нагрузкой на конце.
34. Нарисуйте векторную диаграмму мощностей для участка сети.
35. Как с помощью векторных диаграмм можно охарактеризовать связь напряжений и мощностей приемного и передающего концов электропередачи? В чем отличие диаграмм при построении их по данным начала и конца электропередачи?

Примеры решения задач

Задача 5.1. Определите падение и потери напряжения в линии электропередачи 35 кВ, протяженностью 22 км с одной нагрузкой в конце линии. Нагрузка равна 5,0 МВт, коэффициент мощности 0,80, расстояние между проводами 3,0 м, марка провода АС 120/19.

Решение. Провод марки АС 120/19 (см. приложение 1, табл. П1.9 и П1.11) имеет активное удельное сопротивление 0,27 Ом/км, индуктивное удельное сопротивление 0,39 Ом/км (приняты округленными до двух значащих цифр).

Из зависимостей (5.33) и (5.34) для заданной активной мощности 5 МВт и реактивной мощности

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi = 5,0 \cdot 0,75 = 3,75 \text{ Мвар},$$

имеем продольную и поперечную составляющие вектора падения напряжения:

$$\Delta U' = \frac{(PR_0 + QX_0)L}{U} = \frac{(5,0 \cdot 0,27 + 3,75 \cdot 0,39) \cdot 22}{35} = 1,77 \text{ кВ};$$

$$\delta U'' = \frac{(PX_0 - QR_0)L}{U} = \frac{(5,0 \cdot 0,39 - 3,75 \cdot 0,27) \cdot 22}{35} = 0,59 \text{ кВ},$$

с учетом которых получим вектор напряжения:

$$\dot{\Delta U} = \Delta U' + j\delta U'' = 1,77 + j0,59 = 1,87 \text{ кВ } \angle 18,4^\circ.$$

В соответствие с выражением (5.26) влияние поперечной составляющей падения напряжения

$$\delta U \approx \frac{(\delta U'')^2}{2U_{\text{ном}}} = \frac{0,59^2}{2 \cdot 35} \approx 0,005 \text{ кВ}$$

на потерю напряжения очень мало. Поэтому потеря напряжения практически равна продольной составляющей падения напряжения

$$\Delta U \approx \Delta U' = 1,77 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения равна

$$\Delta U = 1,77 \cdot 100\% / 35 = 5,05\%,$$

что вполне допустимо.

Задача 5.2. По данным предыдущей задачи определите коэффициент мощности нагрузки, при котором векторы напряжения в начале и в конце линии совпадают по направлению.

Решение. По условию задачи угол между векторами U_1 и U_2 , а следовательно, и вектор поперечной составляющей падения напряжения равны нулю. Из зависимостей (5.19) имеем:

$$\delta U'' = IX_0 L \cos \varphi - IR_0 L \sin \varphi = 0,$$

откуда для заданных величин определим коэффициент реактивной мощности

$$\operatorname{tg} \varphi = \sin \varphi / \cos \varphi = X_0 / R_0 = 0,39 / 0,27 = 1,44$$

и соответствующий ему коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,569$. В этом режиме передача реактивной мощности составит $5,0 \cdot 1,44 = 7,22$ Мвар.

Задача 5.3. Определите напряжение в начале кабельной линии проложенного в земле кабеля АВВГ—4×95, длиной $L = 0,50$ км. В конце линия включена на линейное напряжение $U_2 = 380$ В сосредоточенная симметричная трехфазная нагрузка $P_2 = 100$ кВт, коэффициент мощности $\cos \varphi_2 = 0,95$, $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,33$.

Решение. Активное и индуктивное сопротивления кабеля, сечением 95 мм² (см. приложение 1, табл. П1.4) составляют:

$R_0 = 0,326$ Ом/км, $X_0 = 0,0602$ Ом/км, с учетом которых активное R и индуктивное X сопротивления линии

$$R = R_0 L = 0,326 \cdot 0,50 = 0,163 \text{ Ом;}$$

$$X = X_0 L = 0,062 \cdot 0,50 = 0,0301 \text{ Ом.}$$

Потеря напряжения на линии

$$\Delta U = \frac{P_2(R + X \operatorname{tg} \varphi_2)}{U_2} = \frac{100(0,163 + 0,0301 \cdot 0,33)}{380} \cdot 10^3 = 45,5 \text{ В.}$$

Требуемое напряжение в начале линии

$$U_1 = U_2 + \Delta U = 380 + 45,5 = 425,5 \text{ В.}$$

Таким образом, для поддержания напряжения 380 В в конце линии при передаче заданной мощности напряжение в начале линии должно быть увеличено на:

$$\delta U = (U_1 - U_2) \cdot 100\% / U_2 = (425,5 - 380) \cdot 100\% / 380 = 12\%,$$

что превышает на 2% допустимую величину.

Данные и искомые параметры кабельной линии показаны на рисунке 5.9.

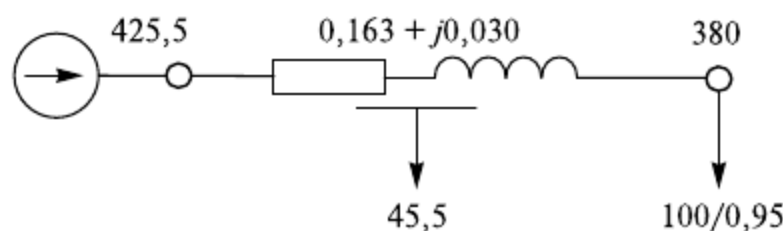


Рис. 5.9. Параметры кабельной линии

Приведем упрощенный расчет потерь напряжения. Полагая, что мощность нагрузки не зависит от напряжения (модель $\underline{S}_{\text{нагр}} = \text{const}$), находим силу тока в жилах кабельной линии при напряжении $U_2 = 380$ В

$$I = P / (\sqrt{3} U_2 \cos \varphi) = 100 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,95) = 160 \text{ А}.$$

Вычислим модуль падения напряжения в линии по формуле

$$|\Delta U| = \sqrt{3} I Z,$$

где Z — полное сопротивление линии.

Так как

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{0,163^2 + 0,0301^2} = 0,166 \text{ Ом},$$

то

$$|\Delta U| = \sqrt{3} \cdot 160 \cdot 0,166 = 45,9 \text{ В}.$$

Хотя этот результат незначительно отличается от предыдущего, данный расчет неточен, так как выполнен с упрощениями. Используемые в низковольтных и распределительных сетях напряжением 6—35 кВ подобные результаты следует рассматривать как оценочные, дающие в общем случае завышенные значения (до 15—20%) потерь напряжения.

Задача 5.4. Выполните анализ параметров (рис. 5.10) установившегося режима кабельной линии напряжением 10 кВ длиной 5,0 км с предельной длительно допустимой по нагреванию нагрузкой в конце линии $S_2 = 1,90$ МВ·А и коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 0,80$. Линия проложена в земле кабелем марки СБ 10—3 × 25 и включена на шины ТЭЦ с напряжением $U_1 = 10,6$ кВ. Параметры схемы замещения линии — активное сопротивление $R = 3,70$ Ом и индуктивное сопротивление $X = 0,50$ Ом — определены в задаче 2.1.

Решение. Силу тока линии и потери мощности в ней найдем по номинальному напряжению

$$I = \frac{S_2}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{1,90}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 109,7 \approx 110 \text{ А}.$$

Потери мощности в линии

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = 3 \cdot 110^2 (3,70 + j0,50) = 0,134 + j0,018 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Преобразуем заданную мощность нагрузки к ее активной и реактивной составляющим:

$$\underline{S}_2 = S_2 (\cos \varphi_2 + j \sin \varphi_2) = 1,90 (0,80 + j0,60) = 1,52 + j1,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S} = 1,52 + j1,14 + 0,134 + j0,018 \approx 1,65 + j1,16 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

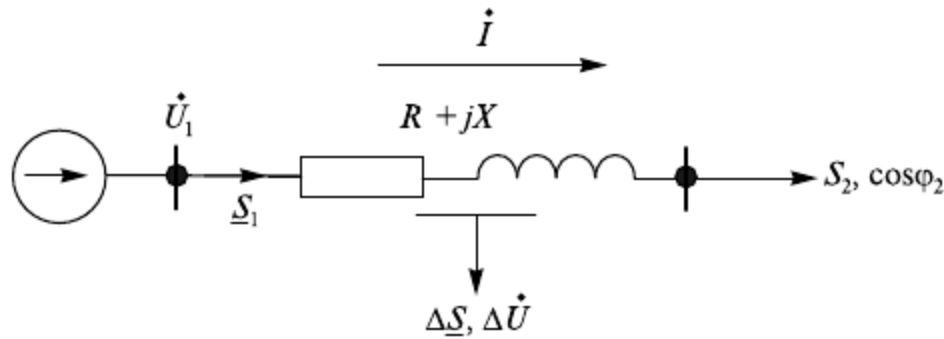


Рис. 5.10. Параметры режима и схема линии

Коэффициент полезного действия линии

$$\eta = P_2 100\% / P_1 = 1,52 \cdot 100\% / 1,65 = 92,1\%.$$

Напряжение в конце линии определяем из уравнения

$$U_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}.$$

С учетом данных имеем:

$$10,6 = U_2 + \frac{1,52 \cdot 3,70 + 1,14 \cdot 0,50}{U_2}$$

или

$$U_2^2 - 10,6U_2 + 6,194 = 0,$$

откуда

$$U_2 = 5,30 \pm \sqrt{5,30^2 - 6,194} = (5,30 \pm 4,68) \text{ кВ}.$$

Напряжение в конце линии

$$U_2 = 5,30 + 4,68 = 9,98 \text{ кВ}.$$

Это же напряжение можно определить через потерю напряжения, уточнив силу тока по параметрам в начале линии:

$$\dot{I} = \frac{\dot{S}_1^*}{\sqrt{3} U_1^*} = \frac{1,65 - j1,16}{\sqrt{3} \cdot 10,6} \cdot 10^3 = 89,9 - j63,2 \text{ А},$$

и получить потери напряжения на линии

$$\Delta U = \sqrt{3}(I_a R + I_p X)10^{-3} = \sqrt{3}(89,9 \cdot 3,70 + 63,2 \cdot 0,50) \cdot 10^{-3} = 0,631 \text{ кВ},$$

с учетом которых напряжение в конце линии

$$U_2 = U_1 - \Delta U = 10,6 - 0,63 = 9,97 \text{ кВ},$$

что практически совпадает с предыдущим результатом.

Задача 5.5. Определите, во сколько раз уменьшится пропускная способность ВЛ напряжением 10 кВ протяженностью 5,0 км при вынужденной замене провода АС 50/8 на провод ПС 50. Допустимая потеря напряжения $\Delta U = 1,0$ кВ. Коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi = 0,85$.

Решение. Под пропускной способностью понимается предельная мощность, которая может быть передана по электрической сети с учетом режимно-технических ограничений, в данном случае — допустимых значений потери напряжения и токовой нагрузки.

Для ВЛ со сталеалюминевым проводом АС 50/8 полное сопротивление составляет (см. задачу 1.2)

$$\underline{Z} = \underline{Z}_0 L = (0,60 + j0,35) \cdot 5,0 = 3,0 + j1,75 \text{ Ом}.$$

В соответствии с законом Ома для участка сети можно записать

$$\Delta U \approx \frac{PR + QX}{U_{\text{ном}}} = \frac{P \left(R + \frac{Q}{P} X \right)}{U_{\text{ном}}}. \quad (5.82)$$

Откуда с учетом параметров ВЛ и значения допустимой потери напряжения определим предельную активную мощность линии

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{ном}} \Delta U_{\text{доп}}}{R + X \operatorname{tg} \varphi} = \frac{10 \cdot 1,0}{3,0 + 1,75 \cdot 0,62} = 2,45 \text{ МВт}. \quad (5.83)$$

Тогда предельная полная мощность составляет

$$S_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} / \cos \varphi = \frac{2,45}{0,85} \cdot 10^3 = 2,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

и соответствующая ей токовая нагрузка

$$I_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{2,88}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 166 \text{ А}$$

не превышает для провода АС 50/8 предельно допустимого по нагреванию значения $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$.

В воздушных линиях со стальными проводами активное сопротивление R_0 и внутреннее индуктивное сопротивление X_0'' нелинейно зависят от тока (см. приложение 1, табл. П1.8). В соответствии с этим перепишем формулу (5.82) в виде

$$\Delta U = \sqrt{3} I_a (R + X \operatorname{tg} \varphi),$$

которая после домножения на дробь $\frac{\cos \varphi}{\cos \varphi}$ преобразуется в выражение, записанное через модуль силы тока:

$$\Delta U = \sqrt{3} I \left[R_0 + \operatorname{tg} (X'_0 + X''_0) \right] L \cos \varphi \cdot 10^{-3}. \quad (5.84)$$

Внешнее сопротивление X'_0 фаз напряжением ВЛ 10 кВ с проводами сечением 50 мм² составляет 0,34 Ом/км. Тогда допустимую по потере напряжения токовую нагрузку стального провода определим, руководствуясь выражением (5.84), методом упорядоченного подбора (половинного деления). В качестве исходной нагрузки провода ПС 50 примем значение, предельно допустимое по нагреванию $I_{\text{доп}} = 90$ А. Расчет сведем в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Расчет допустимой токовой нагрузки провода ПС 50

I, А	R_0 , Ом/км	X'_0 , Ом/км	$X'_0 + X''_0$, Ом/км	ΔU , кВ
90	3,68	1,14	1,48	3,05
45	3,52	0,91	1,25	1,42
40	3,40	0,80	1,14	1,21
35	3,25	0,69	1,03	1,00

В результате получим допустимый ток $I'_{\text{доп}} = 35$ А, которому соответствуют предельные по потерям напряжения, полная и активная мощности:

$$S_{\text{пр}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I'_{\text{доп}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 0,606 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$P'_{\text{доп}} = S'_{\text{пр}} \cos \varphi = 0,606 \cdot 0,85 = 0,515 \text{ МВт}.$$

Это же значение предельной мощности можно определить по формуле (5.83)

$$P'_{\text{доп}} = \frac{U_{\text{ном}} \Delta U_{\text{доп}}}{(R_0 + X_0 \operatorname{tg} \varphi) L} = \frac{10 \cdot 1,0}{(3,25 + 1,03 \cdot 0,62) 5,0} = 0,515 \text{ МВт}.$$

В итоге, сопоставив предельные мощности линий:

$$P_{\text{пр}} / P'_{\text{пр}} = 2,45 / 0,515 = 4,75,$$

отметим снижение пропускной способности ВЛ 10 кВ со стальными проводами ПС 50

$$0,515 \cdot 100\% / 2,45 = 21\%$$

до $1/5$ от пропускной способности линии со сталеалюминиевыми проводами АС 50/8, что определяет соответствующее ограничение электропотребления.

ГЛАВА 6

РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6.1. Основные понятия

Ранее выполненный анализ режима элементарного участка электрической сети, не содержащего поперечных элементов, при различных условиях возникновения и способах задания исходных данных позволил выяснить суть и определить процедуру расчета и основные расчетные соотношения.

Электрической сетью называется совокупность линий электропередачи и преобразующих подстанций, предназначенная для передачи, распределения и доставки электрической энергии потребителям. Назначение распределительных сетей — снабжение потребителей электрической энергией нормированного качества [2, 14, 47]. Определение условий обеспечения требуемого режима напряжений, в частности основного показателя качества ЭЭ — установившегося отклонения напряжения, и составляет цель электрического расчета сети. **Разомкнутая сеть** та, электроприемники которой могут получать ЭЭ только с одной стороны (от одного источника питания).

Расчеты разомкнутых электрических сетей, в общем случае, довольно просты и базируются на рассмотренных алгоритмах и соотношениях. Однако для реальных сетей, содержащих значительное количество звеньев (участков), в том числе и с поперечными элементами в схемах замещения при учете потерь мощности и падений напряжения, а также трансформаций, расчеты установившихся режимов значительно усложняются.

6.2. Расчет режима линии электропередачи

Определим параметры установившегося режима линии электропередачи, используя алгоритмы и соотношения, рассмотренные в подразделе 5.3 для звена электрической сети. В отличие от предыдущего анализа линия электропередачи представлена П-образной схемой замещения (рис. 6.1) с поперечными элементами, в общем случае комплексными проводимостями¹ (шунтами):

$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = \frac{1}{2}\underline{Y} = \frac{1}{2}(G + jB) = G_1 + jB_1 = G_2 + jB_2.$$

Применительно к обозначениям на схеме замещения (см. рис. 6.1) характерные случаи расчета (аналогичные приведенным в подразделе 5.3) с одновременной иллюстрацией алгоритмов в токах и мощностях следующие.

Расчет по данным в начале ЛЭП. Задано напряжение $U_1 = \text{const}$ и мощность $S_1 = \text{const}$.

¹ Изложение ведется применительно к активно-емкостной проводимости. При ее активно-индуктивном характере следует заменить знак перед реактивной проводимостью.

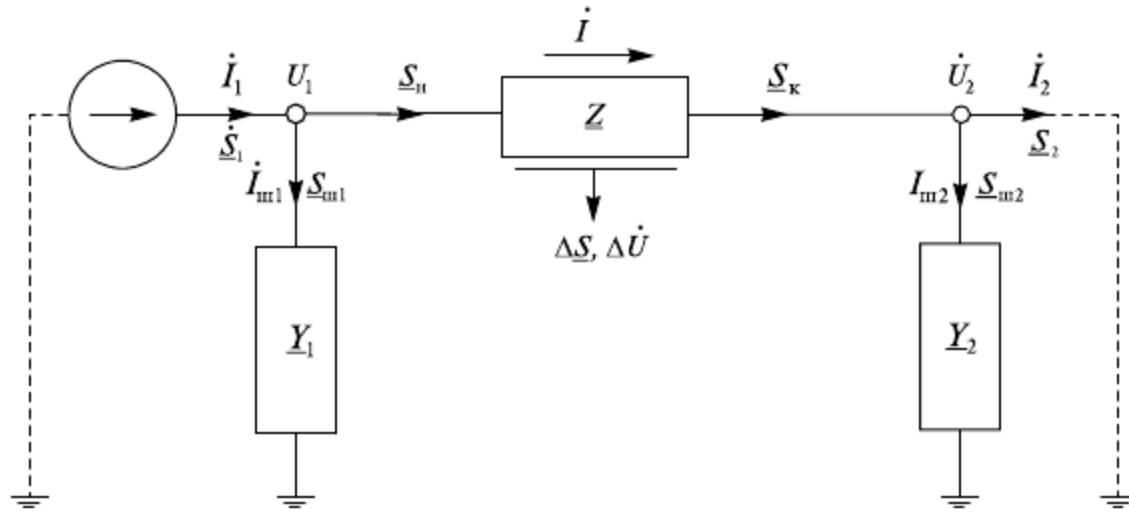


Рис. 6.1. Схема замещения линии электропередачи с обозначениями параметров электрического состояния

По известному напряжению U_1 вычислим силу тока источника питания

$$\dot{I}_1 = \dot{S}_1^* / \sqrt{3}U_1 = (P_1 - jQ_1) / \sqrt{3}U_1 = I_{a_1} - jI_{p_1},$$

силу тока и мощность шунта в начале линии

$$\dot{I}_{ш1} = U_1 \underline{Y}_1 / \sqrt{3} = U_1 (G_1 + jB_1) / \sqrt{3} = I_{кор1} + jI_{c_1}; \quad (6.1)$$

$$\underline{S}_{ш1} = \sqrt{3}U_1 \dot{I}_{ш1}^* = U_1^2 \underline{Y}_1^* = U_1^2 (G_1 - jB_1) = \Delta P_{кор1} - jQ_{c_1}. \quad (6.2)$$

Тогда в соответствии с первым законом Кирхгофа мощность в начале линии¹

$$\begin{aligned} \underline{S}_н &= \underline{S}_1 - \underline{S}_{ш1} = P_1 + jQ_1 - \Delta P_{к_1} + jQ_{c_1} = \\ &= P_1 - \Delta P_{кор1} + j(Q_1 + Q_{c_1}) = P_н + jQ_н. \end{aligned} \quad (6.3)$$

Аналогично сила тока линии

$$\dot{I} = \dot{I}_1 - \dot{I}_{ш1} = I_{a_1} - I_{кор1} - j(I_{p_1} + I_{c_1}) = I_a - jI_p. \quad (6.4)$$

Эта же сила тока по данным в начале звена

$$\dot{I} = \dot{S}_н^* / \sqrt{3}U_1 = (P_н - jQ_н) / \sqrt{3}U_1 = I_a - jI_p. \quad (6.5)$$

По найденным токовой нагрузке звена или потоку мощности в его начале можно определить падение напряжения и потери мощности. В соответствии с законом Ома можно получить выражения вида (5.32), (5.37)

$$\Delta \dot{U}_1 = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \dot{S}_н^* \underline{Z} / U_1 = \Delta U_1' + j\delta U_1''$$

Согласно закону Джоуля — Ленца запишем и получим выражения вида (5.48)

$$\Delta \underline{S} = 3 \dot{I}^2 \underline{Z} = \dot{S}_н^2 \underline{Z} / U_1^2 = \Delta P + j\Delta Q.$$

¹ В общем случае рассматривается выдача реактивной мощности источником питания (синхронный генератор в режиме перевозбуждения). При потреблении источником питания реактивной мощности необходимо изменить знак перед реактивной мощностью.

Тогда в конце линии напряжение по формуле (5.50):

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U}_1 = U_1 - \Delta U'_1 - j\delta U''_1 = U_2 \angle -\delta$$

и поток мощности в соответствии с балансовым соотношением (5.49)

$$\underline{S}_k = \underline{S}_n - \Delta \underline{S} = P_n + jQ_n - \Delta P - j\Delta Q,$$

что позволяет вычислить силу тока линии по данным в конце продольного звена:

$$\begin{aligned} \dot{I} &= \dot{S}_k / \sqrt{3} \dot{U}_2 = \frac{P_k - jQ_k}{\sqrt{3}(U'_2 + jU''_2)} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left[\frac{P_k U'_2 - Q_k U''_2}{U_2^2} - j \frac{Q_k U'_2 + P_k U''_2}{U_2^2} \right] = I_a - jI_p. \end{aligned} \quad (6.6)$$

Отметим, что выражения (6.5) и (6.6) дают одинаковый результат.

Далее вычисляем мощность шунта в конце ЛЭП

$$\underline{S}_{ш2} = U_2^2 \dot{Y}_2 = U_2^2 (G_2 - jB_2) = \Delta P_{кор2} - jQ_{c2}$$

и потребляемую шунтом силу тока

$$\begin{aligned} \dot{I}_{ш2} &= \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_2 \underline{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} (U'_2 - jU''_2)(G_2 + jB_2) = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} [(U'_2 G_2 + U''_2 B_2) + j(U'_2 B_2 - U''_2 G_2)] = I_{кор2} + jI_{c2}. \end{aligned} \quad (6.7)$$

Заметим, что $B_2 \gg G_2$ и $U'_2 > U''_2$, вследствие чего ток шунта имеет активно-емкостной характер.

По балансовым соотношениям в конце ЛЭП находим мощность электропотребителя (доставляемую в приемную систему)

$$\begin{aligned} \underline{S}_2 &= \underline{S}_k - \underline{S}_{ш2} = P_k + jQ_k - \Delta P_{кор2} + jQ_{c2} = \\ &= P_k - \Delta P_{кор2} + j(Q_k + Q_{c2}) = P_2 + jQ_2 \end{aligned} \quad (6.8)$$

и его сила тока

$$\begin{aligned} \dot{I}_2 &= \dot{I} - \dot{I}_{ш2} = I_a - jI_p - I_{кор2} - jI_{c2} = \\ &= I_a - I_{кор2} - j(I_p + I_{c2}) = I_{a2} - jI_{p2}, \end{aligned} \quad (6.9)$$

или в виде

$$\dot{I}_2 = \dot{S}_2 / \sqrt{3} \dot{U}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}(U'_2 + jU''_2)} =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{3}} \left[\frac{P_2 U_2' - Q_2 U_2''}{U_2^2} - j \frac{Q_2 U_2' + P_2 U_2''}{U_2^2} \right] = I_{a_2} - j I_{p_2}.$$

На этом расчет параметров электрического режима, реализующий точную процедуру, заканчивается.

Расчет по данным в конце ЛЭП. Заданы напряжение $U_2 = \text{const}$ и мощность $S_2 = \text{const}$.

Как и в предыдущем случае, известны напряжение и мощность для одного конца схемы, что позволяет вычислить точно параметры электрического состояния в результате прямого расчета. В отличие от предыдущего случая расчет ведется от конца к началу линии (см. рис. 6.1).

По известному напряжению U_2 вычислим силу тока электропотребителя

$$\dot{I}_2 = \dot{S}_2^* / (\sqrt{3} U_2) = (P_2 - j Q_2) / (\sqrt{3} U_2) = I_{a_2} - j I_{p_2},$$

силу тока шунта в конце линии

$$\dot{I}_{ш_2} = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2 \underline{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2 (G_2 + j B_2) = I_{кор_2} + j I_{c_2},$$

а также мощность, потребляемую шунтом (проводимостью),

$$\underline{S}_{ш_2} = U_2^2 \underline{Y}_2^* = U_2^2 (G_2 - j B_2) = \Delta P_{кор_2} - j Q_{c_2}.$$

Из балансовых соотношений в узле определим мощность в конце продольного звена линии

$$\begin{aligned} \underline{S}_к &= \underline{S}_2 + \underline{S}_{ш_2} = P_2 + j Q_2 + \Delta P_{кор_2} - j Q_{c_2} = \\ &= P_2 + \Delta P_{кор_2} + j (Q_2 - Q_{c_2}) \end{aligned} \quad (6.10)$$

и силу тока звена

$$\begin{aligned} \dot{I} &= \dot{I}_2 + \dot{I}_{ш_2} = I_{a_2} - j I_{p_2} + I_{кор_2} + j I_{c_2} = \\ &= I_{a_2} + I_{кор_2} - j (I_{p_2} - I_{c_2}) = I_a - j I_p. \end{aligned} \quad (6.11)$$

Эту же величину тока можно получить в виде

$$\dot{I} = \dot{S}_к^* / (\sqrt{3} U_2) = \frac{1}{\sqrt{3} U_2} (P_к - j Q_к) = I_a - j I_p. \quad (6.12)$$

Найденные нагрузки звена обуславливают падение напряжения

$$\Delta \dot{U}_2 = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \dot{S}_к^* \underline{Z} / U_2$$

и потери мощности

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = S_k^2 \underline{Z} / U_2^2,$$

вычисляемые через действительные составляющие по формулам (5.31), (5.37) и (5.46), (5.48).

Используя формулы (5.20) или (5.23) с заменой мощностей \underline{S}_2 на \underline{S}_k , найдем напряжение

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta \dot{U}_2 = U_1 \angle \delta_1,$$

а по формулам (5.64) мощность в начале звена

$$\underline{S}_n = \underline{S}_k + \Delta \underline{S}.$$

Теперь можно определить силу тока продольного звена линии по найденным параметрам начала:

$$\begin{aligned} \dot{I} &= \dot{S}_n^* / \left(\sqrt{3} \dot{U}_1^* \right) = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_n - jQ_n}{U_1' - jU_1''} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_n U_1' + Q_n U_1''}{U_1^2} - j \frac{Q_n U_1' - P_n U_1''}{U_1^2} \right) = I_a - jI_p. \end{aligned} \quad (6.13)$$

Полученный результат равен силе тока (6.12), вычисленной по данным конца звена.

По напряжению \dot{U}_1 вычислим силу тока и мощность в проводимости начала схемы:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{ш1} &= \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_1 \underline{Y}_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} (U_1' + jU_1'')(G_1 + jB_1) = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} [(U_1' G_1 - U_1'' B_1) + j(U_1' B_1 + U_1'' G_1)] = I_{кор1} + jI_{c1}; \\ \underline{S}_{ш1} &= U_1^2 \dot{Y}_1^* = U_1^2 (G_1 - jB_1) = \Delta P_{кор1} - jQ_{c1}. \end{aligned}$$

Теперь снова по первому закону Кирхгофа определим мощность, выдаваемую источником питания,

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= \underline{S}_n + \underline{S}_{ш1} = P_n + jQ_n + \Delta P_{кор1} - jQ_{c1} = \\ &= P_n + \Delta P_{кор1} + j(Q_n - Q_{c1}) = P_1 + jQ_1 \end{aligned}$$

и его силу тока

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{I} + \dot{I}_{ш1} = I_a - jI_p + I_{кор1} + jI_{c1} = \\ &= I_a + I_{кор1} - j(I_p - I_{c1}) = I_{a1} - jI_{p1}. \end{aligned}$$

Это же значение силы тока определим в виде

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \frac{\dot{S}_1^*}{\sqrt{3} U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{P_1 - jQ_1}{U_1' - jU_1''} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_1 U_1' + Q_1 U_1''}{U_1^2} - j \frac{Q_1 U_1' - P_1 U_1''}{U_1^2} \right) = I_{a_1} - jI_{p_1}. \end{aligned}$$

Расчет режима ЛЭП при известном напряжении в начале $U_1 = \text{const}$ и мощности нагрузки в конце $\underline{S}_2 = \text{const}$ (см. рис. 6.1). Данный случай является наиболее общим. Расчет параметров режима линии выполняется итерационным путем в два этапа в такой последовательности.

Сначала зададим напряжение в конце линии $U_2^{(0)}$, например, равным ожидаемому или номинальному. Тогда можно определить приближенно силу тока нагрузки

$$\dot{I}_2^{(1)} = \frac{\dot{S}_2^*}{\sqrt{3} U_2^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_2 - jQ_2}{U_2^{(0)}} = I_{a_2}^{(1)} - jI_{p_2}^{(1)}, \quad (6.14)$$

силу тока ветви проводимости (шунта)

$$\dot{I}_{ш_2}^{(1)} = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2^{(0)} \underline{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2^{(0)} (G_2 + jB_2) = I_{кор_2}^{(1)} + jI_{c_2}^{(1)} \quad (6.15)$$

и мощность ветви проводимости в конце линии

$$\underline{S}_{ш_2}^{(1)} = \left(U_2^{(0)} \right)^2 \underline{Y}_2^* = U_2^{(0)^2} (G_2 - jB_2) = \Delta P_{кор_2}^{(1)} - jQ_{c_2}^{(1)}. \quad (6.16)$$

По балансовым соотношениям в узле найдем мощности в конце линии

$$\begin{aligned} \underline{S}_к^{(1)} &= \underline{S}_2 + \underline{S}_{ш_2}^{(1)} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_{кор_2}^{(1)} - jQ_{c_2}^{(1)} = \\ &= P_2 + \Delta P_{кор_2}^{(1)} + j(Q_2 - Q_{c_2}^{(1)}) = P_к^{(1)} + jQ_к^{(1)}, \end{aligned} \quad (6.17)$$

ТОК ЛИНИИ

$$\begin{aligned} \dot{I}^{(1)} &= \dot{I}_2^{(1)} + \dot{I}_{ш_1}^{(1)} = I_{a_2}^{(1)} - jI_{p_2}^{(1)} + I_{кор_2}^{(1)} + jI_{c_2}^{(1)} = \\ &= I_{a_2}^{(1)} + I_{кор_2}^{(1)} - j(I_{p_2}^{(1)} - I_{c_1}^{(1)}) = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)}, \end{aligned} \quad (6.18)$$

который можно вычислить также в виде:

$$\dot{I}^{(1)} = \frac{\dot{S}_к^{(1)*}}{\sqrt{3} U_2^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_к^{(1)} - jQ_к^{(1)}}{U_2^{(0)}} = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)}. \quad (6.19)$$

Определим потери мощности в сопротивлениях линии

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = 3 \left(I^{(1)} \right)^2 \underline{Z} = \left(\frac{S_K^{(1)}}{U_K^{(0)}} \right)^2 \underline{Z} = \Delta P^{(1)} + j \Delta Q^{(1)} \quad (6.20)$$

с составляющими $\Delta P^{(1)}$, $\Delta Q^{(1)}$, вычисляемыми по формулам (5.70).

Тогда значение мощности в начале линии

$$\underline{S}_H^{(1)} = \underline{S}_K^{(1)} + \Delta \underline{S}^{(1)} = P_H^{(1)} + j Q_H^{(1)} \quad (6.21)$$

с учетом заданного напряжения позволяет уточнить силу тока продольного звена (6.19) в виде

$$\dot{I}^{(1)} = \frac{S_H^{(1)*}}{\sqrt{3} U_1} = \frac{P_H^{(1)} - j Q_H^{(1)}}{\sqrt{3} U_1} = I_a^{(1)} - j I_p^{(1)}. \quad (6.22)$$

По известному напряжению в начале линии находим силу тока поперечной ветви (шунта)

$$\dot{I}_{ш_1} = U_1 \underline{Y}_1 / \sqrt{3} = U_1 (G_1 + j B_1) / \sqrt{3} = I_{кор_1} + j I_{c_1} \quad (6.23)$$

и ее мощность

$$\underline{S}_{ш_1} = U_1^2 \underline{Y}_1^* = U_1^2 (G_1 - j B_1) = \Delta P_{кор_1} - j Q_{c_1}. \quad (6.24)$$

По балансовым соотношениям первого закона Кирхгофа для узла находим мощность, генерируемую источником питания

$$\begin{aligned} \underline{S}_1^{(1)} &= \underline{S}_H^{(1)} + \underline{S}_{ш_1}^{(1)} = P_H^{(1)} + j Q_H^{(1)} + \Delta P_{кор_1} - j Q_{c_1} = \\ &= P_H^{(1)} + \Delta P_{кор_1} + j (Q_H^{(1)} - Q_{c_1}) = P_1^{(1)} + j Q_1^{(1)}, \end{aligned} \quad (6.25)$$

силу тока источника

$$\begin{aligned} \dot{I}_1^{(1)} &= \dot{I}^{(1)} + \dot{I}_{ш_1} = I_a^{(1)} - j I_p^{(1)} + I_{кор_1} + j I_{c_1} = \\ &= I_a^{(1)} + I_{кор_1} - j (I_p^{(1)} - I_{c_1}) = I_{a_1}^{(1)} - j I_{p_1}^{(1)}, \end{aligned} \quad (6.26)$$

который можно вычислить также в виде

$$\dot{I}_1^{(1)} = \frac{S_1^{(1)*}}{\sqrt{3} U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_1^{(1)} - j Q_1^{(1)}}{U_1} = I_{a_1}^{(1)} - j I_{p_1}^{(1)}. \quad (6.27)$$

На этом первый этап (прямой ход) алгоритма заканчивается. На втором этапе (обратный ход) уточняется напряжение (5.72) в конце линии:

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \Delta \dot{U}_1^{(1)} = U_1 - \Delta U_1'^{(1)} - j \delta U_1''^{(1)}, \quad (6.28)$$

с помощью составляющих вектора падения напряжения, вычисляемых по первым приближениям силы тока $\dot{I}^{(1)}$ (6.22) или мощности $\underline{S}_n^{(1)}$ (6.21) в начале линии по формулам (5.74).

На этом заканчивается расчет установившегося режима в первом приближении.

Получив уточненное напряжение в конце линии $\dot{U}_2^{(1)}$, выполним весь расчет вновь (до формулы (6.22), но только в соответствующие формулы теперь вместо $\dot{U}_2^{(0)}$ подставим $\dot{U}_2^{(1)}$ и найдем новое значение напряжения $\dot{U}_2^{(2)}$ в конце линии.

Описанную процедуру повторяют до тех пор, пока не будет достигнута заданная точность расчета \dot{U}_2 в соответствии с критерием (5.75), т.е. расчет заканчивается, если напряжение $\dot{U}_2^{(k)}$ в последнем расчете k близко к напряжению $\dot{U}_2^{(k-1)}$ конца линии в предыдущем $(k - 1)$ расчете. Однако как было отмечено ранее (см. подраздел 5.3), во многих расчетах электрических сетей (особенно несущих неповышенные нагрузки) можно ограничиться результатами, полученными на второй или первой итерации.

Окончательному значению $\dot{U}_2^{(k)}$ после k -й итерации будут соответствовать параметры режима (6.25—6.27), значения которых можно не вычислять на промежуточных $(k - 1)$ итерациях. Они не оказывают влияния на параметры режима $\underline{S}_n^{(k-1)}$, $\dot{I}^{(k-1)}$ и соответственно на сходимость итерационного процесса.

Анализируя характерные случаи расчета режима линии электропередачи, отметим следующее.

КПД линии электропередачи, %:

$$\begin{aligned}\eta &= P_2 100 / P_1 = \frac{P_1 - \Delta P - \Delta P_{\kappa_1} - \Delta P_{\kappa_2}}{P_1} \cdot 100 = \\ &= \frac{P_1 - \Delta P_{\Sigma}}{P_1} \cdot 100 = \left(1 - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_1}\right) \cdot 100\end{aligned}\quad (6.29)$$

зависит от потерь мощности нагрузочного и холостого режима и снижается при их росте.

Из балансовых соотношений видно, что потери активной мощности в сопротивлениях линии (нагрузочные потери) наряду с потерями на коронирование (потери холостого хода) уменьшают поступление активной мощности в приемный конец линии, а зарядная мощность увеличивает поступление реактивной мощности в сеть. При этом часть реактивной мощности нагрузки, подключенной к линии, покрывается за счет генерации реактивной мощности емкостью линии электропередачи.

6.3. Анализ режима холостого хода линии электропередачи

Режим холостого хода линии электропередачи возникает при отключении электрической нагрузки, при включении линии под напряжение в первые часы после ее монтажа, а также в период синхронизации (включении на параллельную работу) электрических систем посредством объединяющей их ЛЭП.

Режим холостого хода является частным случаем рабочего режима ЛЭП, однако выделим его отдельно, ввиду заслуживающей внимания особенности и практической значимости для линий напряжением 220 кВ и выше.

Воспользуемся рассмотренным ранее алгоритмом расчета линии, выполним анализ данного режима применительно к П-образной схеме замещения (см. рис. 6.1), пренебрегая активной проводимостью, что соответствует отсутствию (неучету) потерь мощности на коронирование. Справедливость такого допущения можно установить на основе характерных соотношений между параметрами электрического режима ЛЭП различного номинального напряжения, приведенных в подразделе 1.3. Так, например, емкостная генерация на 100 км ВЛ 220 кВ составляет около 13 Мвар, а ВЛ 500 кВ — около 95 Мвар при потерях на корону 0,6—0,8 МВт (при хорошей погоде), что на два порядка меньше емкостной генерации. В кабельных линиях преобладание зарядной мощности над потерями в изоляции еще значительней. Поэтому потери мощности на коронирование не оказывают заметного влияния на параметры электрического режима ЛЭП. Однако их учет необходим при плохой погоде и технико-экономическом анализе ВЛ, в частности, при расчете потерь электроэнергии.

Так как в режиме холостого хода нагрузка в конце линии $\underline{S}_2 = 0$, то ее электрическое состояние определяет наряду с напряжением U_1 только зарядная (емкостная) мощность, направленная от конца линии к началу:

$$\underline{S}_{ш2}^{(1)} = U_2^{(0)2} \dot{Y}_2^* = U_2^{(0)2} (0 - jB_2) = -jU_2^{(0)2} \frac{B_c}{2} = -jQ_{c2}^{(1)}.$$

Тогда потери мощности, вызванные потоком зарядной мощности:

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = \left(\frac{Q_{c2}^{(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 (R + jX) = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)},$$

определяют поток мощности в начале звена

$$\underline{S}_н^{(1)} = \Delta \underline{S}^{(1)} + \underline{S}_{ш2}^{(1)} = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)} - jQ_{c2}^{(1)} = \Delta P + j(\Delta Q^{(1)} - Q_{c2}^{(1)}) = P_n^{(1)} + jQ_n^{(1)}.$$

Для наглядности анализа пренебрегаем потерями активной мощности по причине преобладания в рассматриваемых линиях реактивных сопротивлений над активными. Тогда поток мощности в начале звена запишем в виде

$$\underline{S}_н^{(1)} \approx j(\Delta Q^{(1)} - Q_{c2}^{(1)}) = -jQ_n^{(1)}.$$

Заметим, что потери реактивной мощности соизмеримы с потоком зарядной мощности конца ЛЭП (до 10—15%), однако в отдельных случаях потерями ΔQ также можно пренебречь.

Воспользуемся формулами (6.28) и (5.74) для напряжения в конце линии, с учетом направления зарядной мощности имеем

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \frac{P_n R + (-Q_n) X}{U_1} - j \frac{P_n X - (-Q_n) R}{U_1}.$$

При $P_H \approx 0$ получим

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 + \frac{Q_H X}{U_1} - j \frac{Q_H R}{U_1} = U_1 + \Delta U_1' - j \delta U_1'' . \quad (6.30)$$

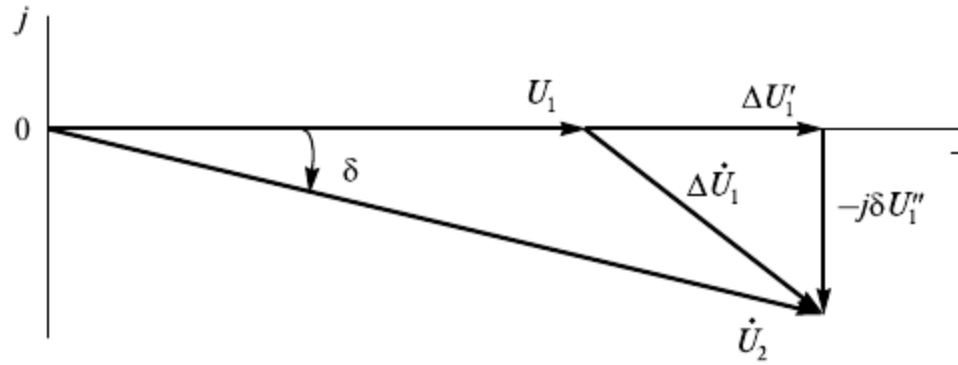


Рис. 6.2. Векторная диаграмма напряжений при холостом ходе ЛЭП

Модуль напряжения в конце линии

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 + \Delta U_1')^2 + (\delta U_1'')^2} . \quad (6.31)$$

Учитывая соотношения $X > R$ или $X \gg R$, в данном случае справедливо $\Delta U' > \delta U''$.

Векторная диаграмма напряжений, построенная в соответствии с выражением (6.30), приведена на рис. 6.2.

Отсюда видно, что при холостом ходе емкостная зарядная мощность, протекая по ЛЭП, вызывает повышение напряжения в конце линии.

К аналогичному заключению можно прийти, если воспользоваться формулой (5.23).

Найдем напряжение в начале линии по данным конца. С учетом направления зарядной мощности ($P_K = 0$) получим

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{(-Q_{c2})X}{U_2} + j \frac{-(-Q_{c2})R}{U_2} = U_2 - \Delta U_2' + j \delta U_2'' ,$$

откуда модуль напряжения в начале линии

$$U_1 = \sqrt{(U_2 - \Delta U_2')^2 + (\delta U_2'')^2} .$$

Состояние электрических напряжений можно отобразить векторной диаграммой (рис. 6.3), из которой видно, что в режиме холостого хода напряжение в конце линии больше, чем в начале и отстает от U_1 по фазе на угол δ .

Можно дополнительно учесть, что при росте напряжения U_2 происходит увеличение зарядной мощности ЛЭП, которая компенсирует ее потери.

Превышение напряжения δU_x в конце ЛЭП относительно напряжения в начале можно приравнять (с допустимой погрешностью) к продольной составляющей падения напряжения

$$\delta U_x \approx \Delta U' = Q_c X / (2U_2) = U_2^2 b_0 L X_0 L / (2U_2) = U_2 b_0 X_0 L^2 / 2 , \quad (6.32)$$

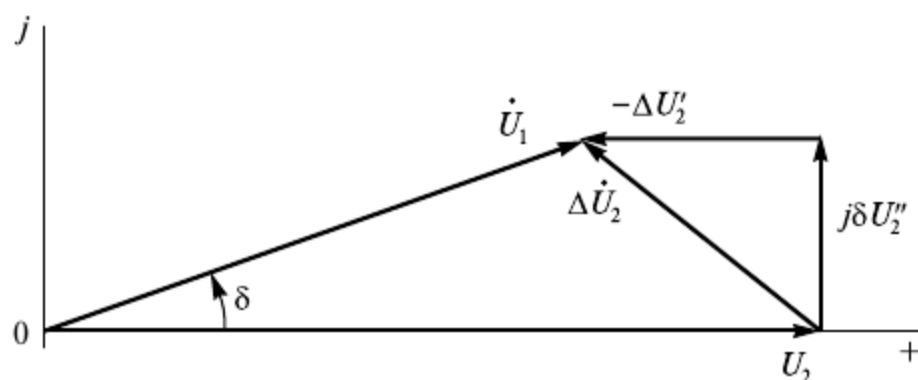


Рис. 6.3. Векторная диаграмма напряжений в режиме холостого хода линии

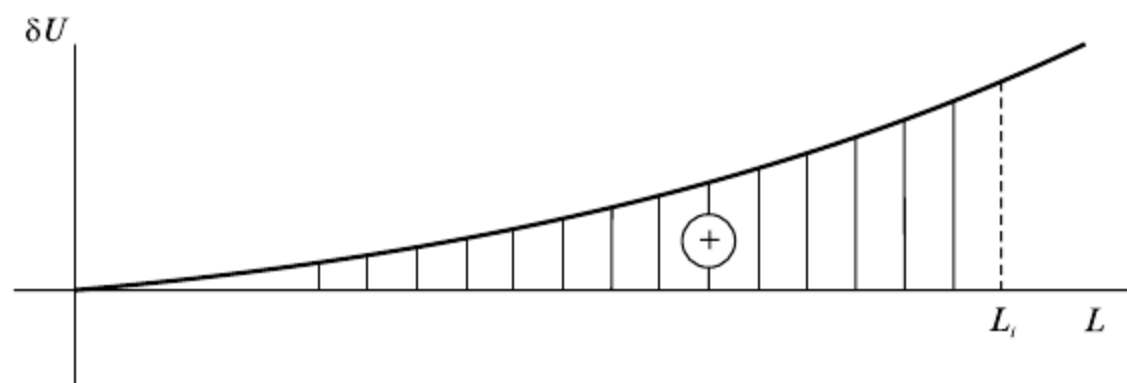


Рис. 6.4. Изменение напряжения вдоль ЛЭП в режиме холостого хода

т.е. с увеличением длины напряжение в конце ЛЭП возрастает квадратично (рис. 6.4)

$$U_2 = U_1 + \delta U_x.$$

Возможное превышение напряжения для ВЛ напряжением 220 кВ средней длины, например, равной 200 км, следующее

$$\delta U_x = \frac{1}{2} \cdot 220 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 0,42 \cdot 200^2 = 5,0 \text{ кВ},$$

а для ВЛ 500 кВ протяженностью 500 км имеем:

$$\delta U_x = \frac{1}{2} \cdot 500 \cdot 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,29 \cdot 500^2 = 62 \text{ кВ}.$$

Уточним значение δU_x , ограничиваясь вторым приближением:

$$\delta U_x = \frac{1}{2} \cdot 562 \cdot 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,29 \cdot 500^2 = 73 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 500 + 73 = 573 \text{ кВ},$$

что превышает максимально допустимое значение 525 кВ по электрической прочности изоляции.

В итоге отметим, что в режиме холостого хода напряжение в конце протяженных ЛЭП напряжением свыше 220 кВ может достигнуть значений, на которые изоляция линий и электрооборудования не рассчитана.

Кабельные линии имеют большие удельные емкостные генерации, чем воздушные. Однако учитывая, что кабельные линии большой протяженности не прокладывают, значительные превышения напряжения в конце линий не ожидаются.

6.4. Расчет установившегося режима разомкнутой электрической сети

Рассмотрим последовательность выполнения электрического расчета на примере сети (рис. 6.5), содержащей три участка (две ЛЭП и трансформатор) и электрические нагрузки, подключенные в двух узлах. Рассматриваемые далее принципы справедливы для разомкнутых сетей любой размерности и структуры.

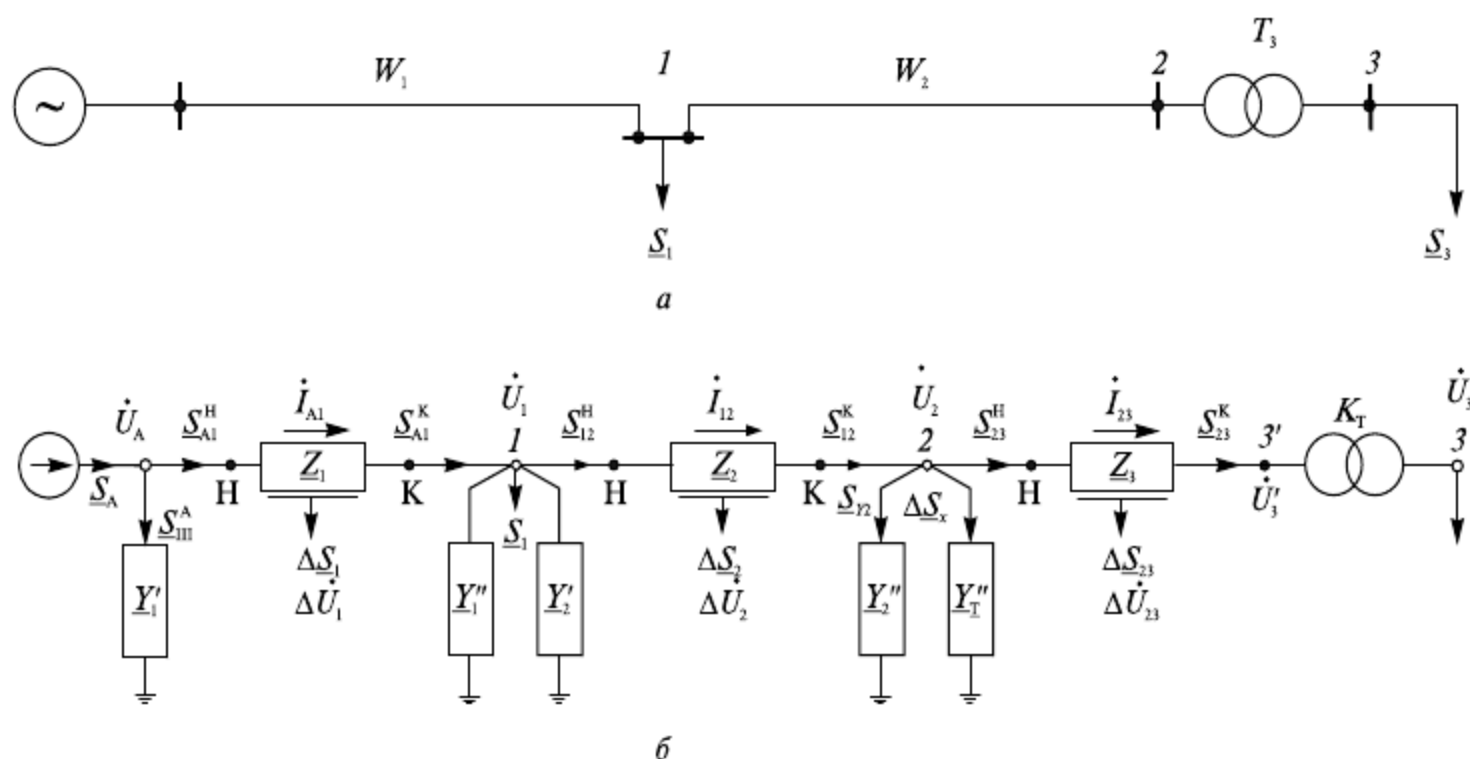


Рис. 6.5. Принципиальная (расчетная) схема (а) и схема замещения (б) разомкнутой сети с тремя участками и двумя нагрузками

Для общности расчетов участки сети представлены комплексными продольными сопротивлениями \underline{Z} и поперечными проводимостями \underline{Y} , а трансформаторная ветвь еще учитывает трансформацию (идеальным трансформатором с трансформацией k_T). Такое представление схемы замещения применимо для расчета режимов питающих (районных) и системообразующих сетей. Характеристика и расчет параметров схем замещения элементов сетей приведены в главах 2 и 3. Нагрузки в узлах сети представлены неизменными по значению мощностями. На схеме замещения наряду с параметрами схемы (\underline{Z} , \underline{Y} , k) показаны известные и искомые параметры электрического режима (\underline{S} , $\Delta \underline{S}$, \dot{U} , $\Delta \dot{U}$, \dot{I}).

Рассмотрим два характерных расчетных случая: расчет по заданному напряжению \dot{U}_3 в конце сети (расчет по данным в конце сети) и расчет, в котором известной величиной является напряжение источника А (расчет по данным в начале сети).

Расчет по данным в конце сети. Опорными исходными данными являются напряжения в конце сети U_3 и нагрузки в узлах \underline{S}_1 и \underline{S}_3 . В этом случае можно точно определить силу тока в самом удаленном от источника питания узле

$$\dot{I}_3^{\text{нн}} = \dot{S}_3 / (\sqrt{3}U_3) = I_{3a} - jI_{3p},$$

что позволяет однозначно определить параметры электрического режима в результате одной серии (одного подхода) последовательно выполняемых однотипных расчетов. Расчет выполняют в один этап при последовательном переходе от участка

к участку в направлении от конца сети (точка 3) к ее началу (источник питания А). При этом определяют падения напряжения, потери мощности на каждом участке, а через них соответственно напряжение в ближайшем узле и потокораспределение участка.

При известном напряжении U_3 и коэффициенте трансформации $k_T = U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}}$ сила тока нагрузки и напряжение, приведенные к ВН, равны $\dot{I}_{23} = \dot{I}_3/k_T$, $U'_3 = U_3 k_T$, а мощности до и после трансформации одинаковы, т.е. $\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_3$. Отметим, что в дальнейшем для наглядности индекс «штрих» при U_3 не указывается.

Падение напряжения в обмотках трансформатора с сопротивлением \underline{Z}_3 при заданном характере ($\cos \varphi$) нагрузки \dot{I}_3

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{\Phi_{23}} = \dot{I}_3 \underline{Z}_3 &= (I_{a_3} - jI_{p_3})(R_3 + jX_3) = (I_{a_3} R_3 + I_{p_3} X_3) + \\ &+ j(I_{a_3} X_3 - I_{p_3} R_3) = \Delta U'_{\Phi_{23}} + j\delta U''_{\Phi_{23}}.\end{aligned}$$

При переходе к линейным напряжениям

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{23} &= \sqrt{3} \left[(I_{a_3} R_3 + I_{p_3} X_3) + j(I_{a_3} X_3 - I_{p_3} R_3) \right] = \\ &= \Delta U'_{23} + j\delta U''_{23}.\end{aligned}\quad (6.33)$$

Если выразить силу тока \dot{I}_3 и его слагаемые через известную мощность¹ нагрузки, то можно записать

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{23} &= \underline{S}_3^* \underline{Z}_3 / U_3 = \frac{1}{U_3} \left[(P_3 - jQ_3)(R_3 + jX_3) \right] = \\ &= \frac{1}{U_3} \left[(P_3 R_3 + Q_3 X_3) + j(P_3 X_3 - Q_3 R_3) \right].\end{aligned}\quad (6.34)$$

Как правило, напряжение в конце U_3 задается действительной величиной, т.е. если вектор \dot{U}_3 совместить с осью действительных величин, то $\dot{U}_3^* = \dot{U} = U_3$ и, следовательно,

$$\Delta \dot{U}_{23} = \frac{P_3 R_3 + Q_3 X_3}{U_3} + j \frac{P_3 X_3 - Q_3 R_3}{U_3} = \Delta U'_{23} + j\delta U''_{23}.$$

Тогда с учетом направления силы тока от начала к концу участка

$$\dot{U}_2 = U_3 + \Delta \dot{U}_{23} = U_3 + \Delta U'_{23} + j\delta U''_{23} = U_2 \angle \delta_2. \quad (6.35)$$

Выражению (6.35) соответствует векторная диаграмма, показанная на рис. 6.6.

¹ При емкостном характере нагрузки в формулах (6.33) и (6.34) и аналогичных им, приведенных далее, следует изменить знак перед реактивной составляющей тока I_p или перед реактивной мощностью Q .

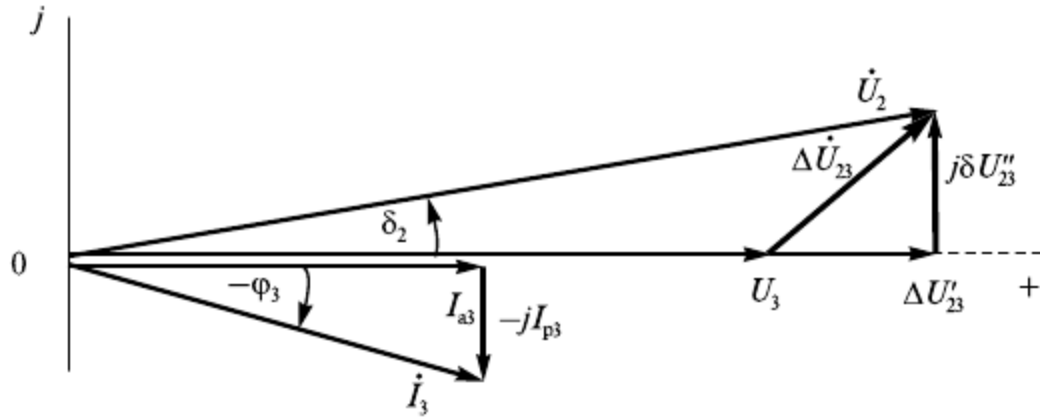


Рис. 6.6. Векторная диаграмма напряжений и токов для участка сети 2—3

Согласно формуле (6.35) модуль (значение) напряжения в точке 2

$$U_2 = \sqrt{(U_3 + \Delta U'_{23})^2 + (\delta U''_{23})^2}.$$

Сдвиг напряжения по фазе за счет поперечной составляющей падения напряжения на участке 2—3 определяется в соответствии с рис. 6.6 выражением

$$\delta_2 = \arctg \frac{\delta U''_{23}}{U_3 + \Delta U'_{23}}.$$

При известном напряжении U_3 потери мощности в сопротивлении трансформатора \underline{Z}_3 определяются как

$$\Delta S_{23} = 3I_3^2 \underline{Z}_3 = \left(\frac{S_3}{U_3} \right)^2 \underline{Z}_3,$$

откуда активные и реактивные потери мощности соответственно

$$\Delta P_{23} = 3(I_{a3}^2 + I_{p3}^2)R_3 = (P_3^2 + Q_3^2)R_3 / U_3^2;$$

$$\Delta Q_{23} = 3(I_{a3}^2 + I_{p3}^2)X_3 = (P_3^2 + Q_3^2)X_3 / U_3^2.$$

Следовательно, мощность в начале участка 2—3

$$\underline{S}_{23}^H = P_{23}^H + jQ_{23}^H = P_3 + \Delta P_{23} + j(Q_3 + \Delta Q_{23}).$$

Вычислением потока мощности \underline{S}_{23}^H заканчивается расчет электрического режима концевой (последнего) участка разомкнутой сети 2—3. В результате оказываются известными все необходимые данные для расчета следующего участка. Это дает возможность выполнить расчет по данным в конце участка точно так же, как выполнялись расчеты режима последнего участка схемы с сопротивлением \underline{Z}_3 .

Расчет участка 1—2 (линия W_2) выполняют по формулам, которые приведены ранее для участка 2—3. При этом вектор \dot{U}_2 вновь совмещается с осью действительных величин.

Для расчета мощности \underline{S}_{12}^k в конце участка 1—2 необходимо определить мощности шунтов (потери холостого хода трансформатора и половины линии W_2), включенных в узле 2 с вычисленным напряжением \dot{U}_2 :

$$\begin{aligned}\Delta \underline{S}_x &= U_2^2 \dot{Y}_\tau = U_2^2 (G_\tau + jB_\tau) = \Delta P_x + j\Delta Q_x; \\ \underline{S}_{Y_2} &= U_2^2 \dot{Y}_2 = U_2^2 (G_2 - jB_{c_2}) = \Delta P_{\text{кор}2} - jQ_{c_2}.\end{aligned}$$

В последнем выражении определены потери на коронирование и зарядная мощность в конце линии W_2 . Тогда мощность в конце участка 1—2 (линия W_2)

$$\begin{aligned}\underline{S}_{12}^k &= \underline{S}_{23}^H + \Delta \underline{S}_x + \Delta \underline{S}_{Y_2} = \\ &= P_{23}^H + \Delta P_x + \Delta P_{\text{кор}2} + j(Q_{23}^H + \Delta Q_x - Q_{c_2}) = P_{12}^k + jQ_{12}^k.\end{aligned}\quad (6.36)$$

Зная модуль напряжения U_2 в узле 2, можно вычислить падение напряжения

$$\Delta \dot{U}_{12} = \Delta U'_{12} + j\delta U''_{12} = \dot{S}_{12}^k \underline{Z} / U_2 = \frac{P_{12}^k R_2 + Q_{12}^k X_2}{U_2} + j \frac{P_{12}^k X_2 - Q_{12}^k R_2}{U_2}$$

и потери мощности в линии W_2

$$\Delta \underline{S}_{12} = \left(\frac{\underline{S}_{12}^k}{U_2} \right)^2 \underline{Z} = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{U_2^2} (R_2 + jX_2) = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}.$$

Мощность и напряжение в начале линии W_2 :

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^k + \Delta \underline{S}_{12} = P_{12}^k + \Delta P_{12} + j(Q_{12}^k + \Delta Q_{12}),$$

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U'_{12} + j\delta U''_{12} = U_1 \angle \delta'_1.$$

Расчет модуля напряжения \dot{U}_1 аналогичен определению модуля \dot{U}_2 , т.е.

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'_{12})^2 + (\delta U''_{12})^2}.$$

Углом сдвига фаз напряжений U_1 и U_2 относительно друг друга является δ'_1 (рис. 6.7)

$$\delta'_1 = \arctg \delta U''_{12} / (U_2 + \Delta U'_{12}).$$

Однако с учетом совмещения вектора \dot{U}_2 с вещественной осью фазу напряжения \dot{U}_1 относительно вектора \dot{U}_3 (оси действительных величин) определяют суммой углов ($\delta_1 = \delta_2 + \delta'_1$).

Приведем последовательность расчета параметров режима рассматриваемой электрической сети (см. рис. 6.5).

Этап 1. Расчет потокораспределения

1. Принимаем напряжение на шинах НН подстанции, равное, например, номинальному напряжению сети ВН (приведенное к напряжению обмотки ВН трансформатора $U_3^{(0)} = U_3^{\text{нн}} k_T$). Вычисляем потери мощности в сопротивлениях трансформатора:

$$\Delta \underline{S}_{23}^{(1)} = 3 I_3^{(1)2} \underline{Z}_3 = \left(\frac{S_3}{U_3^{(0)}} \right)^2 \underline{Z}_T = \Delta P_{23}^{(1)} + j \Delta Q_{23}^{(1)}.$$

2. Рассчитываем мощность в начале участка 2—3 (на входе сопротивлений обмоток трансформатора):

$$\underline{S}_{23}^{\text{н}} = P_{23}^{\text{н}} + j Q_{23}^{\text{н}} = P_3 + \Delta P_{23} + j(Q_3 + \Delta Q_{23}).$$

3. Находим мощности (потери) в шунтах узла 2:

$$\Delta \underline{S}_x = (U_2^{(0)})^2 \underline{Y}^* = (U_2^{(0)})^2 (G_T + j B_T) = \Delta P_x^{(1)} + j \Delta Q_x^{(1)};$$

$$\underline{S}_{Y_2} = (U_2^{(0)})^2 \underline{Y}_2^* = (U_2^{(0)})^2 (G_2'' - j B_{c2}) = \Delta P_{\text{кор}}^{(1)} - j Q_{c2}^{(1)}.$$

4. Определяем, используя балансовые соотношения в узле 2, мощность $\underline{S}_{12}^{\text{к}}$ в конце линии W_2 по формуле (6.36).

Аналогично выполняем распределение потоков мощности на всех остальных участках сети. Расчет продолжаем до тех пор, пока не будут найдены потоки $\underline{S}_{\text{А1}}^{\text{н}}$ и $\underline{S}_{\text{А}}$ (см. рис. 6.5). При вычислении $\underline{S}_{\text{А}}$ учитывается мощность шунта \underline{Y}_1' (потери на корону и зарядная мощность в начале линии W_1)

$$\underline{S}_{\text{ш}}^{\text{А}} = U_{\text{А}}^2 \underline{Y}_1'^* = U_{\text{А}}^2 (G_1' - j B_{c1}) = \Delta P_{\text{кор}}^{\text{А}} - j Q_c^{\text{А}}.$$

Этап 2. Расчет напряжений в узлах сети

Исходными данными при этом служат заданное напряжение $U_{\text{А}}$ источника питания и найденные на предыдущем этапе расчета мощности в начале каждого участка сети.

1. Определяем силу тока головного участка сети по данным начала звена

$$\dot{I}_{\text{А1}}^{(1)} = \frac{\underline{S}_{\text{А1}}^{\text{н}(1)}}{\sqrt{3} U_{\text{А}}} = \frac{P_{\text{А1}}^{\text{н}} - j Q_{\text{А1}}^{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{А}}} = I_{\text{а}}^{(1)} - j I_{\text{р}}^{(1)}.$$

2. Вычисляем падение напряжения на головном участке

$$\Delta \dot{U}_{\text{А1}} = \Delta U'_{\text{А1}} + j \delta U''_{\text{А1}} = \sqrt{3} \left[\left(I_{\text{а}}^{(1)} R_1 + I_{\text{р}}^{(1)} X_1 \right) + j \left(I_{\text{а}}^{(1)} X_1 - I_{\text{р}}^{(1)} R_1 \right) \right]$$

или эта же величина, определяемая через поток головного участка:

$$\Delta \dot{U}_{A1} = \dot{S}_{A1}^* \underline{Z}_{A1} / U_A^* = \frac{P_{A1}^H R_1 + Q_{A1}^H X_1}{U_A} + j \frac{P_{A1}^H X_1 - Q_{A1}^H R_1}{U_A}.$$

3. Находим в соответствии с указанным направлением силы тока \dot{I}_{a1} напряжение в узле I

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_A - \Delta \dot{U}_{A1} = U_A - \Delta U'_{A1} - j\delta U''_{A1} = U_1 \angle \delta_1. \quad (6.38)$$

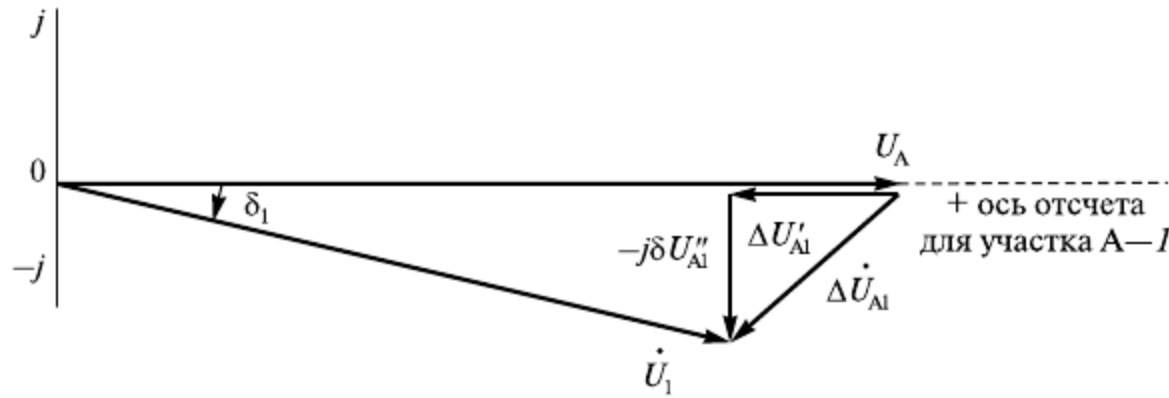


Рис. 6.8. Векторная диаграмма напряжений для головного участка сети

На рисунке 6.8 приведена векторная диаграмма напряжений, соответствующая выражению (6.38). Из диаграммы определяют величину (модуль) напряжения в узле I

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(U_A - \Delta U'_{A1})^2 + (\delta U''_{A1})^2}.$$

и фазу (аргумент) этого напряжения

$$\delta_1^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U''_{A1}}{U_A - \Delta U'_{A1}}. \quad (6.39)$$

Расчет напряжений в других узловых точках сети выполняют аналогично. В частности, для конечного участка сети напряжение НН, приведенное к ВН:

$$\begin{aligned} U_3^{(1)} &= U_2^{(1)} - \Delta U'_{23} - j\delta U''_{23} = U_2^{(1)} - \sqrt{3} \dot{I}_{23} \underline{Z}_3 = U_2^{(1)} - \frac{\dot{S}_{23}^*}{U_2^{(1)}} \underline{Z}_3 = \\ &= U_2^{(1)} - \frac{P_{23}^H R_3 + Q_{23}^H X_3}{U_2^{(1)}} - j \frac{P_{23}^H X_3 - Q_{23}^H R_3}{U_2^{(1)}} \end{aligned}$$

вычисляют через значение модуля вектора напряжения U_2 , получаемого в результате совмещения с осью отсчета аргументов (осью вещественных величин). Причем фазовый угол δ_3 равен сумме углов между векторами напряжений соседних узловых точек и определяется выражением вида (6.37). На рисунке 6.9 приведена векторная диаграмма напряжений данной сети при заданном напряжении U_A в источнике питания.

Второй этап завершает расчет режима сети в первом приближении. Уточнение параметров электрического режима можно выполнить на второй итерации по рас-

смотренному алгоритму расчета, заменив начальное приближение напряжения $U_i^{(0)}$ на вычисленное $U_i^{(1)}$ в первом приближении. Формально окончание расчета можно контролировать вычислением критерия вида (5.75) для наиболее удаленной узловой точки 3:

$$\delta U_3^{(k+1)} = |U_3^{(k+1)} - U_3^{(k)}| \leq \varepsilon,$$

т.е. вычисления будут повторяться до тех пор, пока значение искомой переменной U_3 на двух смежных итерациях не будет отличаться на сколь угодно малую, наперед заданную величину ε . Однако практически достаточно для неперегруженных разомкнутых сетей выполнить одно-два приближения (итерации) рассмотренного расчета.

Зная напряжение \dot{U}'_3 , определим фактическое напряжение на шинах НН подстанции, например, при номинальном коэффициенте трансформации k_T :

$$\dot{U}_3 = \dot{U}'_3 / k_T = U'_3 U_{\text{НН}} / U_{\text{ВН}}.$$

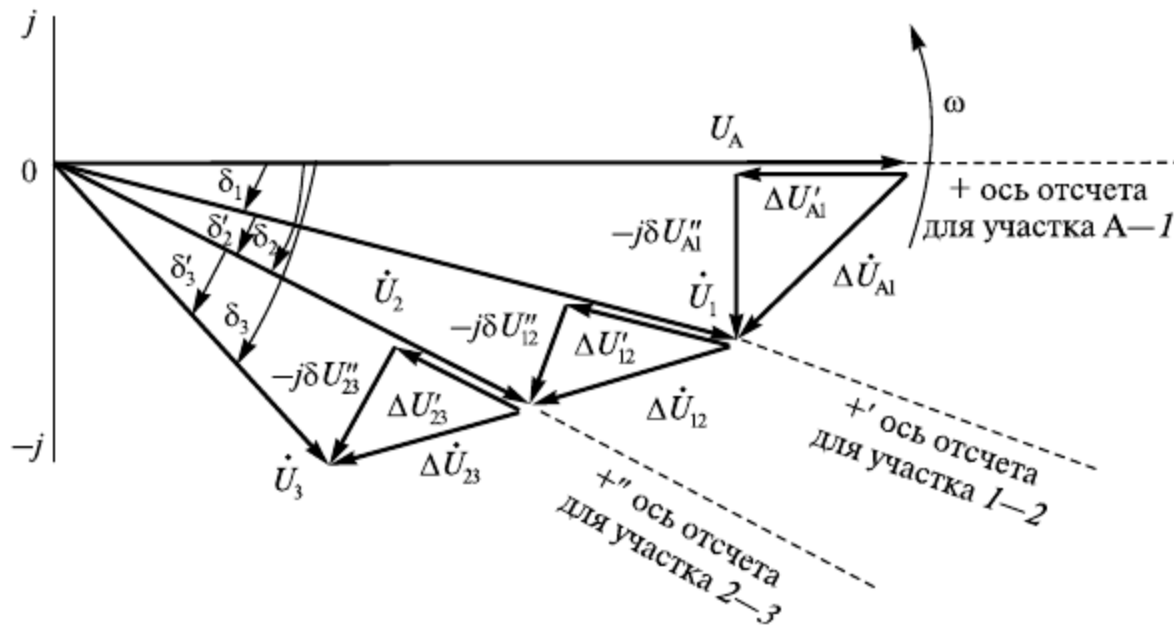


Рис. 6.9. Векторная диаграмма напряжений для сети из трех последовательных участков (расчет по данным в начале сети)

В итоге отметим, что при расчете режимов слабозагруженных сетей напряжением 110 кВ и сетей меньших номинальных напряжений общие расчетные формулы, приведенные в данном подразделе для определения напряжений в узловых точках сети, можно упростить. Поперечная составляющая падения напряжения

$$\delta U'' = \sqrt{3}(I_a X - I_p R) = (PX - QR) / U$$

и соответственно фазовый сдвиг напряжений (6.39), например, при передаче по сети активно-индуктивной мощности имеет незначительную величину (см. подраздел 5.2).

Поэтому ее влияние на модуль напряжения

$$U_{i+1} = \sqrt{(U_i - \Delta U'_i)^2 + (\delta U''_i)^2}$$

не учитывается, так как практически лежит в пределах точности расчета, а расчет напряжений ведется по упрощенным формулам вида (5.38).

Контрольные вопросы

1. В чем отличие расчетов электрического режима линии электропередачи и продольного звена?
2. Какие существуют характерные случаи расчета электрического режима линии?
3. В каких случаях и почему расчет режима линии реализуется точной (прямой) и приближенной (итерационной) процедурой?
4. Когда расчет режима линии выполняют в два этапа? Что анализируют на каждом этапе?
5. Каковы расчетные выражения алгоритмов анализа режима линии точным и приближенным методами?
6. В чем заключается точный и приближенный алгоритмы расчета режима линии в токах?
7. В чем проявляется влияние активной и емкостной проводимостей ЛЭП на потери мощности и напряжение?
8. В каком случае для расчета режима линии достаточно одной-двух итераций? Что ухудшает сходимость расчета?
9. Когда возникает режим холостого хода? В чем его особенность для протяженных линий?
10. Что определяет режим холостого хода ЛЭП? Почему напряжение в конце линии превышает напряжение в ее начале?
11. Как получить зависимость превышения напряжения в режиме холостого хода линии от ее протяженности?
12. Изобразите векторную диаграмму напряжений в режиме холостого хода ЛЭП. В чем причина отставания по фазе вектора напряжения в конце линии от вектора напряжения в ее начале?
13. Сформулируйте алгоритм анализа режима холостого хода протяженных ЛЭП.
14. Какие электрические сети называются разомкнутыми?
15. Чем определяется рабочий (установившийся) режим электрической сети?
16. Какие исходные данные необходимы для выполнения расчета установившегося режима сети?
17. Какие методы чаще всего используют для расчета установившихся режимов простейших сетей.
18. Как влияют данные о нагрузке и напряжениях в узлах на последовательность расчета режима разомкнутой сети?
19. Какова последовательность расчета режима разомкнутой сети при задании напряжения в ее конечном узле?
20. В чем сущность метода расчета режима разомкнутой сети, который осуществляется в два этапа?
21. Какое допущение принимается при расчете режима разомкнутой сети на первом этапе?
22. В каких случаях при расчете методом последовательных приближений можно ограничиться одной-двумя итерациями?
23. В каких случаях можно вести расчет напряжений в узлах разомкнутой сети без учета поперечной составляющей вектора падения напряжения?
24. Каким образом учитываются поперечные ветви (шунты) при расчете режима разомкнутой сети?

25. Как найти фазовый угол напряжения узла, наиболее удаленного от балансирующего?
26. Как определить КПД линии электропередачи при задании нагрузки в ее начале и конце?

Примеры решения задач

Задача 6.1. Определите наибольшую потерю напряжения в разомкнутой трехфазной сети 380 В, выполненную кабелем и воздушными линиями. Симметричные по фазе нагрузки в амперах, их коэффициенты мощности $\cos\varphi$, длины участков, км, марки проводов и кабелей даны на схеме сети (рис. 6.10). Головной участок Ab выполнен кабелем АВВГ—4×95 ($R_0 = 0,326$ Ом/км, $X_0 = 0,060$ Ом/км), ответвление bd с равномерно распределенной нагрузкой и ответвление bc — проводом А 50 ($R_0 = 0,60$ Ом/км, $X_0 = 0,30$ Ом/км).

Решение. Равномерно распределенную нагрузку в ответвлении bd заменим сосредоточенной нагрузкой \dot{I}_e , приложенной в середине участка (рис. 6.11) $\dot{I}_e = 125 \angle 0,95 \times 0,40 = 50 \angle 0,95$ А (в обозначении принято $\cos\varphi = 0,95$). На этой же схеме приведены расчетные сопротивления участков.

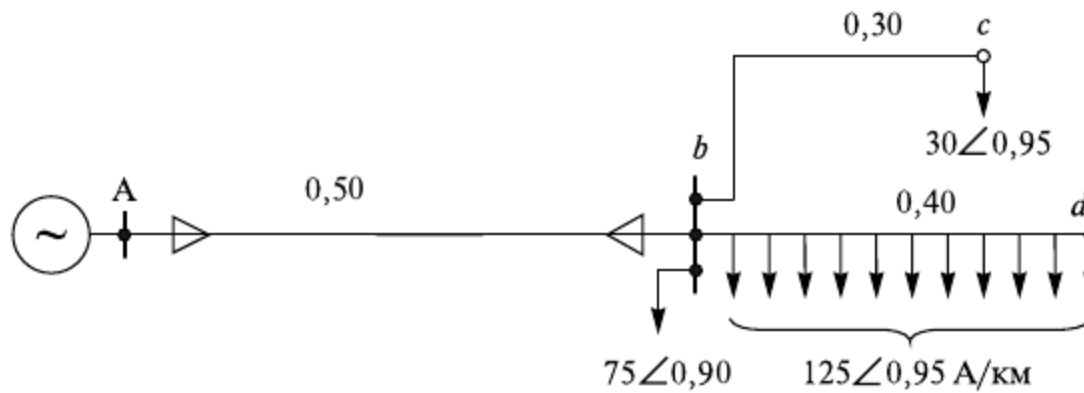


Рис. 6.10. Схема низковольтной сети

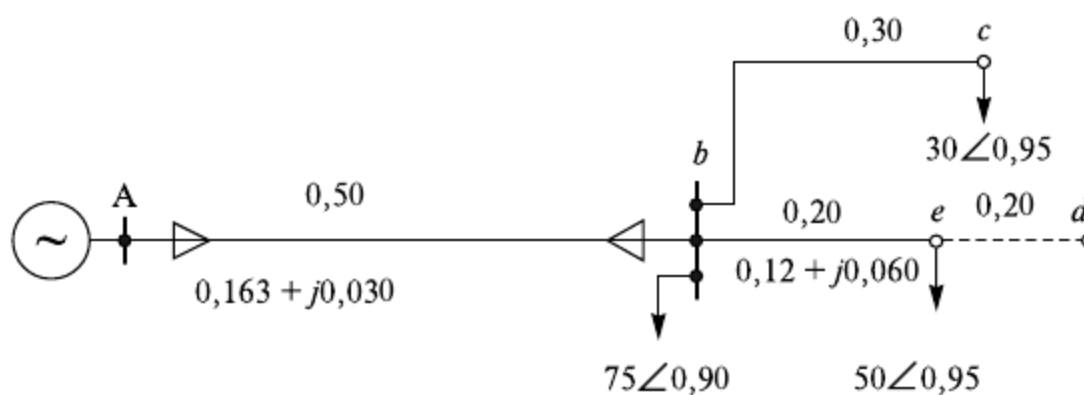


Рис. 6.11. Схема сети с сосредоточенными нагрузками

Потери напряжения от такой сосредоточенной нагрузки равны потерям напряжения для линии с равномерно распределенной нагрузкой (подробнее в подразделе 9.9).

Находим потери напряжения до точки d непосредственно по токам нагрузок, не определяя распределения токов по линиям:

$$\begin{aligned} \Delta U_d &= \Delta U_{Ab} + \Delta U_{bd} = \\ &= \sqrt{3} \left[R_{Ab} (I_b \cos\varphi_b + I_c \cos\varphi_c) + X_{Ab} (I_b \sin\varphi_b + I_c \sin\varphi_c) + \right. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + (R_{Ab} + R_{be}) I_e \cos \varphi_e + (X_{Ab} + X_{be}) I_e \sin \varphi_e] = \\
& = \sqrt{3} [0,163(75 \cdot 0,90 + 30 \cdot 0,95) + 0,030(75 \cdot 0,436 + 30 \cdot 0,132) + \\
& + (0,163 + 0,12) \cdot 50 \cdot 0,95 + (0,030 + 0,060) \cdot 50 \cdot 0,312] = 55 \text{ В}.
\end{aligned}$$

Необходимо отметить, что ток \dot{I}_c ответвления bc умножаем только на сопротивление участка Ab сети; потери напряжения до точки d определяем действием этой нагрузки только на участке Ab .

Проанализировав схему сети (см. рис. 6.11), заметим, что определять потери напряжения до точки c не следует. Ответвление bc , выполненное проводом того же сечения, что и ответвление bd , имеет меньший момент токов относительно точки b ($30 \cdot 0,30 < 50 \cdot 0,20$), следовательно, потеря напряжения на участке bc должна быть меньше, чем на участке bd , и поэтому суммарная потеря напряжения до точки c также будет меньшей, однако незначительно отличаться от потерь до точки d .

Таким образом, наиболее низкое напряжение сети в точке d . Потери напряжения до этой точки $\Delta U_d = 55 \text{ В}$, или $\Delta U_d = \frac{55}{380} \cdot 100\% = 14,5\%$, что в большинстве случаев недопустимо.

В соответствии с ГОСТ 13109—97 на качество электроэнергии нормально допустимое отклонение напряжения в узлах сети напряжением 380 В с уровнем достоверности $\beta = 0,95$ составляет $\pm 5\%$. Приняв напряжение в начале сети

$$U_A = 1,05 U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 380 \approx 400 \text{ В},$$

определим напряжение в наиболее удаленной точке d :

$$U_d = U_A - \Delta U_d = 400 - 55 = 345 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения составляет

$$\delta U = (U_d - U_{\text{ном}}) / U_{\text{ном}} = (345 - 380) \cdot 100\% / 380 = -9,21\%,$$

что превышает нормально допустимую величину.

Задача 6.2. Определите мощность и место установки конденсаторных батарей (КБ), с помощью которых можно получить допустимые значения напряжений в сети 380 В, рассмотренной в задаче 6.1.

Решение. В соответствии с данными сети (см. рис. 6.11) определим активные и реактивные составляющие токов нагрузки по общему выражению $\dot{I} = I(\cos \varphi - j \sin \varphi)$:

$$\dot{I}_b = 75(0,90 - j0,436) = 67,5 - j32,7 \text{ А};$$

$$\dot{I}_c = 30(0,95 - j0,312) = 28,5 - j9,36 \text{ А};$$

$$\dot{I}_e = 50(0,95 - j0,312) = 47,5 - j15,6 \text{ А},$$

с учетом которых найдем распределение токов по линии сети. Установим КБ в точке d с наиболее низким напряжением в сети. Нагрузку в конце ответвления bd от точки включения сосредоточенной нагрузки I_e определим только током конденсаторной батареи $jI_{\text{к1}}$, являющимся искомым (рис. 6.12):

$$\dot{I}_{ed} = jI_{\kappa}.$$

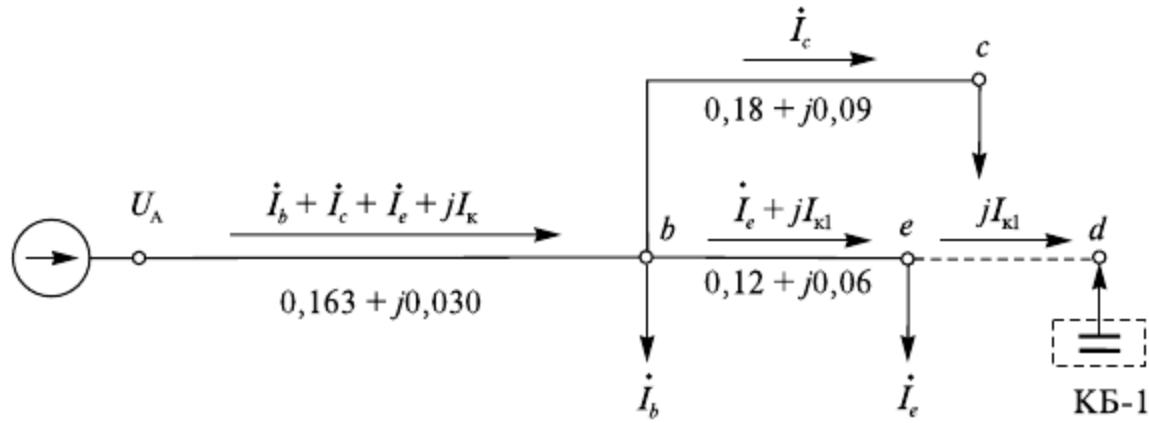


Рис. 6.12. Токораспределение в сети при установке КБ в узле d

Токовые нагрузки на других участках рассчитаем по балансу сил токов в узлах:

$$\dot{I}_{be} = \dot{I}_e + jI_{\kappa 1} = 47,5 - j15,6 + jI_{\kappa 1};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{ab} &= \dot{I}_b + \dot{I}_c + \dot{I}_e + jI_{\kappa 1} = 67,5 - j32,7 + 28,5 - j9,36 + 47,5 - j15,6 + jI_{\kappa 1} = \\ &= 143,5 - j(57,66 - I_{\kappa 1}). \end{aligned}$$

С учетом нормально допустимого отклонения напряжения

$$\delta U = 0,05 U_{\text{ном}} = 0,05 \cdot 380 = 19 \text{ В},$$

минимальное допустимое напряжение в узлах сети

$$U_{\min} = U_{\text{ном}} - \delta U = 380 - 19 = 361 \text{ В}.$$

Исключим крайние значения, приняв с некоторым запасом $U_{\min} = 362 \text{ В}$. Тогда допустимая потеря напряжения

$$\Delta U_{\text{доп}} = U_A - U_{\min} = 400 - 362 = 38 \text{ В}.$$

Запишем выражения для потерь напряжения до узлов через токовые нагрузки ветвей:

$$\begin{aligned} \Delta U_d &= \Delta U_{Ab} + \Delta U_{be} + \Delta U_{ed} = \\ &= \sqrt{3} [I'_{Ab} R_{Ab} + (I''_{Ab} - I_{\kappa 1}) X_{Ab} + I'_{be} R_{be} + (I''_{be} - I_{\kappa 1}) X_{be} - I_{\kappa 1} X_{ed}]. \end{aligned}$$

После подстановки известных параметров сети имеем

$$\begin{aligned} &\sqrt{3} [143,5 \cdot 0,163 + (57,66 - I_{\kappa 1}) \cdot 0,030 + \\ &+ (47,5 \cdot 0,12) + (15,6 - I_{\kappa 1}) \cdot 0,06 - I_{\kappa 1} \cdot 0,060] = 38 \text{ В}, \end{aligned}$$

откуда получим $I_{\kappa 1} = 65,4 \text{ А}$ и расчетную мощность КБ:

$$Q_{KB} = \sqrt{3} U_{d \min} I_{K1} = \sqrt{3} \cdot 362 \cdot 65,4 \cdot 10^{-3} = 41,0 \text{ квар.}$$

Аналогично определим (с учетом КБ в узле d) мощность КБ, устанавливаемой в узле c .

Падение напряжения до узла c

$$\begin{aligned} \Delta U_c &= \Delta U_{Ab} + \Delta U_{bc} = \sqrt{3} \{ [I'_{Ab} R_{Ab} + (I''_{Ab} - I_{K1} - I_{K2}) X_{Ab} + \\ &\quad + I'_c R_{bc} + (I''_c - I_{K2}) X_{bc}] \} = \\ &= \sqrt{3} [143,5 \cdot 0,163 + (57,66 - 65,4 - I_{K2}) \cdot 0,03 + \\ &\quad + 28,5 \cdot 0,18 + (9,36 - I_{K2}) \cdot 0,09] = 38 \text{ В,} \end{aligned}$$

откуда получим $I_{K2} = 60 \text{ А}$ и мощность КБ₂

$$Q_{K2} = \sqrt{3} U_{c \min} I_{K2} = \sqrt{3} \cdot 362 \cdot 60 \cdot 10^{-3} = 37,6 \text{ квар.}$$

Ограничимся первым приближением решения данной задачи. Мощность КБ₁ в узле d несколько завышена, так как найдена без учета увеличения напряжения в узлах сети, вызванная установкой КБ₂ в узле c . Включение данных компенсирующих устройств позволяет обеспечить следующие напряжения в узлах (рис. 6.13):

$$U_b = 363 \text{ В; } U_c = 362 \text{ В; } U_d = 365 \text{ В.}$$

Нагрузки узлов имеют активно-индуктивный характер (запись $\dot{I} = I' - jI''$), силы токов ветвей — активно-емкостной ($\dot{I} = I' + jI''$) вследствие перекомпенсации индуктивных составляющих нагрузок емкостными токами конденсаторных батарей.

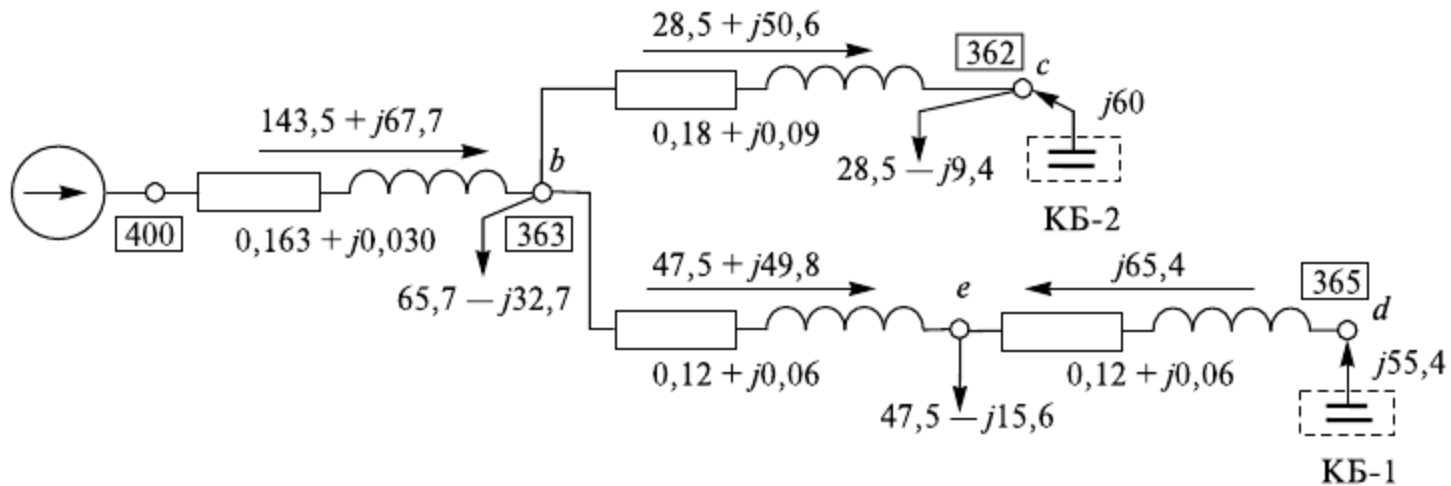


Рис. 6.13. Параметры допустимого электрического режима

В итоге отметим, что найденная суммарная мощность КБ, обеспечивающая минимальное допустимое напряжение, наименьшая. Читателю предлагается самостоятельно убедиться в том, что при установке КБ в узле b ее мощность должна быть в 5 раз больше мощности батареи в узле d , а при увеличении допустимого напряжения до номинального мощность КБ в узлах c и d необходимо увеличить в 2 раза.

Задача 6.3. Воздушная линия напряжением 10 кВ, протяженностью 2,0 км со стальными проводами ПС 70 предназначена для электроснабжения потребителя с изменяющейся в течение 1 сут нагрузкой от 30 до 150 А при неизменном $\cos \varphi = 0,90$. В конце этой линии подключен также трансформатор ТМ-40/10, нагрузка которого изменяется от 50 до 100% (рис. 6.14). Периоды наибольших и наименьших нагрузок отдельного потребителя и подстанции совпадают.

Выполните анализ напряжения в сети.

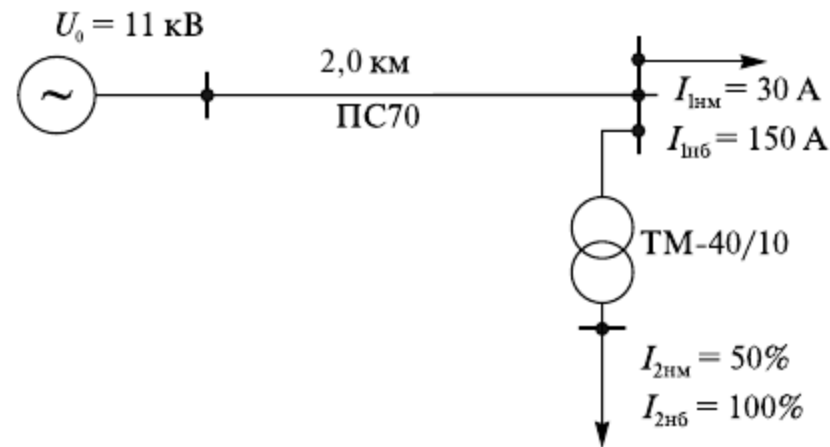


Рис. 6.14. Принципиальная схема сети напряжением 10 кВ

Решение. Анализ напряжений выполнен по результатам расчетов в соответствии со схемой замещения сети (рис. 6.15). Сопротивления ВЛ со стальными проводами ПС 70 при силах токов $I_{\text{лнм}} = 30 \text{ А}$ ($R = 3,54 \text{ Ом}$, $X = 1,25 \text{ Ом}$) и $I_{\text{лнб}} = 150 \text{ А}$ ($R = 4,76 \text{ Ом}$, $X = 2,11 \text{ Ом}$) определены в задаче 2.4, параметры трансформатора ТМ-40/10 ($R_{\text{т}} = 62,5 \text{ Ом}$, $X_{\text{т}} = 93,5 \text{ Ом}$, $U_{\text{вн}} = 10,5 \text{ кВ}$, $U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ}$) приняты из прил.2, табл. П2.2.

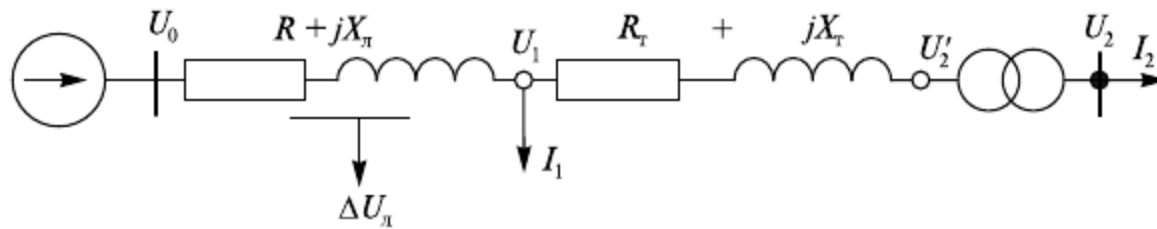


Рис. 6.15. Схема замещения сети напряжением 10 кВ

Предварительно определим силы токов, потребляемые трансформатором при наибольшей (номинальной) нагрузке

$$I_{2\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А}$$

и минимальной

$$I_{2\text{нм}} = 0,5 \cdot 2,3 = 1,15 \text{ А}.$$

Влияние трансформатора на изменение токовой нагрузки ВЛ пренебрежительно мало, что позволяет определить напряжение в конце линии через нагрузку сети I_1 следующим образом:

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{\text{л}} = U_0 - \sqrt{3}I_1(R_{\text{л}} \cos \varphi + X_{\text{л}} \sin \varphi).$$

Тогда при наибольших и наименьших силах токов получим

$$U_{1\text{нб}} = 11 - \sqrt{3} \cdot 150(4,76 \cdot 0,90 + 2,11 \cdot 0,436) \cdot 10^{-3} = 9,65 \text{ кВ};$$

$$U_{1\text{нм}} = 11 - \sqrt{3} \cdot 30(3,54 \cdot 0,90 + 1,25 \cdot 0,436) \cdot 10^{-3} = 10,8 \text{ кВ}.$$

Эти же результаты можно получить проще и с достаточной точностью через модули сил токов и сопротивлений

$$U_1 \approx U_0 - \sqrt{3} I_1 Z_{\pi}$$

в следующем виде:

$$U_{1\text{нб}} = 11 - \sqrt{3} \cdot 150 \cdot 5,21 \cdot 10^{-3} = 9,65 \text{ кВ};$$

$$U_{1\text{нм}} = 11 - \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 3,75 \cdot 10^{-3} = 10,80 \text{ кВ}.$$

Отметим, что в общем случае последние расчеты являются приближенными, дающими завышенные значения (15—20%) потерь напряжения.

Изменение напряжения в конце ВЛ (на входе трансформатора)

$$\delta U_t = (U_{1\text{нб}} - U_{1\text{нм}}) \cdot 100\% / U_{\text{ном}} = (10,80 - 9,65) \cdot 100\% / 10 = 11,5\%.$$

Отклонение напряжения

$$\delta U = (U - U_{\text{ном}}) \cdot 100\% / U_{\text{ном}}$$

в режимах наибольших и наименьших нагрузок составляет

$$\delta U_{1\text{нб}} = -3,5\%, \quad \delta U_{1\text{нм}} = 8,0\%.$$

Допустимость этих значений определяется расчетом напряжений на шинах НН подстанции, непосредственно питающих электропотребители.

Напряжение на шинах НН, приведенное к ВН:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_T = U_1 - \sqrt{3} I_2 (R_T \cos \varphi + X_T \sin \varphi),$$

при нагрузках наибольших

$$U''_{2\text{нб}} = 9,65 - \sqrt{3} \cdot 2,3(62,5 \cdot 0,90 + 93,5 \cdot 0,436) \cdot 10^{-3} = 9,26 \text{ кВ}$$

и наименьших

$$U'_{2\text{нм}} = 10,8 - \sqrt{3} \cdot 1,15(62,5 \cdot 0,90 + 93,5 \cdot 0,436) \cdot 10^{-3} = 10,61 \text{ кВ}.$$

Трансформация этих напряжений учитывается с помощью коэффициента трансформации, значение которого при установке переключателя (ПБВ) в центральном положении (положение III) определяется в виде

$$k_T = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}} = 10 / 0,4 = 25.$$

Тогда получим на шинах НН подстанции следующие напряжения:

при наибольших нагрузках

$$U_2 = U'_{2\text{нб}} 10^3 / k_T = 9,26 \cdot 10^3 / 25 = 370 \text{ В},$$

при наименьших нагрузках

$$U_2 = U'_{2\text{нм}} 10^3 / k_T = 10,61 \cdot 10^3 / 25 = 424 \text{ В}.$$

Оценка режима напряжения с помощью изменения напряжения $\delta U_t = 14,2\%$ и отклонений напряжения $\delta U_{\text{нб}} = -2,6\%$ и $\delta U_{\text{нм}} = 11,6\%$ свидетельствует о превышении их нормативных нормально допустимых значений.

Задача 6.4. Выдача мощности небольшой электростанции во внешнюю приемную систему осуществляется по двум линиям электропередачи 35 кВ (рис. 6.16): кабельной ($3 \times \text{ОАБ } 35-3 \times 70$) и воздушной с проводом АС 70/11; длина каждой линии 10 км. На электростанции установлены два повышающих трансформатора ТД-10000/35 с номинальной трансформацией. На зажимах генератора поддерживается напряжение $U_1 = 10,5$ кВ, генерация $\underline{S}_1 = 15,0 + j8,0$ МВ·А. Выполните расчет и анализ параметров установившегося режима электрической сети.

Решение. Расчет электрического режима сети, в которой заданы мощность генерации, нагрузки и напряжение для одного конца схемы, выполняем в виде прямого (точного) расчета в один этап. Схема замещения сети приведена на рис. 6.17.

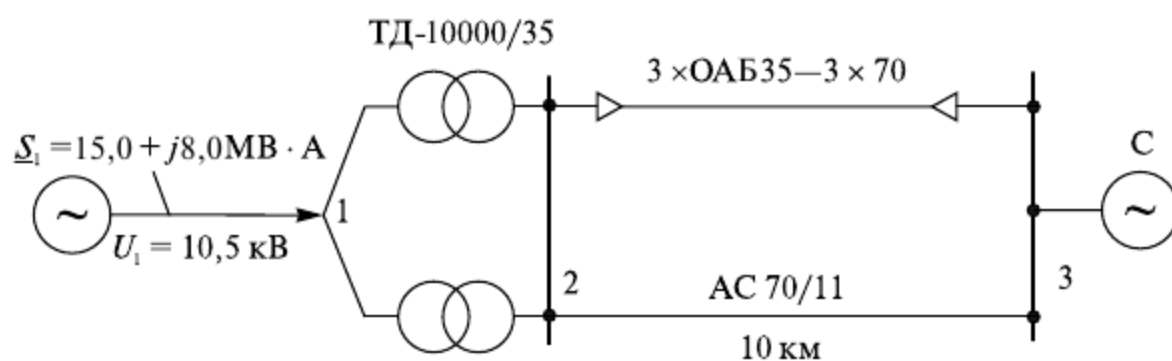


Рис. 6.16. Исходная схема сети

Параметры схем замещения кабельной и воздушной линий и повышающих трансформаторов определены в задачах 2.5 и 3.4.

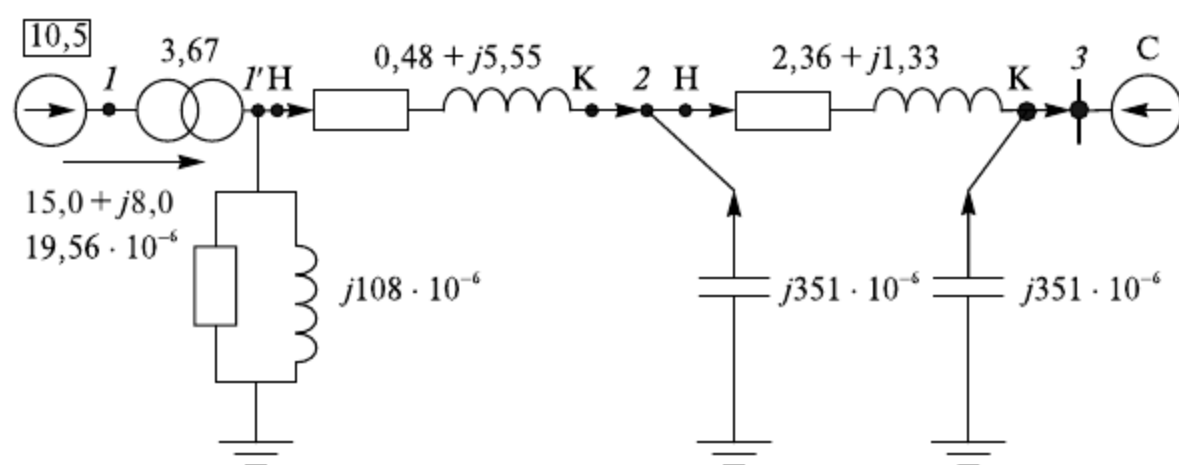


Рис. 6.17. Эквивалентная схема замещения сети

1. Трансформаторы (участок 1—2).

Параметры трансформатора ТД-10000/35:

$$R_T = 0,96 \text{ Ом}, X_T = 11,1 \text{ Ом}, G_T = 9,78 \cdot 10^{-6} \text{ См}, B_T = 54 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$U_{\text{вн}} = 38,5 \text{ кВ}, U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}, k_{\text{ном}} = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}}.$$

Эквивалентные параметры двух трансформаторов:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_T / 2 = (0,96 + j11,1) / 2 = 0,48 + j5,55 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_1 = 2\underline{Y}_T = 2(9,78 - j54) \cdot 10^{-6} = (19,56 - j108) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

2. Линии (участок 2—3).

Кабельная линия:

$$\underline{Z}_{\text{кл}} = 4,43 + j1,37 \text{ Ом}, \quad j\frac{B_c}{2} = j351 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Воздушная линия:

$$\underline{Z}_{\text{вл}} = 4,28 + j4,32 \text{ Ом.}$$

Эквивалентные параметры линий:

$$\underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{\text{кл}} \underline{Z}_{\text{вл}} / (\underline{Z}_{\text{кл}} + \underline{Z}_{\text{вл}}) = 2,36 + j1,33 \text{ Ом};$$

$$jB_{c2} = jB_{c3} = j351 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Расчет электрического режима сети ведем последовательно от участка 1–2 к участку 2–3. За один проход по схеме, начиная от узла с известными мощностью и напряжением, определяем потокораспределение с учетом потерь мощности и напряжения узлов сети.

Участок 1–2. Расчет начинаем с узла 1 подключения генератора. Поток на входе участка 1'–2 совпадает с генерацией, так как участок 1–1' является идеальным трансформатором (см. рис. 6.17).

$$\underline{S}_{1'1} = \underline{S}_1 = 15,0 + j8,0 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Для расчета потокораспределения и напряжений необходимо определить напряжение на генераторе, приведенное к ВН.

$$U'_1 = k_T U_1 = 38,5 \cdot 10,5 / 10,5 = 38,5 \text{ кВ.}$$

Мощность потерь холостого хода трансформаторов

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_x = \underline{S}_{1'} &= Y_1^* U_1'^2 = (19,56 + j108) \cdot 10^{-6} \cdot 38,5^2 = \\ &= 0,029 + j0,16 \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

ослабляет поток в начале участка 1'–2.

$$\underline{S}_{1'2}^{(H)} = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S}_x = 15,0 + j8,0 - 0,03 - j0,16 = 14,97 + j7,84 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Потери мощности холостого хода в сетях 35 кВ оказывают незначительное влияние на потокораспределение (в данном случае менее 2%) и поэтому в дальнейшем не учитываются.

Потери мощности на участке 1–2

$$\Delta \underline{S}_{12} = \left(\frac{\underline{S}_{1'2}^{(H)}}{U_1'} \right) \underline{Z}_{12} = (15,0^2 - 8,0^2)(0,48 + j5,55) / 38,5^2 = 0,094 + j1,082 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Мощность в конце участка

$$\underline{S}_{1'2}^{(K)} = \underline{S}_{1'2}^{(H)} - \Delta \underline{S}_{12} = 15,0 + j8,0 - 0,09 - j1,08 = 14,91 + j6,92 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

В соответствии с направлением потока напряжение узла 2 можно выразить через известное напряжение питающего узла U'_1 :

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12}; \Delta \dot{U}_{12} = \Delta U'_{12} + j\delta U''_{12}.$$

Вектор падения напряжения ($\Delta \dot{U}_{12}$) выражаем через продольную ($\Delta U'_{12}$) и поперечную ($\delta U''_{12}$) составляющие:

$$\Delta U'_{12} = (P_{12}^{(H)} R_{12} + Q_{12}^{(H)} X_{12}) / U'_1 = (15 \cdot 0,48 + 8 \cdot 5,55) / 38,5 = 1,34 \text{ кВ}$$

$$\delta U''_{12} = \frac{P_{12}^{(H)} X_{12} - Q_{12}^{(H)} R_{12}}{U'_1} = \frac{15 \cdot 5,55 - 8 \cdot 0,48}{38,5} = 2,06 \text{ кВ},$$

с учетом которых модуль напряжения в конце участка (на шинах ВН подстанции)

$$\Delta U_{23} \approx (P_{23}^{(H)} R_{23} + Q_{23}^{(H)} X_{23}) / U_2 = (14,91 \cdot 2,36 + 7,41 \cdot 1,33) / 37,22 = 1,21 \text{ кВ}.$$

Влияние поперечной составляющей на потери напряжения можно учесть также приближенно:

$$\Delta U_{12} \approx \Delta U'_{12} - \frac{(\delta U''_{12})^2}{2(U'_1 - \Delta U'_2)} = 1,34 - \frac{2,06^2}{2(38,5 - 1,34)} = 1,28 \text{ кВ}.$$

Тогда напряжение в конце участка

$$U_2 = U'_1 - \Delta U_{12} = 38,5 - 1,28 = 37,22 \text{ кВ}$$

такая же величина, как в предыдущем расчете.

Принимая потери напряжения равными продольной составляющей падения напряжения, получаем:

$$U_2 = U'_1 - \Delta U'_{12} = 38,5 - 1,34 = 37,16 \text{ кВ}.$$

Влияние поперечной составляющей на величину напряжения

$$\frac{37,16 - 37,22}{37,22} \cdot 100\% = -0,16\%$$

незначительно, что позволяет не учитывать ее в расчетах электрических режимов сетей напряжением до 35 кВ.

Участок 2—3. С учетом зарядной мощности кабеля (мощности шунта узла 2)

$$Q_{c_2} = U_2^2 B_{c_2} = 37,22^2 \cdot 351 \cdot 10^{-6} = 0,49 \text{ Мвар},$$

поток в начале эквивалентной линии составит

$$\underline{S}_{23}^{(H)} = \underline{S}_{12}^{(K)} + jQ_{c_2} = 14,91 + j6,92 + j0,49 = 14,91 + j7,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На величину потерь мощности в линиях

$$\Delta \underline{S}_{23} = \left(\frac{S_{23}^{(H)}}{U_2} \right)^2 \underline{Z}_{23} = \frac{14,91^2 + 7,41^2}{37,22^2} (2,36 + j1,33) = 0,47 + j0,27 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

уменьшается поток в конце эквивалентной линии:

$$\underline{S}_{23}^{(к)} = \underline{S}_{23}^{(н)} - \Delta \underline{S}_{23} = 14,91 + j7,41 - 0,47 - j0,27 = 14,44 + j7,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Учет зарядной мощности в конце линии (мощность шунта узла 3) увеличивает на это значение поток в приемную систему

$$\underline{S}_c = \underline{S}_{23}^{(к)} + jQ_{c3} = 14,44 + j7,14 + j0,46 = 14,44 + j7,60 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

но имеет формальный характер, так как не влияет на значения напряжений (узел 3 — балансирующий, шины бесконечной мощности).

Потери напряжения в линиях

$$\Delta U_{23} \approx (P_{23}^{(н)} R_{23} + Q_{23}^{(н)} X_{23}) / U_2 = (14,91 \cdot 2,36 + 7,41 \cdot 1,33) / 37,22 = 1,21 \text{ кВ}.$$

Напряжение приемной системы (в конце участка)

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 37,22 - 1,21 = 36,01 \text{ кВ}.$$

Расчет потокораспределения в исходной схеме замещения (см. рис. 6.16). Данную задачу решим, используя потокораспределение в эквивалентной схеме замещения (см. рис. 6.17).

Распределение потока мощности конца эквивалентной линии между воздушной и кабельной линией можно определить по общим выражениям

$$\begin{aligned} \underline{S}_{кл}^{(к)} &= \underline{S}_{23}^{(к)} \frac{Z_{23}^*}{Z_{кл}^*} = \underline{S}_{23}^{(к)} \frac{Z_{вл}^*}{(Z_{кл}^* + Z_{вл}^*)}; \\ \underline{S}_{вл}^{(к)} &= \underline{S}_{23}^{(к)} \frac{Z_{23}^*}{Z_{вл}^*} = \underline{S}_{23}^{(к)} \frac{Z_{кл}^*}{(Z_{кл}^* + Z_{вл}^*)}. \end{aligned} \quad (6.40)$$

Поток мощности в конце линий:
кабельной

$$\underline{S}_{кл}^{(к)} = \underline{S}_{23}^{(к)} \frac{Z_{23}^*}{Z_{кл}^*} = (14,44 + j7,14) \cdot \frac{2,36 - j1,33}{4,43 - j1,37} = 9,13 + j2,30 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

воздушной

$$\underline{S}_{вл}^{(к)} = \underline{S}_{23}^{(к)} \frac{Z_{23}^*}{Z_{вл}^*} = (14,44 + j7,14) \cdot \frac{2,36 - j1,33}{4,28 - j4,32} = 5,32 + j4,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Суммирование найденных мощностей параллельных линий дает исходную мощность $\underline{S}_{23}^{(к)}$ в эквивалентной линии. Отмеченное условие рекомендуется использовать для проверки правильности расчета потокораспределения в исходной (неэквивалентной схеме).

Поток мощности в начале линии:
кабельной

$$\underline{S}_{кл}^{(н)} = \underline{S}_{23}^{(н)} \frac{Z_{23}^*}{Z_{кл}^*} = (14,91 + j7,41) \cdot \frac{2,36 - j1,33}{4,43 - j1,37} = 9,43 + j2,39 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

воздушной

$$\underline{S}_{\text{вл}}^{(\text{н})} = \underline{S}_{23}^{(\text{н})} \cdot \underline{Z}_{23}^* / \underline{Z}_{\text{вл}}^* = (14,91 + j7,41) \cdot \frac{2,36 - j1,33}{4,28 - j4,32} = 5,49 + j4,99 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Эти же потоки мощности можно определить по данным конца линий с учетом потерь мощности:

$$\Delta \underline{S}_{\text{кл}} = \left(\frac{\underline{S}_{\text{кл}}^{(\text{к})}}{U_3} \right)^2 \underline{Z}_{\text{кл}} = \frac{9,13^2 + 2,30^2}{36,01^2} (4,43 + j1,37) = 0,30 + j0,09 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{вл}} = \left(\frac{\underline{S}_{\text{вл}}^{(\text{к})}}{U_3} \right)^2 \underline{Z}_{\text{вл}} = \frac{5,32^2 + 4,83^2}{36,01^2} (4,28 + j4,32) = 0,17 + j0,17 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{\text{кл}}^{(\text{н})} = \underline{S}_{\text{кл}}^{(\text{к})} + \Delta \underline{S}_{\text{кл}} = 9,13 + j2,30 + 0,30 + j0,09 = 9,43 + j2,39 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{\text{вл}}^{(\text{н})} = \underline{S}_{\text{вл}}^{(\text{к})} + \Delta \underline{S}_{\text{вл}} = 5,32 + j4,83 + 0,17 + j0,17 = 5,49 + j5,00 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Распределение мощности между трансформаторами электростанции можно определить по общему выражению (6.40), однако в данном случае учитывается, что на станции установлены одноступенчатые трансформаторы одинаковой мощности.

Мощность на шинах ВН $\underline{S}_{12}^{(\text{к})}$ распределяется между параллельно включенными трансформаторами поровну:

$$\underline{S}_{\text{т}_1}^{(\text{н})} = \underline{S}_{\text{т}_2}^{(\text{к})} = \underline{S}_{12}^{(\text{к})} / 2 = \frac{1}{2} (14,91 + j6,92) = 7,46 + j3,46 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в каждом из параллельно работающих трансформаторов

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{\text{т}_1} = \Delta \underline{S}_{\text{т}_2} &= \left(\frac{\underline{S}_{\text{т}}}{U_2} \right)^2 \underline{Z}_{\text{т}} = \frac{7,46^2 + 3,46^2}{38,5^2} (0,96 + j11,1) = \\ &= 0,04 + j0,52 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Мощность, потребляемая каждым повышающим трансформатором в сумме равна мощности \underline{S}_1 , выдаваемой генераторами станции:

$$\underline{S}_{\text{т}_1} = \underline{S}_1 = \underline{S} + \Delta \underline{S} = 7,46 + j3,46 + 0,04 + j0,51 = 7,50 + j3,97 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Анализ параметров режима. Распределение напряжения в схеме сети приведено в виде эпюры, характеризующей изменение напряжения за счет потерь напряжения в линиях и трансформаторах и добавки напряжения в трансформаторах и генерирующем источнике (рис. 6.18, б).

Эпюру строят в относительных единицах, в предположении линейности изменения напряжения и соответственно огибающей эпюры. За базисные принимают номинальные напряжения сетей 35 и 10 кВ. Из эпюры видно, что напряжения во всех точках сети выше номинального. Наибольшее напряжение 38,5 кВ (+10%) в результате трансформации соответствует ЭДС вторичной обмотки повышающих трансформаторов, несущих нагрузку, которое снижается за счет потерь напряжения в них на шинах ВН станции до 37,2 кВ.

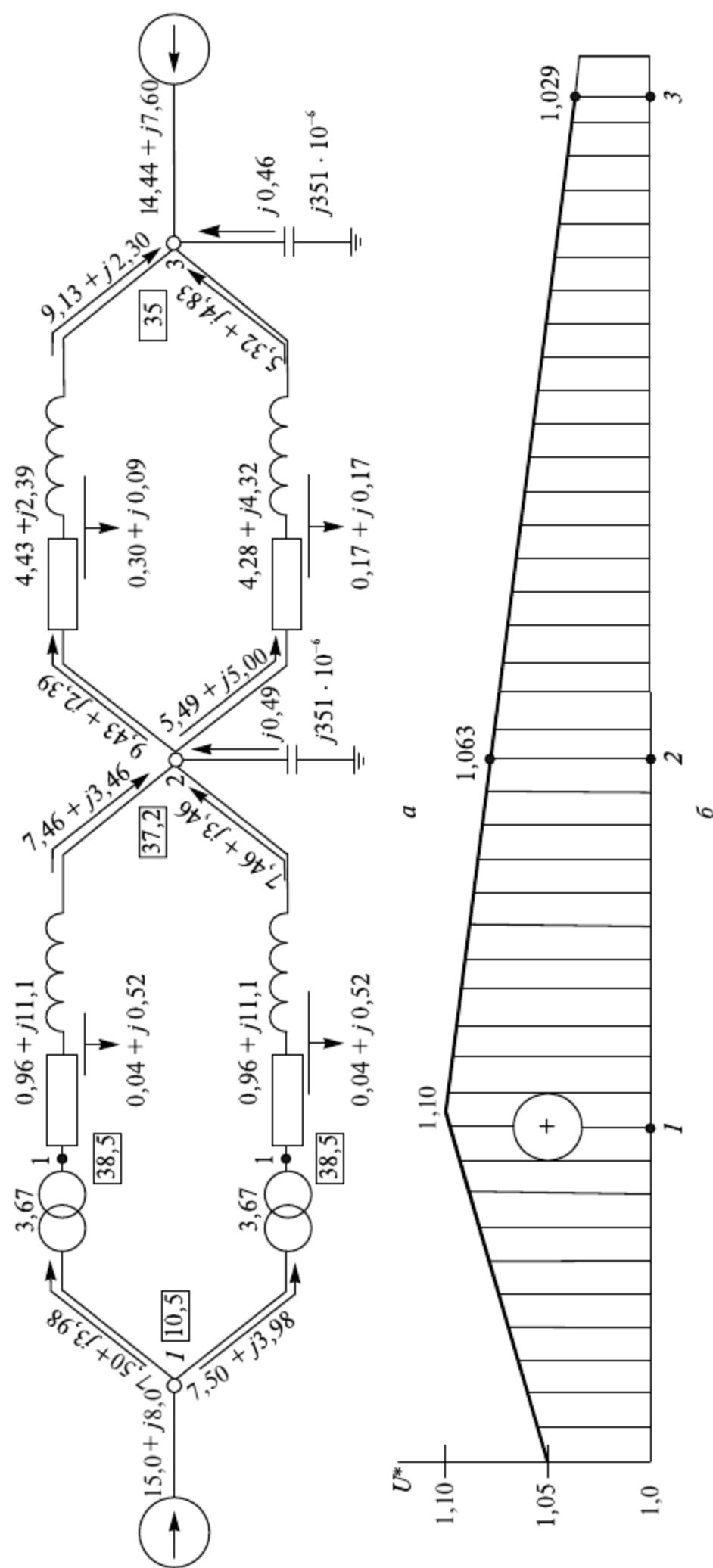


Рис. 6.18. Исходная схема замещения и параметры электрического режима (а) и эпюра электрических напряжений (б)

Превышение номинального напряжения составляет 6,3%, что меньше максимального допустимого (+15%) по условию электрической прочности изоляции (около 40,5 кВ). Суммарная потеря напряжения в сети составляет 7,1%, что приемлемо, так как позволяет обеспечить допустимый режим напряжения в сети.

Загрузку кабельной и воздушной линий оценим по их силам токов нагрузок:

$$I_{\text{кл}} = S_{\text{кл}}^{(\text{H})} / (\sqrt{3}U_2) = \frac{\sqrt{9,43^2 + 2,39^2}}{\sqrt{3} \cdot 37,2} \cdot 10^3 = 151 \text{ А};$$

$$I_{\text{вл}} = S_{\text{вл}}^{(\text{H})} / (\sqrt{3}U_2) = \frac{\sqrt{5,49^2 + 5,00^2}}{\sqrt{3} \cdot 37,2} \cdot 10^3 = 115 \text{ А},$$

сопоставив которые, отмечаем значительную (в 1,31 раза) неравномерность загрузки линий, что вызывает повышенные потери мощности и электроэнергии. В частности, ток ВЛ (провод АС 70/11) меньше 265 А (см. прил. 1, табл. П1.9) — длительно допустимый ток по условиям нагревания проводов с плотностью тока $j = 115/70 = 1,6 \text{ А/мм}^2$, превышающей экономически нормируемую (1,1—1,3 А/мм² для ВЛ с алюминиевыми проводами).

Плотность тока кабельной линии (кабель ОСБ 35—3×70)

$$j = 151 / 70 = 2,2 \text{ А/мм}^2$$

существенно превышает нормируемую, равную 1,6 А/мм² [66, табл. 7.27]. Такая неравномерность загрузки линий характерна при естественном непринудительном распределении потоков в резко неоднородных замкнутых сетях $\left(\frac{X_{\text{вл}}}{R_{\text{вл}}} \neq \frac{X_{\text{кл}}}{R_{\text{кл}}} \right)$. Поэ-

тому параллельные ЛЭП сооружают, как правило, одинакового сечения и вида (исполнения).

Загрузка трансформаторов станции

$$k_3 = S_1 \cdot 100\% / (2S_{\text{тном}}) = \frac{\sqrt{15,0^2 + 8,0^2}}{2 \cdot 10} \cdot 100\% = 85\%,$$

одинаковая и практически полная, исключая длительные (более 20 мин [66, с. 249]) аварийные перегрузки.

Таким образом, на основе приведенных оценок установившегося режима данную электрическую сеть следует характеризовать как загруженную, реальный резерв которой состоит в выравнивании нагрузок параллельно включенных неоднородных ЛЭП.

Задача 6.5. Для воздушной линии напряжением 220 кВ с нагрузкой в конце $\underline{S}_2 = 200 + j100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ известны параметры схемы замещения: сопротивление звена $\underline{Z} = 10 + j40 \text{ Ом}$ и емкостная проводимость $B_c = 1,00 \cdot 10^{-3} \text{ См}$.

Выполните электрический расчет линии электропередачи и определите конструктивные параметры ВЛ: сечение проводов, количество цепей и протяженность ЛЭП.

Решение. Рассмотрим три случая расчета режимных параметров начала и конца ветви.

Первый случай. Заданы напряжение и мощность в конце линии (рис. 6.19) $U_2 = 205$ кВ, $\underline{S}_2 = 200 + j100$ МВ·А. Требуется определить напряжение \dot{U}_1 и мощность \underline{S}_1 в начале линии.

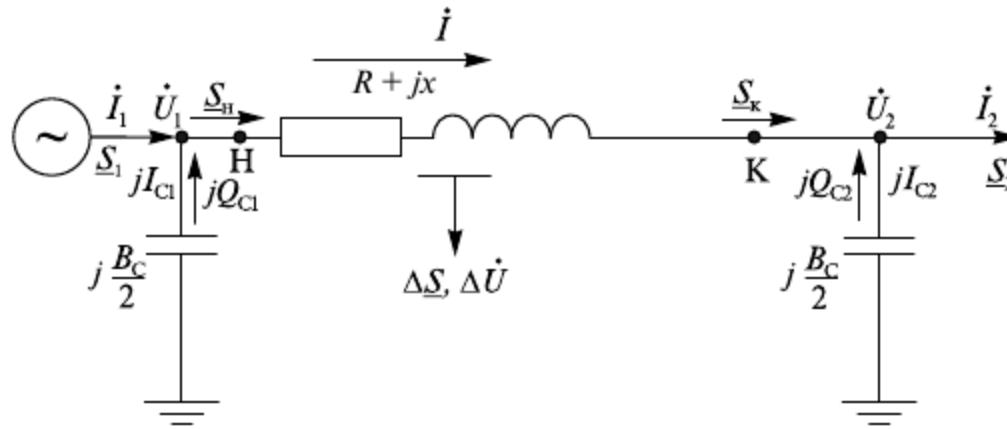


Рис. 6.19. Схема замещения и параметры режима линии

Известные в конце линии значения мощности \underline{S}_2 и напряжения \dot{U}_2 позволяют однозначно точно определить силу тока нагрузки

$$I_2 = \frac{\underline{S}_2^*}{\sqrt{3} \dot{U}_2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{200 - j100}{205} = 0,563 - j0,282 \text{ кА},$$

поэтому расчет всех других параметров режима и расчет электрического режима схемы в целом выполняют в один этап от конца к началу звена. Алгоритм расчета имеет прямой (точный) характер.

Зарядная мощность

$$Q_{c2} = \frac{1}{2} U_2^2 B_c = \frac{1}{2} 205^2 \cdot 1,00 \cdot 10^{-3} = 21,0 \text{ Мвар}$$

и емкостная составляющая тока в конце схемы

$$I_{c2} = \frac{1}{2} \frac{U_2}{\sqrt{3}} B_c = \frac{1}{2} \frac{205}{\sqrt{3}} \cdot 1,00 \cdot 10^{-3} = 0,059 \text{ кА}.$$

Мощность в конце звена

$$\underline{S}_k = \underline{S}_2 - jQ_{c2} = 200 + j100 - j21,0 = 200 + j79,0 \text{ МВ·А},$$

с учетом которой сила тока линии по данным конца участка

$$I = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\underline{S}_k^*}{U_2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{200 - j79,0}{205} = 0,563 - j0,222 \text{ кА},$$

или по балансу токов в конце схемы

$$\dot{I} = \dot{I}_2 + jI_{c2} = 0,563 - j0,282 + j0,059 = 0,565 - j0,223 \text{ кА}.$$

Вектор падения напряжения, вычисленный через ток линии

$$\Delta \dot{U} = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \sqrt{3} (0,563 - j0,222)(10 + j40) = 25,2 + j35,2 \text{ кВ}$$

или по данным конца участка в виде

$$\Delta U_2 = S_k^* \underline{Z} / U_2 = \frac{200 - j79,0}{205} (10 + j40) = 25,2 + j35,2 \text{ кВ},$$

ориентирован относительно вектора напряжения \dot{U}_2 в конце участка.

Модуль $|\Delta \dot{U}_2| = \sqrt{25,2^2 + 35,2^2} = 43,3 \text{ кВ}$.

Вектор напряжения в начале линии

$$\begin{aligned} U_1 &= U_2 + \Delta \dot{U}_2 = U_2 + \Delta U_2' + j\delta U_2'' = \\ &= 205 + 25,2 + j35,2 = 230,2 + j35,2 \text{ кВ} \end{aligned}$$

характеризуется модулем

$$\begin{aligned} |\dot{U}_1| &= U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2')^2 + (\delta U_2'')^2} = \\ &= \sqrt{(205 + 25,2)^2 + 35,2^2} = 232,8 \text{ кВ} \end{aligned}$$

и фазой напряжения

$$\delta_1 = \arctg \frac{\delta U_2''}{U_2 + \Delta U_2'} = \arctg \frac{35,2}{205 + 25,2} = 8,698^\circ.$$

Вычислим напряжение в начале линии без учета поперечной составляющей падения напряжения:

$$U_1 = U_2 + \Delta U_2' = 205 + 25,2 = 230,2 \text{ кВ}.$$

Отсюда видно, что пренебрежение поперечной составляющей падения напряжения вносит ошибку (230,2 и 232,8 кВ), соответствующую погрешности исходных данных. Влияние поперечной составляющей на потери напряжения можно учесть приближенно:

$$\Delta U_2 \approx \Delta U_2' + \frac{(\delta U_2'')^2}{2(U_2 + \Delta U_2')} = 25,2 + \frac{35,2^2}{2(205 + 25,2)} = 27,9 \text{ кВ},$$

что позволяет определить одинаковые значения модуля напряжения

$$U_1 = U_2 + \Delta U_2' = 205 + 27,9 = 232,9 \text{ кВ},$$

потери мощности

$$\Delta S = \left(\frac{S_k}{U_2} \right)^2 \underline{Z} = \frac{200^2 + 79,0^2}{205^2} (10 + j40) = 11,0 + j44,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поток мощности в начале линии больше потока в конце:

$$\begin{aligned}\underline{S}_н &= \underline{S}_к + \Delta \underline{S} = 200 + j79,0 + 11,0 + j44,0 = \\ &= 211,0 + j123,0 \text{ МВ}\cdot\text{А}.\end{aligned}$$

Вычисление силы тока линии по данным начала и конца участка дает одинаковый результат:

$$\dot{I} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\underline{S}_н^*}{U_1^*} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{211,0 - j123,0}{230,2 - j35,2} = 0,563 - j0,222 \text{ кА}.$$

Зарядная мощность

$$Q_{cl} = \frac{1}{2} U_1^2 B_c = \frac{1}{2} 232,8^2 \cdot 1,00 \cdot 10^{-3} = 27,1 \text{ Мвар},$$

емкостный ток в начале схемы

$$I_{cl} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_1}{\sqrt{3}} B_{cl} = \frac{1}{2} \cdot \frac{232,8}{\sqrt{3}} \cdot 1,00 \cdot 10^{-3} = 0,067 \text{ кА}.$$

Учитывая зарядные (емкостные) мощности и силу тока в начале линии, определяем по балансовым соотношениям силу тока и мощность, потребляемые линией от питающего источника:

$$\begin{aligned}\dot{I}_1 &= \dot{I} + jI_{cl} = 0,563 - j0,222 + j0,067 = 0,563 - j0,155 \text{ кА}; \\ \underline{S}_1 &= \underline{S}_н - jQ_{cl} = 211,0 + j123,0 - j27,1 = \\ &= 211,0 + j95,9 \text{ МВ}\cdot\text{А}\end{aligned}$$

Второй случай. Заданы напряжение U_1 и мощность \underline{S}_1 в начале схемы, равные полученным при расчете первого случая: $U_1 = 232,8 \text{ кВ}$, $\underline{S}_1 = 211,0 + j95,9 \text{ МВ}\cdot\text{А}$. Требуется определить напряжение \dot{U}_2 и мощность \underline{S}_2 в конце схемы.

Как и в предыдущем случае, данные мощность \underline{S}_1 и напряжение U_1 в начале линии позволяют однозначно определить значение силы тока:

$$I_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\underline{S}_1^*}{U_1^*} = \frac{211,0 - j95,9}{\sqrt{3} \cdot 232,8} = 0,523 - j0,238 \text{ кА},$$

поэтому расчет выполняют в один этап, в данном случае — от начала к концу схемы.

Сила тока линии с учетом емкостной составляющей тока проводимости (см. первый случай)

$$\dot{I} = \dot{I}_1 + jI_{cl} = 0,523 - j0,238 - j0,067 = 0,523 - j0,305 \text{ кА}$$

и мощность в начале звена с учетом зарядной мощности

$$\begin{aligned}\underline{S}_н &= \underline{S}_1 + jQ_{cl} = 211,0 + j95,9 + j27,1 = \\ &= 211,0 + j123,0 \text{ МВ}\cdot\text{А}\end{aligned}$$

определяют вектор падения напряжения на линии

$$\Delta U_1 = \sqrt{3}(0,523 - j0,305)(10 + j40) = 30,3 + j31,0 \text{ кВ}$$

или в виде

$$\Delta \dot{U}_1 = \dot{S}_n^* \underline{Z} / U_1^* = \frac{211 - j95,9}{232,8}(10 + j40) = 30,2 + j31,0 \text{ кВ},$$

ориентированного (вычисленного) относительно известного вектора напряжения \dot{U}_1 .

Векторы падения напряжения

$$\Delta \dot{U}_1 = \Delta U_1' + j\delta U_1'' \text{ и } \Delta \dot{U}_2 = \Delta U_2' + j\delta U_2'',$$

ориентированные относительно векторов напряжения соответственно \dot{U}_1 и \dot{U}_2 , отличаются продольной $\Delta U_1' \neq \Delta U_2'$ и поперечной $\delta U_1'' \neq \delta U_2''$ составляющими (рис. 6.20), однако оба вектора падения напряжения $\Delta \dot{U}_1$ и $\Delta \dot{U}_2$ одинаковы по модулю

$$|\Delta \dot{U}_1| = \Delta U_1 = \sqrt{(\Delta U_2')^2 + (\delta U_2'')^2} = \sqrt{30,2^2 + 31,0^2} = 43,3 \text{ кВ}.$$

Для вектора напряжения в конце линии

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U}_1 = 232,8 - 30,2 - j31,0 = 202,6 - j31,0 \text{ кВ}$$

определим модуль

$$\begin{aligned} |\dot{U}_2| = U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U_1')^2 + (\delta U_1'')^2} = \\ &= \sqrt{(232,8 - 30,2)^2 + 31,0^2} = 205 \text{ кВ} \end{aligned}$$

и фазу напряжения

$$\delta_1 = \arctg \delta U_1'' / (U_1 + \Delta U_1') = \arctg \frac{-31,0}{232,8 - 30,2} = -8,699^\circ,$$

т.е. напряжение получилось равным заданному напряжению U_2 при расчете первого случая, а фазы $\delta_1 = -\delta_2$ одинаковы по модулю и противоположны по знаку. Векторная диаграмма напряжений показана на рис. 6.20, при ее построении в целях наглядности не соблюден масштаб векторов.

Модуль напряжения в конце линии можно найти также приближенно через потерю напряжения, значение которой с учетом влияния поперечной составляющей падения напряжения определим в виде

$$\Delta U_1 = \Delta U_1' - \frac{(\delta U_1'')^2}{2(U_1 - \Delta U_1')} = 30,2 - \frac{31,0^2}{2(232,8 - 30,2)} = 27,8 \text{ кВ},$$

тогда получим результат

и другие параметры, зависящие от напряжения, вычисляют приближенно через начальное значение $U_2^{(0)}$ методом последовательных приближений (методом итераций). Итерационный процесс расчета электрического режима складывается из прямого и обратного ходов. Прямой ход включает определение токо- и потокораспределения в линии с учетом потерь мощности, обратный ход связан с расчетом напряжения узла 2.

Прямой ход. Примем начальное значение напряжения в конце линии, равным номинальному $U_2^{(0)} = 220$ кВ. Сила емкостного тока шунта B_{c2}

$$I_{c2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_2^{(0)}}{\sqrt{3}} B_c = \frac{1}{2} \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} \cdot 1,00 \cdot 10^{-3} = 0,0635 \text{ кА}$$

и зарядная мощность в конце линии

$$Q_{c2} = \sqrt{3} U_2^{(0)} I_{c2} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,0635 = 24,2 \text{ Мвар}$$

формируют нагрузку линии

$$\dot{I} = \dot{I}_2 + jI_{c2} = 0,525 - j0,262 + j0,064 = 0,525 - j0,198 \text{ кА};$$

$$\underline{S}_\kappa = \underline{S}_2 - jQ_{c2} = 200 + j100 - j24,2 = 200 + j75,8 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

от которой зависят потери мощности в линии, вычисляемые через ток звена

$$\Delta \underline{S} = 3 I^2 \underline{Z} = 3(0,525^2 + 0,198^2)(10 + j40) = 9,44 + j37,78 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

или параметры в конце звена

$$\Delta \underline{S} = \left(\frac{\underline{S}_\kappa}{U_2^{(0)}} \right)^2 \underline{Z} = \frac{200^2 + 75,8^2}{220^2} (10 + j40) = 9,45 + j37,79 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале схемы

$$\begin{aligned} \underline{S}_\text{н} &= \underline{S}_\kappa + \Delta \underline{S} = 200 + j75,8 + 9,44 + j37,78 = \\ &= 209,4 + j113,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Учитывая заданное напряжение в начале линии, можно уточнить силу тока звена

$$\dot{I} = \dot{S}_\kappa^* / \sqrt{3} U_1^* = \frac{209,4 - j113,6}{\sqrt{3} \cdot 232,8} = 0,519 - j0,282 \text{ кА},$$

определить силу емкостного тока

$$I_{c1} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_1}{\sqrt{3}} B_c = \frac{1}{2} \cdot \frac{232,8}{\sqrt{3}} \cdot 1,00 \cdot 10^{-3} = 0,0672 \text{ кА}$$

и зарядную мощность в начале схемы

$$Q_{c1} = \sqrt{3} U_1 I_{c1} = \sqrt{3} \cdot 232,8 \cdot 0,0672 = 27,1 \text{ Мвар},$$

образующие нагрузку источника питания

$$\dot{I}_1 = \dot{I} + jI_{c1} = 0,519 - j0,282 + j0,0672 = 0,525 - j0,215 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned}\underline{S}_1 &= \underline{S}_H - jQ_{c1} = 209,4 + j113,6 - j27,1 = \\ &= 209,4 + j86,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Обратный ход. На этом этапе уточняют напряжение узла 2. В соответствии с направлением потока (тока) напряжение узла 2 можно выразить через известное напряжение питающего узла U_1 и падение напряжения

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U} = U_1 - \Delta U' - j\delta U''.$$

Вектор падения напряжения вычисляем по формуле

$$\Delta \dot{U} = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \sqrt{3}(0,519 - j0,282)(10 + j40) = 28,5 + j31,1 \text{ кВ}$$

или в виде

$$\Delta \dot{U} = \dot{S}_H^* \underline{Z} / U_1^* = \frac{209,4 - j113,6}{232,8}(10 + j40) = 28,5 + j31,1 \text{ кВ}.$$

Вектор напряжения в конце линии

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U} = 232,8 - 28,5 - j31,1 = 204,3 - j31,1 \text{ кВ}$$

характеризуется модулем

$$\begin{aligned}|\dot{U}_2| &= U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\delta U'')^2} = \\ &= \sqrt{(232,8 - 28,5)^2 + 31,1^2} = 206,6 \text{ кВ}\end{aligned}$$

и фазой напряжения

$$\delta_2 = \arctg \delta \frac{\delta U_2''}{U_1 - \Delta U_1'} = \arctg \frac{-31,1}{(232,8 - 28,5)} = -8,66^\circ.$$

Определены параметры электрического режима в первом приближении. Так, найденное напряжение $U_2^{(1)} = 206,6 \text{ кВ}$ не равно напряжению $U_2 = 205 \text{ кВ}$ при той же мощности из первого случая. Для получения большей точности результатов необходимо найти следующие приближения расчета, заменив, например, в ходе второй итерации значение $U_2^{(0)}$ на $U_2^{(1)}$, полученное из первого приближения.

Оценка конструктивных параметров ВЛ напряжением 220 кВ. Установим по данным схемы замещения исходя из характерных (средних) значений погонных реактивных параметров ЛЭП (см. табл. 2.2): индуктивное сопротивление $X_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$, емкостная проводимость $b_0 = 2,7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$; ВЛ 220 кВ монтируют проводами с площадью сечения от 240 до 500 мм² с количеством цепей в одном направлении до четырех.

Предположим, что ВЛ 220 кВ одноцепная, тогда при средних значениях X_0 получим:

$$L = X / X_0 = 40 / 0,42 = 95,2 \text{ км}.$$

Записав активное сопротивление линии в виде

$$R = \rho L / F = 30 \cdot 95,2 / F = 10,$$

получим расчетное сечение провода

$$F = 30 \cdot 95,2 / 10 = 286 \text{ мм}^2.$$

Предварительно примем провод АС 300. Однако из выражения суммарной емкостной проводимости получим

$$b_0 = B_c / L = \frac{1,00 \cdot 10^{-3}}{95,2} \approx 0,10 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

что не соответствует $(0,10 \ll 2,70) \cdot 10^{-6}$ характерным значениям погонной проводимости, т.е. данные параметры схемы замещения не соответствуют одноцепной ВЛ напряжением 220 кВ.

Полагаем, что линия двухцепная с одинаковыми параметрами цепей.

Тогда для одной цепи имеем

$$X' = X_n = 40 \cdot 2 = 80 \text{ Ом}$$

при протяженности

$$L = X' / X_0 = 80 / 0,42 = 190 \text{ км}.$$

Площадь сечения провода установим из соотношения

$$R = \rho L / (Fn) = 30 \cdot 190 / (F \cdot 2) = 10,$$

откуда

$$F = 30 \cdot 190 / (10 \cdot 2) = 285 \text{ мм}^2.$$

Приняв ближайшее стандартное сечение АС 300, оценим значение погонной емкостной проводимости двухцепной ВЛ

$$b_0 = B_c / (nL) = 1,00 \cdot 10^{-3} / (2 \cdot 190) = 2,63 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

которое соответствует характерной величине.

Для решения данной задачи дополнительно можно привлечь результаты расчета электрического режима линии, в частности, суммарную емкостную генерацию (первый случай)

$$Q_{c\Sigma} = Q_{c1} + Q_{c2} = 27,1 + 21,0 = 48,1 \text{ Мвар}.$$

С учетом средней генерации зарядной мощности на 100 км, составляющей около $Q_{c100} = 12,5$ Мвар (см. табл. 2.2), получим следующую оценку протяженности ВЛ напряжением 220кВ:

$$L = \frac{Q_{c\Sigma}}{X_{c100}} = \frac{48,1}{12,5} \cdot 100 = 385 \text{ км},$$

что совпадает с предыдущей оценкой.

Таким образом, установили, что анализируемые параметры схемы замещения соответствуют двухцепной ВЛ 220 кВ, выполненной проводом АС 300 и суммарной протяженностью около 380 км.

Задача 6.6. Выполните расчет установившегося режима сети, показанной на рисунке 6.21. Две параллельные воздушные линии различны по конструктивному исполнению, смонтированы проводом АС 120/19 и имеют протяженность 100 км. Однотрансформаторная подстанция с понижающим трансформатором ТРДН-40000/110. Нагрузки в сети: $\underline{S}_1 = 15 + j5$ МВ·А, $\underline{S}_2 = 20 + j10$ МВ·А, $\underline{S}_3 = 8 + j6$ МВ·А; напряжение питающего (базисного) узла 120 кВ. Абсолютная погрешность нагрузок $\Delta = 0,1$ МВ·А.

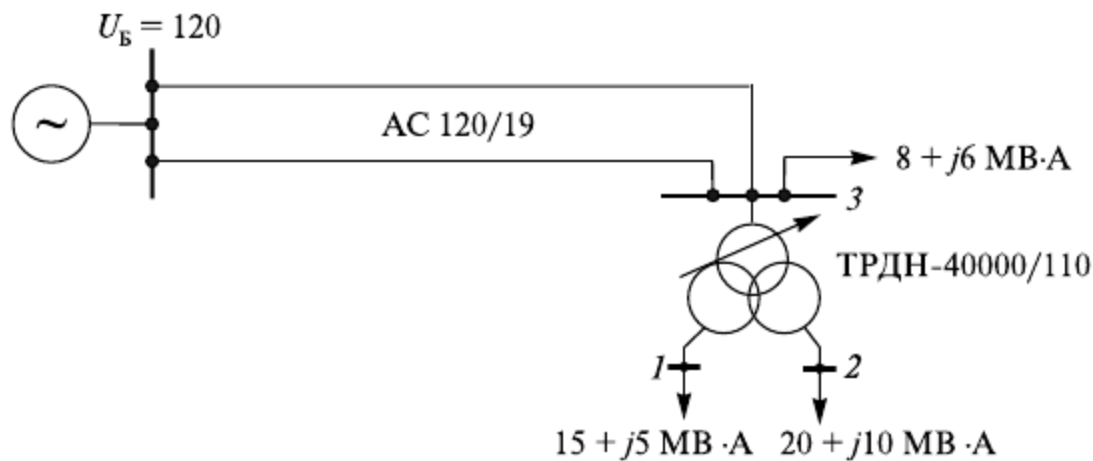


Рис. 6.21. Исходная схема сети

Решение. Расчет установившегося режима сети (см. рис. 6.21), в которой заданы мощности нагрузок в узлах и напряжение балансирующей станции (базисный по напряжению узел), сводится к итерационному процессу. Расчет режима сети произведем применительно к ее эквивалентной схеме замещения (рис. 6.22), параметры которой определены в задачах 2.6 и 3.5.

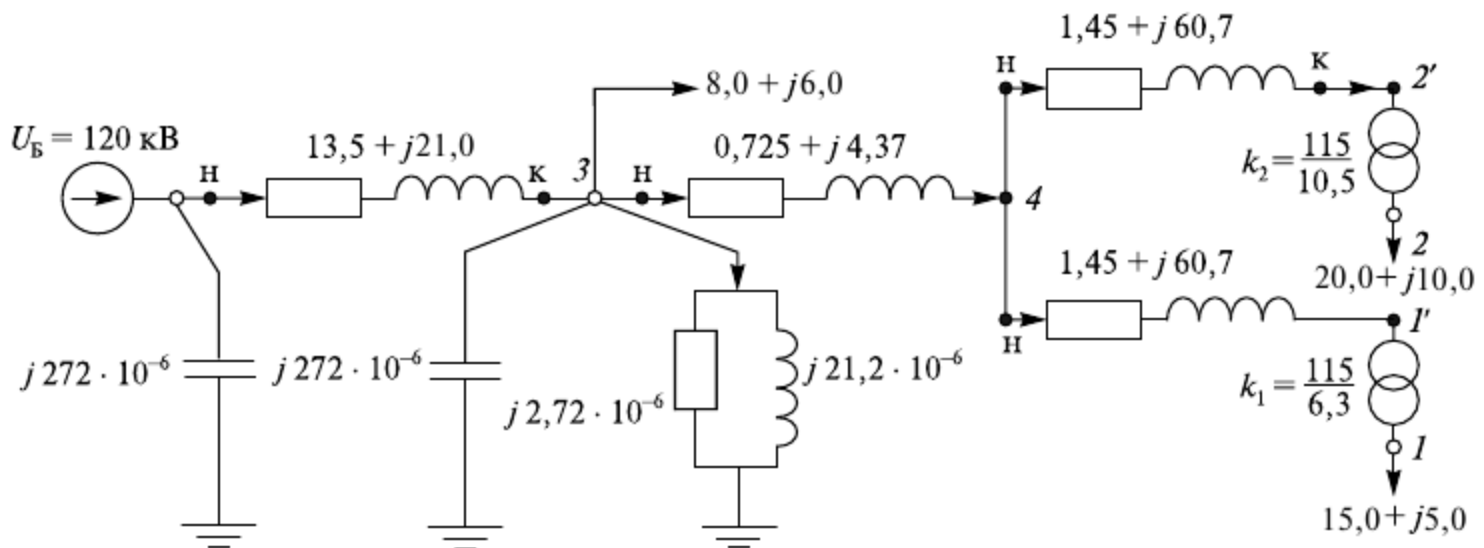


Рис. 6.22. Эквивалентная схема замещения сети

1. Двухцепная линия (участок Б—3) с проводом АС 120/19 имеет эквивалентные параметры:

$$\underline{Z}_л = \underline{Z}_{БЗ} = 13,5 + j21,0 \text{ Ом}; \quad B_c = 544 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

2. Трансформатор (ветви 3—4, 4—2; 4—1 и 3—0). Параметры трансформатора ТРДН-40000/110:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_T &= 1,45 + j34,7 \text{ Ом}; \quad \underline{Z}_B = \underline{Z}_{BH} = 0,725 + j4,37 \text{ Ом}; \\ \underline{Z}_{H1} &= \underline{Z}_{H2} = \underline{Z}_{41} = 1,45 + j60,7 \text{ Ом}; \\ k_1 &= 115/6,3; k_2 = 115/10,5; \underline{Y}_T = \underline{Y}_{30} = (2,72 - j21,2) \cdot 10^{-6} \text{ См}.\end{aligned}$$

Итерационный процесс расчета параметров режима электрической сети складывается из прямого и обратного ходов. Прямой ход включает определение потоков распределения в сети с учетом потерь мощности, обратный — связан с расчетом напряжений узлов сети.

Прямой ход первой итерации. Для выполнения расчета потоков распределения необходимо задать начальное приближение в узлах сети. Пусть $U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = 105 \text{ кВ}$, $U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = 110 \text{ кВ}$.

Расчет начинается с конца схемы, т.е. с узла 1 или 2 (см. рис. 6.22). Потоки в конце участков 4—1' и 4—2' совпадают с нагрузками, так как участки 1—1' и 2—2' являются идеальными трансформаторами:

$$\underline{S}_{41'}^K = 15,0 + j5,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad \underline{S}_{42'}^K = 20,0 + j10,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности на участке 4—1' и 4—2' (в обмотках НН):

$$\Delta \underline{S}_{41'} = \left(\frac{\underline{S}_{41'}^K}{U_{1'}^{(0)}} \right) \underline{Z}_{41'} = \frac{15,0^2 + 5,0^2}{105^2} (1,45 + j60,7) = 0,033 + j1,38 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{42'} = \left(\frac{\underline{S}_{42'}^K}{U_{2'}^{(0)}} \right) \underline{Z}_{42'} = \frac{20,0^2 + 10,0^2}{105^2} (1,45 + j60,7) = 0,066 + j2,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потоки мощности в начале звеньев 4—1' и 4—2':

$$\underline{S}_{41'}^H = \underline{S}_{41'}^K + \Delta \underline{S}_{41'} = 15,0 + j5,0 + 0,03 + j1,38 = 15,03 + j6,38 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{42'}^H = \underline{S}_{42'}^K + \Delta \underline{S}_{42'} = 20,0 + j10,0 + 0,07 + j2,75 = 20,07 + j12,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поток мощности в конце звена 3—4

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_{41'}^H + \Delta \underline{S}_{42'}^H = 15,03 + j6,38 + 20,07 + j12,75 = 35,10 + j19,13 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

определяет потери мощности на участке 3—4 (в обмотке ВН)

$$\begin{aligned}\Delta \underline{S}_{34} &= \left(\frac{\underline{S}_{34}^K}{U_4^{(0)}} \right) \underline{Z}_{34} = \frac{35,10^2 + 19,13^2}{110^2} (0,725 + j4,34) = \\ &= 0,096 + j0,57 \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Поток мощности в начале звена 3—4

$$\underline{S}_{34}^H = \underline{S}_{34}^K + \Delta \underline{S}_{34} = 35,10 + j19,13 + 0,096 + j0,57 = 35,20 + j19,70 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности холостого хода трансформатора

$$\Delta \underline{S}_x = \left(U_3^{(0)} \right)^2 \underline{Y}_T^* = 110^2 \cdot (2,72 + j21,2) \cdot 10^{-6} = 0,033 + j0,26 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Зарядная мощность в конце линии (мощность в емкостном шунте узла 3)

$$Q_{c3} = \frac{1}{2} (U_3^{(0)})^2 B_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 544 \cdot 10^{-6} = 3,29 \text{ Мвар.}$$

Поток мощности в конце звена Б—3 (в конце линии)

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Б3}^K &= \underline{S}_{34}^H + \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_x - jQ_{c3} = \\ &= 35,20 + j19,70 + 8,0 + j6,0 + 0,033 + j0,26 - j3,29 = \\ &= 43,23 + j22,67 \text{ МВ·А} \end{aligned}$$

определяет потери мощности на участке Б—3 (в линии)

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{Б3} &= \left(\frac{\underline{S}_{Б3}^K}{U_3^{(0)}} \right) \underline{Z}_{Б3} = \frac{43,23^2 + 22,67^2}{110^2} (13,5 + j21,0) = \\ &= 2,66 + j4,14 \text{ МВ·А.} \end{aligned}$$

Поток мощности в начале звена Б—3 (в начале линии)

$$\underline{S}_{Б3}^H = \underline{S}_{Б3}^K + \Delta \underline{S}_{Б3} = 43,23 + j22,67 + 2,66 + j4,14 = 45,89 + j26,81 \text{ МВ·А.}$$

Генерация реактивной мощности в начале линии (мощность в емкостном шунте узла Б)

$$Q_{cБ} = \frac{1}{2} U_B^2 B_c = \frac{1}{2} \cdot 120^2 \cdot 544 \cdot 10^{-6} = 3,92 \text{ Мвар}$$

хотя и не влияет на значение напряжений в сети (узел Б — шины бесконечной мощности), однако уменьшает потребление мощности из балансирующего источника до величины

$$\underline{S}_Б = \underline{S}_{Б3}^H - jQ_{cБ} = 45,89 + j26,81 - j3,92 = 45,89 + j22,89 \text{ МВ·А.}$$

На этом заканчивается прямой ход первой итерации.

Обратный ход первой итерации. Обратный ход позволяет уточнить напряжения узлов по найденному потокораспределению и заданному напряжению базисного узла Б.

Напряжение в конце линии (узел 3) меньше напряжения в источнике Б на падение напряжения на линии

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{Б3} &= \Delta U'_{Б3} + j\delta U''_{Б3} = \frac{\underline{S}_{Б3}^H}{U_B} \underline{Z}_{Б3} = \\ &= \frac{45,89 - j26,81}{120} \cdot (13,5 + j21,0) = 9,85 + j5,01 \text{ кВ,} \end{aligned}$$

с учетом которого получим вектор

$$\dot{U}_3 = U_B - \Delta \dot{U}_{Б3} = 120 - 9,85 - j5,01 = 110,15 - j5,01 \text{ кВ.}$$

Модуль вектора

$$\begin{aligned} |\dot{U}_3| = U_3 &= \sqrt{(U_B - \Delta U'_{B3})^2 + (\delta U''_{B3})^2} = \\ &= \sqrt{(120 - 9,85)^2 + 5,01^2} = 110,26 \text{ кВ}, \end{aligned}$$

его угол

$$\delta_3 = \arctg \frac{-\delta U''_{B3}}{U_B - \Delta U'_{B3}} = \arctg \frac{-5,01}{120 - 9,85} = -2,60^\circ.$$

Таким образом, $\dot{U}_3 = 110,26 \angle -2,60^\circ$ кВ.

Связь напряжений U_B и \dot{U}_B показана на диаграмме напряжений (рис. 6.23), изображенной на вращающейся с частотой ω комплексной плоскости.

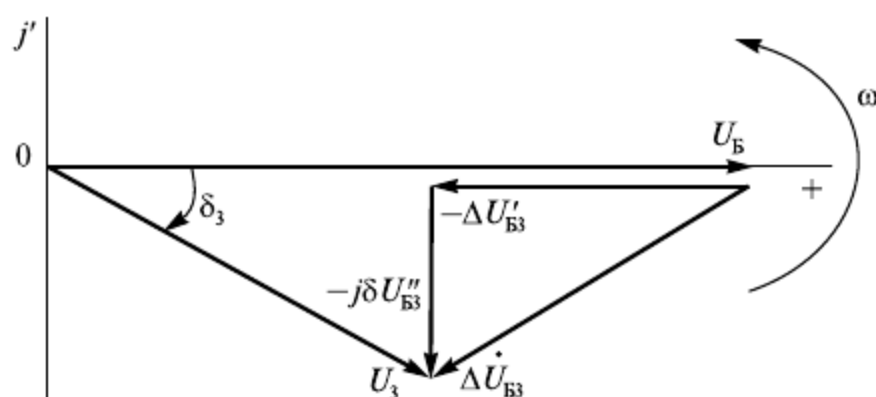


Рис. 6.23. Векторная диаграмма напряжений участка Б—3

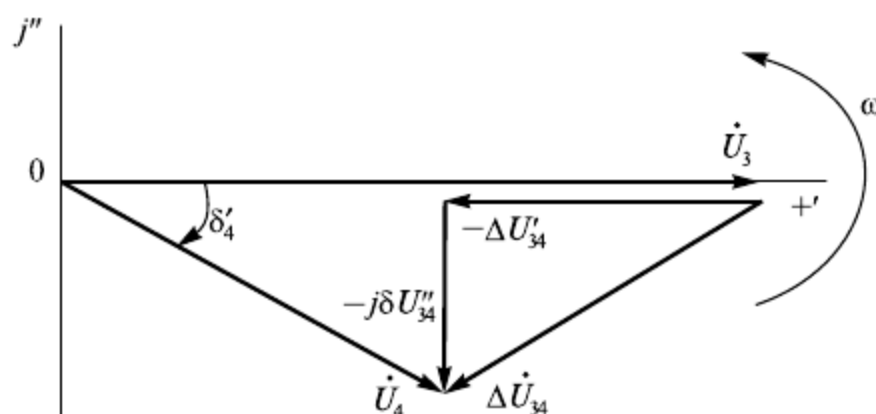


Рис. 6.24. Векторная диаграмма напряжений участка 3—4

Аналогично выполнен расчет напряжения узла 4 (нулевой точки звезды схемы замещения трансформатора) по отношению к \dot{U}_3 :

$$\dot{U}_4 = U_3 - \Delta \dot{U}_{34} = U_3 - \Delta U'_{34} - j\delta U''_{34}.$$

Падение напряжения на участке 3—4 (на обмотке ВН)

$$\Delta \dot{U}_{34} = \overset{*}{S}_{34} \underline{Z}_{34} / U_3 = \frac{35,20 - j19,70}{110,26} \cdot (0,725 + j4,34) = 1,01 + j1,26 \text{ кВ}.$$

Вектор напряжения

$$\dot{U}_4 = 110,26 - 1,01 - j1,26 = 109,25 - j1,26 \text{ кВ}$$

характеризуется модулем

$$|\dot{U}_4| = U_4 = \sqrt{109,25^2 + 1,26^2} = 109,26 \text{ кВ}$$

и углом

$$\delta'_4 = \arctg \frac{-1,26}{109,25} = -0,66^\circ.$$

Векторная диаграмма напряжений участка 3—4 показана на рис. 6.24 в новых осях (+', j'), совмещенных с вектором \dot{U}_3 .

Вектор напряжения \dot{U}_4 отстает от вектора напряжения U_B на угол

$$\delta_4 = \delta'_4 + \delta_3 = -0,66 - 2,60 = -3,26^\circ.$$

В итоге $\dot{U}_4 = 109,26 \angle -3,26^\circ \text{ кВ}$.

Аналогично предыдущему вычитание векторов падения напряжения на участках 4—1 и 4—2:

$$\begin{aligned} \Delta U_{41} &= \Delta U'_{41} + j\delta U''_{41} = S_{41}^* \underline{Z}_{41} / U_4 = \\ &= \frac{15,03 - j6,38}{109,26} \cdot (1,45 + j60,7) = 3,74 + j8,27 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{42} &= \Delta U'_{42} + j\delta U''_{42} = S_{42}^* \underline{Z}_{42} / U_4 = \\ &= \frac{20,07 - j12,75}{109,26} \cdot (1,45 + j60,7) = 7,35 + j0,98 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Из вектора \dot{U}_4 определяют векторы напряжений \dot{U}'_1 и \dot{U}'_2 (напряжения на шинах НН₁ и НН₂, приведенные к ВН):

$$\begin{aligned} \dot{U}'_1 &= \dot{U}_4 - \Delta \dot{U}_{41} = 109,26 - 3,74 - j8,27 = \\ &= 105,52 - j8,27 = 105,84 \angle -4,48^\circ \text{ кВ}, \\ \dot{U}'_2 &= \dot{U}_4 - \Delta \dot{U}_{42} = 109,26 - 7,35 - j10,95 = \\ &= 101,91 - j10,95 = 102,49 \angle -6,13^\circ \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Векторная диаграмма напряжений участка 4—1' (аналогичная и для участка 4—2') приведена на рис. 6.25 в новых осях (+'' , + j''), совмещенных с вектором \dot{U}_4 .

Векторные диаграммы участков Б—3, 3—4 и 4—1' совмещены на рис. 6.26. Там же показаны абсолютные (суммарные) углы напряжений по отношению к заданному базисному. В целях наглядности при построении векторных диаграмм не соблюден масштаб векторов.

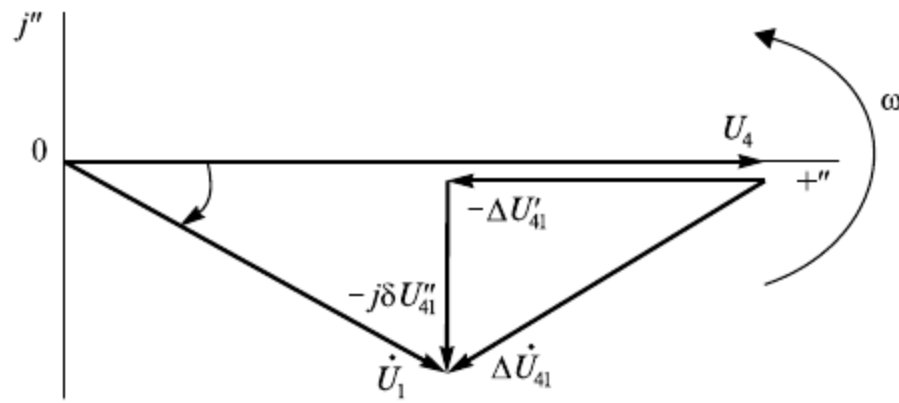


Рис. 6.25. Векторная диаграмма напряжений участка 4—I'

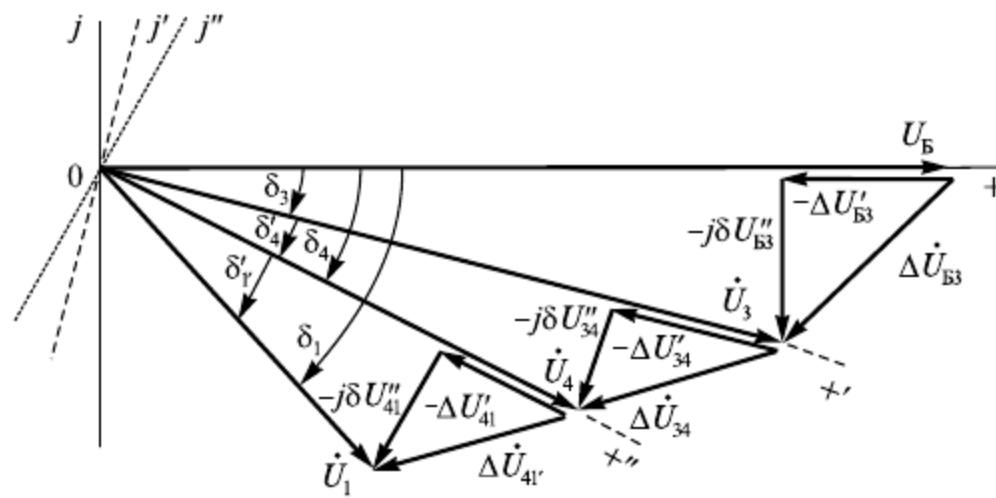


Рис. 6.26. Векторная диаграмма напряжений сети

Векторы напряжения \dot{U}_1' и \dot{U}_2' имеют абсолютные углы, на которые они отстают от вектора напряжения \dot{U}_B :

$$\begin{aligned}\delta_1 &= \delta_1' + \delta_4 = -4,48 - 3,26 = -7,74^\circ \\ \delta_2 &= \delta_2' + \delta_4 = -6,13 - 3,26 = -9,39^\circ.\end{aligned}$$

Таким образом, получим

$$\dot{U}_1' = 105,84 \angle -7,74^\circ \text{ кВ}, \quad \dot{U}_2' = 102,49 \angle -9,39^\circ \text{ кВ}.$$

Напряжения на шинах низшего напряжения трансформатора

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{U}_{н1} = \dot{U}_1' / k_{т1} = \frac{105,84 \angle -7,74^\circ}{115 / 6,3} = 5,80 \angle -7,74^\circ \text{ кВ}; \\ \dot{U}_2 &= \dot{U}_{н2} = \dot{U}_2' / k_{т12} = \frac{102,49 \angle -9,39^\circ}{115 / 10,5} = 9,34 \angle -9,39^\circ \text{ кВ}.\end{aligned}$$

На этом закончена первая итерация расчета. Вторая итерация отличается от первой только тем, что начальные приближения напряжений $\bar{U}^{(0)}$ заменяются на полученные в первой итерации.

Задача 6.7. Определите параметры электрического режима одноцепной воздушной линии напряжением 500 кВ на холостом ходу, постройте векторные диаграммы токов и напряжений линии. Схема ЛЭП представлена на рис. 6.27. Расчет

выполнить без учета потерь на корону, с допустимой поправкой напряжения $\delta U = 1$ кВ.

Решение. Различные способы моделирования данной протяженной ЛЭП и расчет параметров схемы замещения выполнены в задаче 2.8. Расчет установившегося режима рассмотрим применительно к П-образной схеме замещения (рис. 6.28), параметры которой уточнены с помощью поправочных коэффициентов.

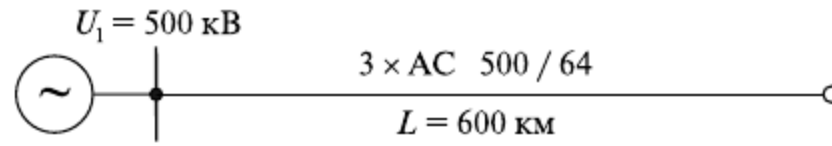


Рис. 6.27. Схема ВЛ напряжением 500 кВ

Расчет параметров установившегося электрического режима ведется методом последовательных приближений. Каждое приближение (итерация) состоит из прямого и обратного ходов. Сначала, двигаясь от конца линии к началу, находят потери мощности в продольных и поперечных элементах и потоки мощности в начале и конце линии (прямой ход итерации), затем определяют напряжение в конце ЛЭП (обратный ход).

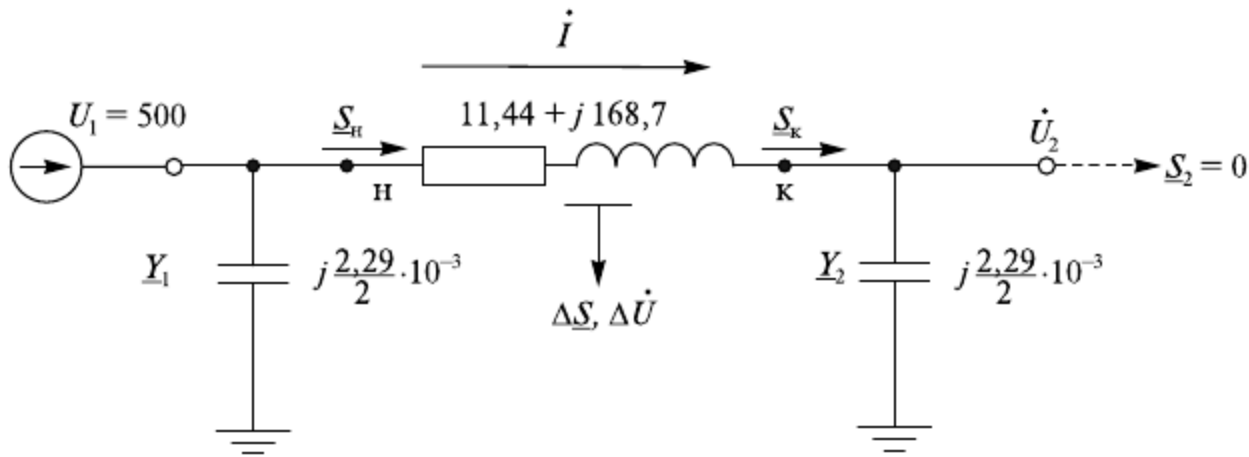


Рис. 6.28. Схема замещения ВЛ напряжением 500 кВ

Прямой ход первой итерации. В качестве начального приближения напряжения в конце линии принимают напряжение в начале ЛЭП, $U_2^{(0)} = 500$ кВ.

Потребление (потери) мощности в шунте

$$jQ^{(1)} = \Delta S_2^{(1)} = Y_1^* (U_2^{(0)})^2 = \frac{1}{2} (-j2,29 \cdot 10^{-3}) 500^2 = -j286,2 \text{ Мвар.}$$

Поскольку мощность нагрузки равна нулю, то при условном направлении тока от узла 1 к узлу 2

$$\underline{S}_k^{(1)} = jQ_{c2} = -j286,2 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в продольном сопротивлении

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = \left(\frac{\underline{S}_k^{(1)}}{U_2^{(0)}} \right) \underline{Z}_{12} = \left(\frac{286,2}{500} \right)^2 (11,44 + j168,7) = 3,75 + j55,27 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Мощность в начале линии

$$\underline{S}_H^{(1)} = \underline{S}_K^{(1)} + \Delta \underline{S}_{12} = -j286,2 + 3,75 + j55,27 = 3,75 - j230,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На этом прямой ход итерации закончен.

Обратный ход первой итерации. В соответствии с условным направлением тока напряжение в конце линии

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}, \text{ где } \dot{U}_1 = 500 \angle 0^\circ, \text{ тогда } \dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \Delta U'^{(1)} - j\delta U''^{(1)}.$$

Продольная составляющая падения напряжения:

$$\Delta U'^{(1)} = (P_H^{(1)} X + Q_H^{(1)} R) / U_1 = (3,75 \cdot 11,4 - 230,93 \cdot 168,7) / 500 = -77,83 \text{ кВ},$$

поперечная составляющая

$$\delta U''^{(1)} = (P_H^{(1)} X - Q_H^{(1)} R) / U_1 = (3,75 \cdot 168,7 + 230,93 \cdot 11,44) / 500 = 6,55 \text{ кВ}.$$

Теперь напряжение в узле 2 в конце первой итерации

$$\dot{U}_2^{(1)} = 500 - (-77,83 + j6,55) = 577,83 - j6,55 = 577,9 \angle -0,649^\circ \text{ кВ}.$$

Вторая итерация. Отличие второй итерации от первой в том, что во второй в качестве напряжения в конце линии используется результат, полученный в первой итерации:

$$jQ_{c2}^{(2)} = \Delta \underline{S}_2^{(2)} = Y^* (U_2^{(1)})^2 = \frac{1}{2} (-j2,29 \cdot 10^{-3}) \cdot 577,9^2 = -j382,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_K^{(2)} = jQ_{c2}^{(2)} = -j382,4 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \underline{S}^{(2)} = \left(\frac{382,4}{577,9} \right)^2 \cdot (11,44 + j168,7) = 5,01 + j73,87 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_H^{(2)} = -j382,4 + 5,01 + j73,87 = 5,01 - j308,53 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta U'^{(2)} = \frac{5,01 \cdot 11,44 - 308,53 \cdot 11,44}{500} = -103,98 \text{ кВ};$$

$$\Delta U''^{(2)} = \frac{5,01 \cdot 168,7 + 308,53 \cdot 11,44}{500} = 8,75 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(2)} = 500 - (-103,98 + j8,75) = 603,78 - j8,75 = 604 \angle -0,830^\circ \text{ кВ}.$$

Сходимость ручного итерационного процесса с допустимой погрешностью $\delta U^{(5)} = |U^{(5)} - U^{(4)}| = 1,0 \text{ кВ}$ достигнута за пять итераций, результаты которой приняты в качестве решения и представлены на схеме замещения (рис. 6.29). Сопоставление результатов с расчетами на ЭВМ (табл. 6.1), полученных по

программе REGIM [60], свидетельствует о приемлемой точности инженерного расчета.

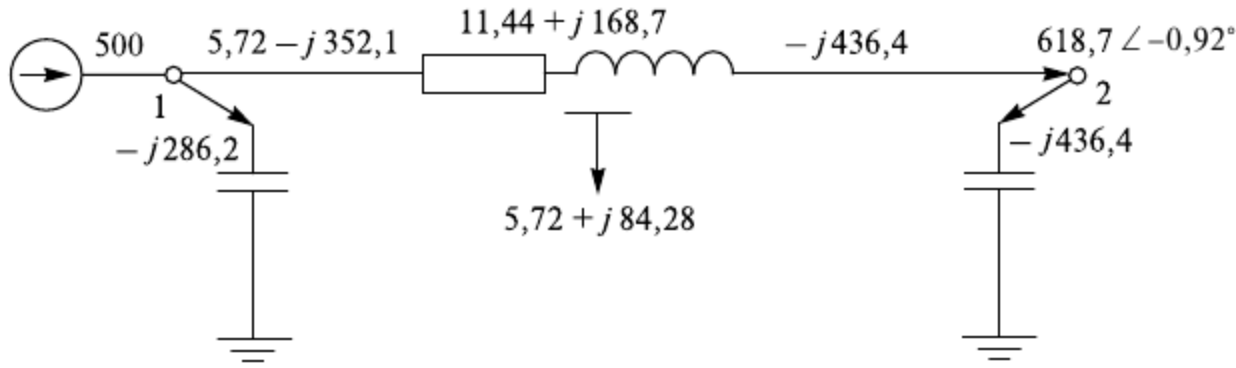


Рис. 6.29. Результаты расчета режима холостого хода ВЛ напряжением 500 кВ

В частности, напряжение в конце ВЛ 500 кВ

$$\dot{U}_2 \approx \dot{U}_2^{(5)} \approx 618,7 \angle -0,925^\circ \approx 619 \angle -0,92^\circ.$$

Сила тока в шунте (емкостной проводимости) конца линии определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{Y2} = \dot{I}_{c2} &= \dot{U}_2 \underline{Y}_2 / \sqrt{3} = \frac{1}{\sqrt{3}} 619 \angle -0,92^\circ \cdot j \frac{1}{2} \cdot 2,29 \cdot 10^{-3} = \\ &= 0,409 \angle 89,08^\circ \text{ кА}, \end{aligned}$$

т.е. ток в шунте опережает вектор напряжения в конце ЛЭП на угол, близкий к $\pi/2$.

Сила тока в емкостной проводимости начала линии

$$\dot{I}_{Y1} = \dot{I}_{c1} = \dot{U}_1 \underline{Y}_1 / \sqrt{3} = \frac{1}{\sqrt{3}} 500 \cdot j \frac{1}{2} \cdot 2,29 \cdot 10^{-3} = 0,331 \angle 90^\circ \text{ кА}.$$

Суммарная сила тока в шунтах ЛЭП образует силу тока загрузки источника

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{I}_{Y1} + \dot{I}_{Y2} = 0,331 \angle 90^\circ + 0,409 \angle 89,08^\circ = \\ &= 0,0066 + j0,738 = 0,738 \angle 89,49^\circ \text{ кА}, \end{aligned}$$

являющийся преимущественно емкостным, т.е. вектор тока источника опережает вектор напряжения U_1 на угол $\pi/2$.

Векторная диаграмма токов и напряжений показана на рис. 6.30. При ее построении в целях наглядности не соблюден масштаб векторов.

Отметим, что напряжение узла 2 значительно превышает допустимое значение 525 кВ, поэтому режим холостого хода данной ЛЭП является недопустимым по электрической прочности изоляции. Причина данного перенапряжения заключается в избытке зарядной мощности. Компенсация избытка мощности может быть осуществлена путем включения поперечного реактора (в частности, при отключении нагрузки ЛЭП) на приемном конце линии.

Таблица 6.1

Данные и результаты расчета холостого режима ВЛ напряжением 500 кВ на ЭВМ

1 10 .05 20/
201 10 1 500 0 0 0 0 500 —1000 1000/
301 1 10 2 11.44 168.7 0. 2290/
201 2 1 618/
/301 1 2 0 0.1 .1/Реактор

Режим х х ВЛ 500 кВ /Х.Х. ВЛ 500 кВ

Номер узла	Граничные узлы		Поток P , МВт	Поток Q , Мвар	Потери P , МВт	Потери Q , Мвар	Ток, кА	Q_c , Мвар
	Начало	Конец	$P_{\text{ген.}}$, МВт	$Q_{\text{ген.}}$, Мвар	$P_{\text{наг.}}$, МВт	$Q_{\text{наг.}}$, Мвар	$P_{\text{нб.}}$, МВт	$Q_{\text{нб.}}$, Мвар
	U , кВ	Фаза, град						
Район $N = 0$								
Узел 2	2	0	−.04	−.04	.04	.04	.000	.00
	2	10	.04	.04	5.76	84.90	.410	439.58
	619.6	−.93	.00	.00	.00	.00	.00	.00
Узел 10	10	2	−5.80	640.90	5.76	84.90	.410	286.25
	500.0	.00	5.80	−640.90	.00	.00	.00	.00
Номер бал.уз. — 10 Точность расчета — .05 Температура — 20.00.								
Число узлов — 2 Число ветвей — 2 Число тр-ов — 0 Число итераций — 3								
Потери мощности в сети: активной — 5.78 МВт								
реактивной — 84.91 Мвар.								
Потери в линиях — 5.78 МВт, 84.91 Мвар.								
Потери в трансформаторах — 0.0 МВт, 0.0 Мвар								
Генерация реактивной мощности в линиях — 725.83 Мвар.								
Суммарная генерация — 5.78 МВт, потребление — .00 МВт.								
Потери мощности на напряжении — 500 кВ								
Потери в линиях — 5.78 МВт, 84.91 Мвар.								
Потери в трансформаторах нагрузочные — 00 МВт, 00 Мвар.								
Потери холостого хода в трансформаторах — 00 МВт, 00 Мвар.								
Потери мощности в шунтах — 0.04 МВт, 04 Мвар.								
Среднее напряжение в узлах — 500.000 кВ.								

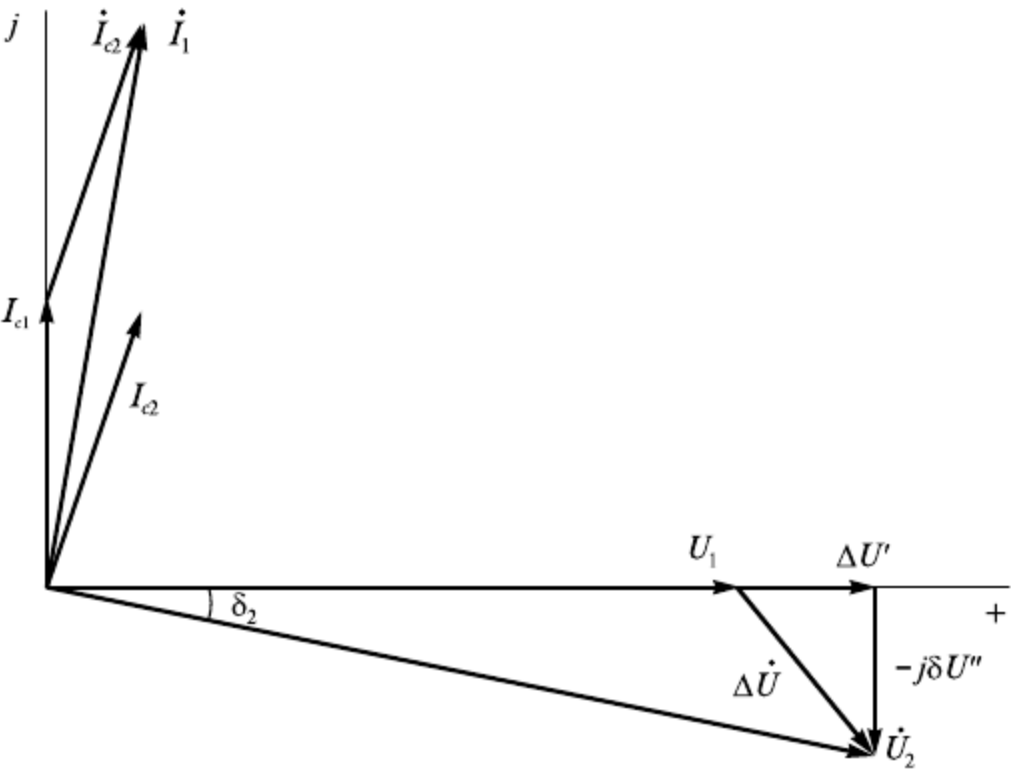


Рис. 6.30. Векторная диаграмма напряжений и токов ВЛ напряжением 500 кВ

Мощность реактора определим из выражения продольной составляющей падения напряжения, приняв ее равной допустимому превышению напряжения в ВЛ 500 кВ, т.е. имеем:

$$\Delta U = (P_{\text{H}} R + Q_{\text{H}} X) / U_1 = (3,75 \cdot 11,44 - Q_{\text{H}} \cdot 168,7) / 500 = 25 \text{ KB}.$$

откуда допустимый поток реактивной мощности в начале ЛЭП составит $Q_n = 73,8$ Мвар. При допустимом напряжении в конце линии U_2 , равном 525 кВ, зарядная мощность шунта

$$Q_{c2} = Y_2^* U_2^2 = -\frac{1}{2} 2,29 \cdot 10^{-3} \cdot 5,25^2 = 315 \text{ Мвар.}$$

Таблица 6.2

Исходные данные и результаты расчета ВЛ 500 кВ с реактором

/Х.Х. ВЛ 500 кВ с реактором

1 10 .05 20/

201 10 1 500 0 0 0 0 500 -1000 1000/

301 1 10 2 11.44 168.7 0. 2290./

201 2 1 500/

301 1 2 0 0.1 850/ Расчетный реактор 968 мкСм

/ Х.Х. ВЛ 500 кВ с реактором

Номер узла	Граничные узлы		Поток P , МВт	Поток Q , Мвар	Потери P , МВт	Потери Q , Мвар	Ток, кА	Q_c , Мвар
	Начало	Конец						
	U , кВ	Фаза, град	$P_{\text{ген.}}$, МВт	$Q_{\text{ген.}}$, Мвар	$P_{\text{наг.}}$, МВт	$Q_{\text{наг.}}$, Мвар	$P_{\text{нб.}}$, МВт	$Q_{\text{нб.}}$, Мвар
Район $N = 0$								
	2	0	−.03	−235,34	.03	.04	235.34	.258
	2	10	.03	235,33	.28	84.90	4.07	317.02
Узел 2	526,2	−.20	.00	.00	.00	.00	.00	−.01
Узел 10	10	2	−.30	363.87	.28	4.07	.0.91	286.25
	500.0	.00	.30	−363.87	.00	.00	.00	.00
Номер бал.уз. — 10 Точность расчета — .05 Температура — 20.00. Число узлов — 2 Число ветвей — 2 Число тр-ов — 0 Число итераций — 3 Потери мощности в сети: активной — .29 МВт реактивной — 121.74 Мвар. Потери в линиях — .29 МВт, 121.74 Мвар. Потери в трансформаторах — 0.0 МВт, 0.0 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях — 603.27 Мвар. Суммарная генерация — .29 МВт, потребление — .00 МВт. Потери мощности на напряжении 500 кВ Потери в линиях — .29 МВт, 121.74 Мвар. Потери в трансформаторах нагрузочные — 00 МВт, 00 Мвар. Потери холостого хода в трансформаторах — 00 МВт, 00 Мвар. Потери мощности в шунтах — 0.3 МВт, 235.34 Мвар. Среднее напряжение в узлах — 513.093 кВ.								

Пренебрегая потерями реактивной мощности в продольном сопротивлении ЛЭП, вызванными остаточным потоком мощности после установки реактора, его расчетную мощность получаем из балансового условия в конце линии:

$$Q_p = Q_{c2} - Q_n = 315,6 - 73,8 = 241,8 \text{ Мвар.}$$

Включение реактора (шунта) с проводимостью

$$B_p = Q_p / U_{\text{ном}}^2 = 241,8 / 500^2 = 0,968 \cdot 10^{-3} = 968 \text{ мкСм}$$

позволяет получить в конце ВЛ 500 кВ (табл. 6.2) допустимое значение напряжения.

ГЛАВА 7

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ

РЕЖИМОВ ПРОСТЫХ ЗАМКНУТЫХ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

7.1. Основные определения

Замкнутыми называются электрические сети, в которых электропотребители (узлы нагрузки) получают электроэнергию с двух и более сторон (источников), чем обеспечивается высокая надежность электроснабжения.

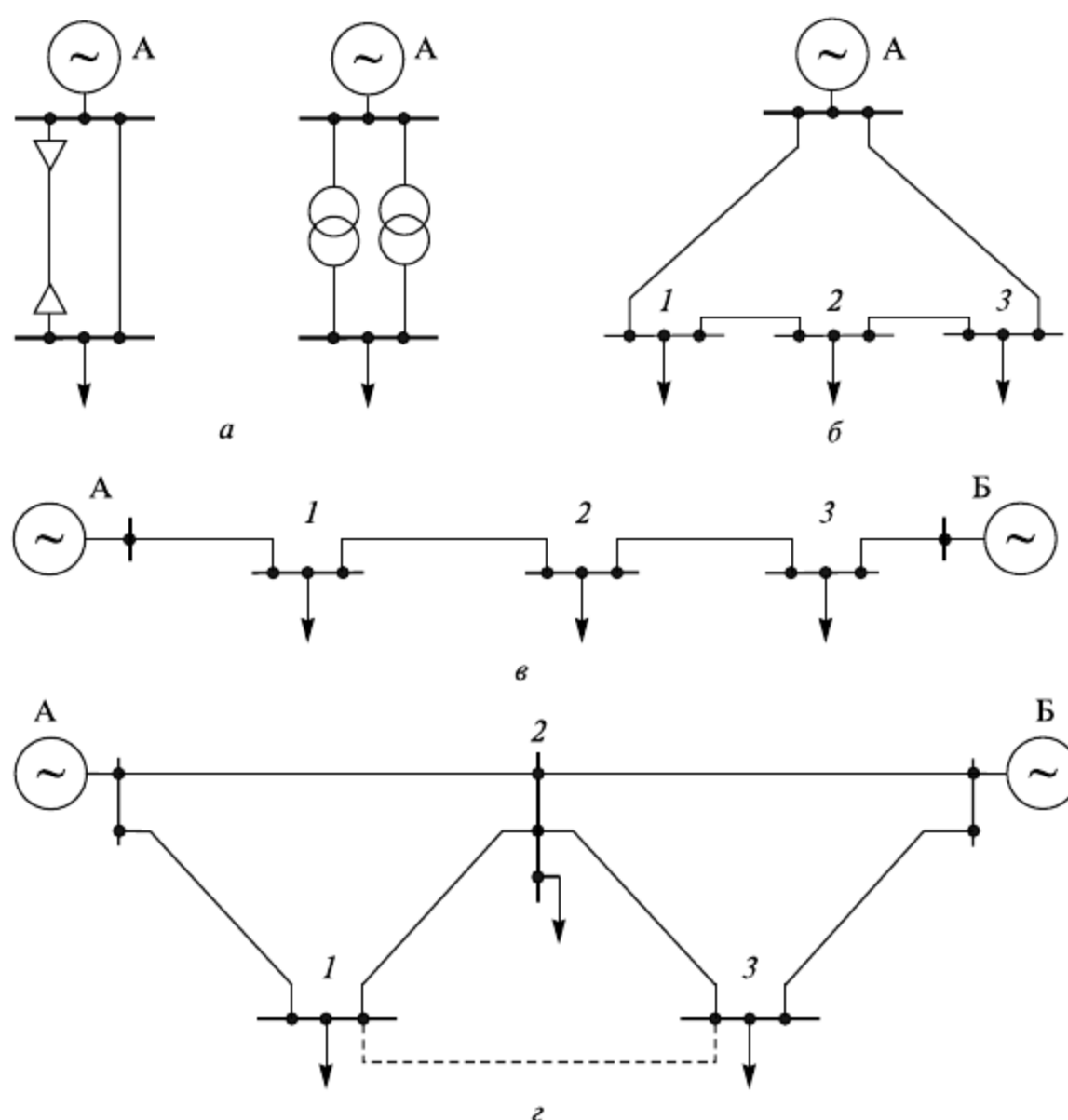


Рис. 7.1. Схемы замкнутых электрических сетей: *а* и *б* – сети с одним контуром; *в* – линия с двусторонним питанием; *г* – сложная замкнутая сеть; *1*, *2*, *3* – узлы нагрузки

Наиболее простую замкнутую сеть образуют, например, две параллельно включенные линии или два трансформатора, работающие на общую электрическую нагрузку (рис. 7.1, *а*). В общем случае сети, содержащие один замкнутый контур, называются **кольцевыми** (рис. 7.1, *б*). Разновидностью таких сетей считаются линия или сеть с двусторонним питанием (рис. 7.1, *в*). **Сложнозамкнутыми** принято называть

сети, содержащие два и более замкнутых контура (рис. 7.1, *з*). В этих сетях каждый узел нагрузки получает электроэнергию по двум и более линиям.

Расчеты режимов замкнутых электрических сетей сложнее, чем разомкнутых, и в большинстве случаев их выполняют на ЭВМ с помощью программно-вычислительных комплексов. В элементарных случаях, например для одноконтурной сети или сети с двусторонним питанием, расчет режима можно выполнить вручную с приемлемой трудоемкостью и хорошей наглядностью расчетов и преобразований. Соответствующие алгоритмы и методы базируются, как и при расчете разомкнутых сетей, на непосредственном использовании законов теории электрических цепей, а также упрощающих преобразований и эквивалентировании схем замещения электрических сетей. Изучение соответствующих инженерных методик расчета замкнутых сетей, реализуемых при ручном счете, в современных условиях имеет скорее учебное, нежели практическое значение. Для этих целей может использоваться ряд методов: контурных уравнений, преобразования сети, коэффициентов распределения и др. [3, 20, 21, 54]. Освоение таких методов необходимо для углубленного представления о физической сути процессов, связанных с режимом электрической сети, и условий, при которых выполняются расчеты на ЭВМ. В последнем случае алгоритмы расчетов установившихся режимов базируются преимущественно на различных формах уравнений узловых напряжений, решаемых методами вычислительной математики [8, 13, 15, 17, 30, 37, 62].

7.2. Расчетные нагрузки и схемы электрических сетей

В зависимости от требуемой точности, назначения, места расположения электрических нагрузок и стадии проектирования электроэнергетических систем и систем электроснабжения, вида расчетов, понятие «расчетная нагрузка» имеет неоднозначный смысл, и для его определения используют различные методы. Анализ режимов электрических сетей, выполняемый вручную, проводится применительно к схемам замещения, нагрузки узлов которых наряду с мощностями потребителей (источников), в общем случае изменяющиеся по статистическим характеристикам, определяют с учетом потерь мощности в трансформаторах подстанций, а также мощностей проводимостей (шунтов) П-образных схем замещения примыкающих линий. Нагрузки узлов, определяемые (сформированные) таким образом, называются **расчетными (эквивалентными)**, а соответствующие схемы замещения — расчетными.

Возможность упрощения исходной схемы замещения при использовании этого понятия проиллюстрируем на примере схемы электрической сети (рис. 7.2, *а*) с номинальным напряжением, не превышающим 220 кВ. В этой схеме на шины высшего напряжения электростанции 1 через повышающий трансформатор T_1 выдается заданная мощность \underline{S}_1 . С шин ВН подстанции 2 через понижающий трансформатор T_2 передается мощность нагрузки \underline{S}_2 . Внешняя система представлена электрической станцией (подстанцией) 3, балансирующей по активной и реактивной мощности. К шинам ВН электростанций 1 и 3 и подстанции 2 подходят по две линии районной электрической сети.

На рисунке 7.2, *б* показана схема замещения, характеризующая условия распределения мощностей в ветвях, связанных с узловыми точками 1, 2, 3 замкнутой электрической сети. На этой схеме суммарная мощность, проходящая по сопротивлениям \underline{Z}_{12} и \underline{Z}_{13} примыкающих линий:

$$\underline{S}_{1\Sigma} = -\underline{S}'_1 - jQ'_{c12} - jQ'_{c13},$$

причем мощность \underline{S}'_1 отличается от мощности генерации \underline{S}_1 на потери в обмотках трансформатора T_1 (в сопротивлении \underline{Z}_1) и потери холостого хода:

$$\underline{S}'_1 = \underline{S}_1 - \Delta\underline{S}_1 - \Delta\underline{S}_{x_1}.$$

Тогда суммарную нагрузку на шинах электрической станции I , в дальнейшем называемую расчетной (эквивалентной), для узла I определим в виде мощности

$$-\underline{S}_1^p = \underline{S}_{1\Sigma} = -\underline{S}_1 + \Delta\underline{S}_1 + \Delta\underline{S}_{x_1} - jQ'_{c12} - jQ'_{c13}. \quad (7.1)$$

или силы тока

$$\dot{I}_1 = \dot{S}_1^p / \left(\sqrt{3} U_1^{(0)} \right). \quad (7.2)$$

Аналогично выразим расчетную мощность подстанции 2:

$$\underline{S}_{2\Sigma} = \underline{S}'_2 + \Delta\underline{S}_x - jQ''_{c12} - jQ'_{c23},$$

где мощность \underline{S}'_2 отличается от мощности нагрузки \underline{S}_2 на потери в обмотках трансформатора T_2 (в сопротивлении \underline{Z}_2):

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_2 + \Delta\underline{S}_2.$$

В итоге суммарную нагрузку на шинах подстанции 2, именуемую расчетной, определим в виде мощности

$$\underline{S}_2^p = \underline{S}_{2\Sigma} = \underline{S}_2 + \Delta\underline{S}_2 + \Delta\underline{S}_{x_2} - jQ'_{c12} - jQ''_{c23} \quad (7.3)$$

или силы тока

$$\dot{I}_2 = \dot{S}_2^p / \left(\sqrt{3} U_2^{(0)} \right). \quad (7.4)$$

Суммарная зарядная мощность линий, примыкающих к балансирующему источнику 3:

$$Q_{3\Sigma}^c = \frac{1}{2} (B_{c13} + B_{c23}) U_3^2,$$

увеличивает его возможности по генерации реактивной мощности, но не оказывает влияния на потокораспределение в замкнутой сети, а потому в расчетах не учитывается.

Элементы схемы замещения, формирующие расчетные нагрузки узлов I и 2 , на рис. 7.2, б, для наглядности ограничены пунктирными линиями.

Аналогично можно определить расчетные нагрузки при подключении к узлам замкнутой сети других ответвлений («висячих» ветвей), например, в виде отходящих линий или участков разомкнутой электрической сети.

Если перед расчетом режима всей сети в целом предварительно определить суммарные (расчетные) нагрузки узлов $\underline{S}_1^p, \underline{S}_2^p$ (или \dot{I}_1, \dot{I}_2), то можно отразить наряду

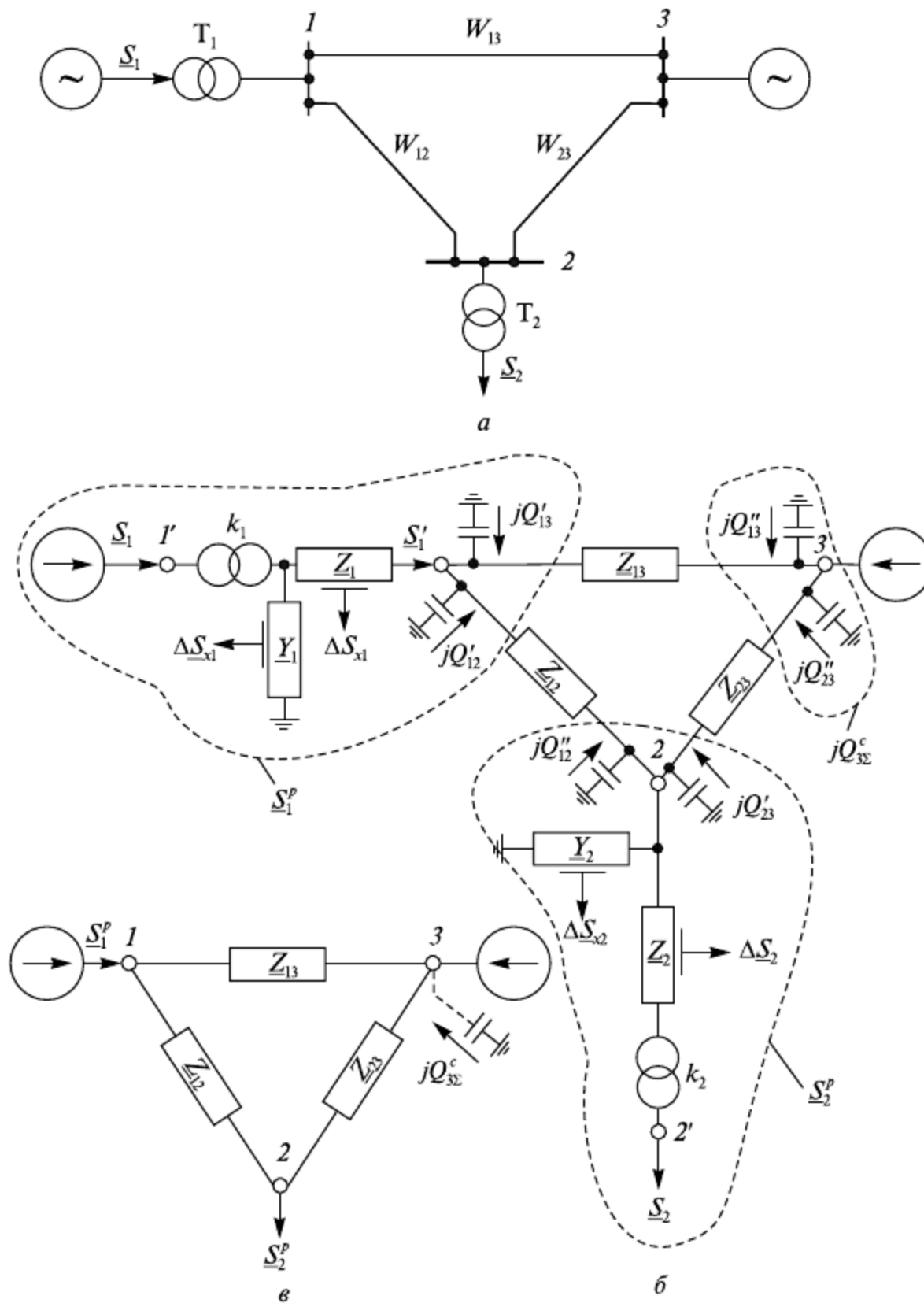


Рис. 7.2. Схемы электрической сети: *a* — принципиальная: 1, 3 — электростанции; 2 — подстанция; *б* — замещения исходная; *в* — расчетная: 1, 2, 3, 1', 2' — узловые точки

с нагрузками узлов сети \underline{S}_1 и \underline{S}_2 влияние потерь мощности в трансформаторах, емкостной проводимости на режим ветвей расчетной схемы и, следовательно, на режим всей рассматриваемой сети.

Замена исходной схемы замещения (рис. 7.2, *б*) на расчетную (рис. 7.2, *в*), содержащую только продольные ветви, не только существенно ее упрощает, но и позволяет практически реализовать инженерные методики расчета и анализа режимов замкнутых электрических сетей.

Поскольку вычисление расчетных электрических нагрузок предшествует расчету режимов сети, в результате которого определяются напряжения в узлах схемы замещения, то слагающие этих нагрузок рассчитывают по номинальному (или исходному) напряжению $U_i^{(0)}$ сети по формулам вида:

$$Q_{c_i} = \frac{1}{2} B_{ij}^c U_i^{(0)2}, \quad \Delta \underline{S}_x = \dot{Y}_i U_i^{(0)2}, \quad \Delta \underline{S} = \left(\frac{\underline{S}}{U_i^{(0)}} \right)^2 \underline{Z}_T.$$

Отказ от учета фактических напряжений при определении расчетных электрических нагрузок обуславливает в итоге меньшую точность расчета электрического режима. Снижение погрешности можно достигнуть на очередной итерации расчета, уточнив расчетные электрические нагрузки с учетом напряжений, полученных на предыдущей итерации.

7.3. Анализ электрического режима простейшей электрической сети

В данном случае рассматривается сеть (рис. 7.3, а), представленная исходной и эквивалентной схемами замещения¹ (рис. 7.3, а, б) с расчетной нагрузкой \underline{S} или \dot{I} .

Определим токо- и потокораспределение в исходной схеме.

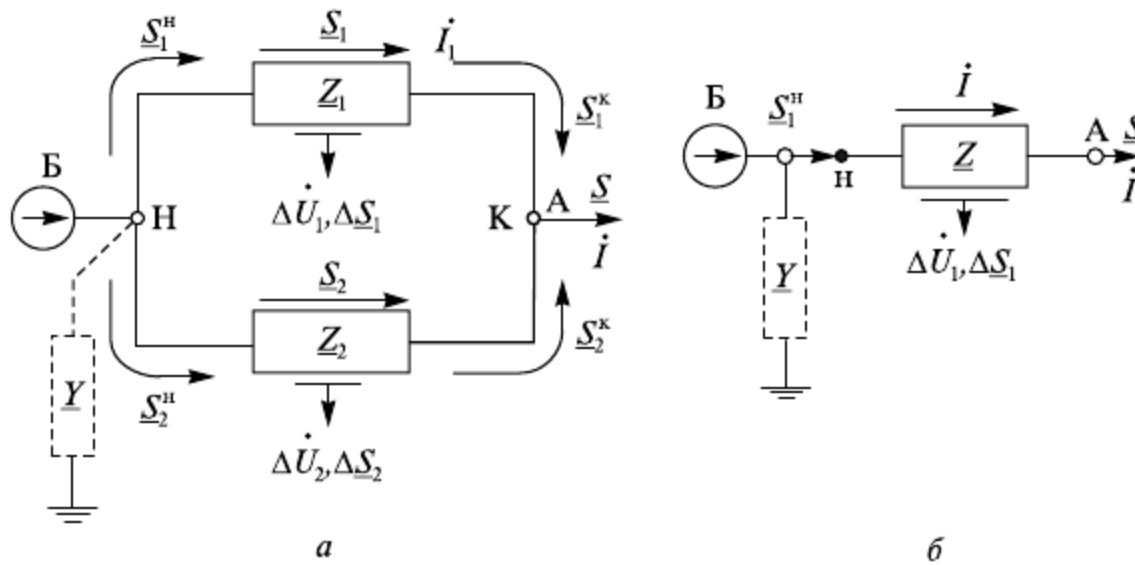


Рис. 7.3. Исходная (а) и эквивалентная (б) схемы замещения простейшей замкнутой сети

Расчет токораспределения. Учитывая равенство падений напряжений на параллельных и эквивалентной ветвях, можно записать

$$\dot{I}_1 \underline{Z}_1 = \dot{I}_2 \underline{Z}_2 = \dot{I} \underline{Z},$$

откуда

$$\dot{I}_1 = \dot{I} \underline{Z} / \underline{Z}_1, \quad \dot{I}_2 = \dot{I} \underline{Z} / \underline{Z}_2. \quad (7.5)$$

Или с учетом эквивалентного сопротивления участка

$$\underline{Z} = \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 / (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)$$

получим

$$\dot{I}_1 = \dot{I} \underline{Z}_2 / (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2); \quad \dot{I}_2 = \dot{I} \underline{Z}_1 / (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2). \quad (7.6)$$

¹ Пунктиром показана эквивалентная проводимость, присущая отдельным элементам сетей 35 кВ и выше, учет которой не оказывает влияния на режим анализируемого участка.

В общем случае при m параллельных ветвях с эквивалентным сопротивлением \underline{Z}_3 и суммарной силой тока \dot{I}_3 имеем

$$\dot{I}_1 \underline{Z}_1 = \dot{I}_2 \underline{Z}_2 = \dots = \dot{I}_i \underline{Z}_i = \dots = \dot{I}_m \underline{Z}_m = \dot{I}_3 \underline{Z}_3 ,$$

Откуда сила тока в i -й ветви: $\dot{I}_i = \dot{I}_3 \underline{Z}_3 / \underline{Z}_i$; $\frac{1}{\underline{Z}_3} = \sum_{i=1}^m \frac{1}{\underline{Z}_i}$; $\underline{Z}_3 = \underline{Z}$.

Преобразуем формулы (7.5) и (7.6) к виду, пригодному для расчета распределения мощностей между параллельными ветвями.

Дополним комплексы токов до мощностей, домножив их на множитель $\sqrt{3}U_a^*$ с сопряженным напряжением в узле А. Тогда в соответствии с записью комплекса полной мощности в виде

$$\underline{S} = \sqrt{3}U \dot{I} = P - jQ$$

выражения (7.5) и (7.6) преобразуются, например для мощности \underline{S}_1 , следующим образом:

$$P_1 - jQ_1 = (P - jQ)\underline{Z} / \underline{Z}_1 = (P - jQ) \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_1} . \quad (7.7)$$

Выражения вида $P - jQ$ являются сопряженными относительно записи мощности

$$\underline{S} = \sqrt{3}\dot{U} I^* = P + jQ , \quad (7.8)$$

используемой в данном случае в качестве основной. Поэтому необходимо выражение (7.7) относительно формулы (7.8) переписать в виде

$$\underline{S}_1^* = \underline{S}^* \underline{Z} / \underline{Z}_1 = \underline{S}^* \underline{Z}_2 / (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) . \quad (7.9)$$

В результатах удобнее анализировать исходные, а не сопряженные значения мощностей, поэтому необходимо в формуле (7.9) проделать операцию сопряжения. В результате получим выражения, аналогичные (7.5) и (7.6):

$$\underline{S}_1 = \underline{S} \underline{Z} / \underline{Z}_1 = \underline{S} \underline{Z}_2 / (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2), \quad \underline{S}_2 = \underline{S} \underline{Z} / \underline{Z}_2 = \underline{S} \underline{Z}_1 / (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) . \quad (7.10)$$

Расчет потокораспределения. В отличие от распределения токов, мощность в начале и конце звена неодинакова и отличается на потери мощности. Для сохранения баланса мощности в узле А найденные потоки ветвей \underline{S}_1 и \underline{S}_2 принимаем примыкающими к этому узлу, т.е. равными потокам \underline{S}_1^k и \underline{S}_2^k в конце соответствующих звеньев (рис. 7.3, а). Далее расчет электрического режима выполняется так же, как и в разомкнутых сетях, два звена которой образуются в результате условного деления (размыкания) замкнутой сети в точке раздела мощности А. Характер выполняемого далее расчета зависит от того, в каком из узлов (А или Б) схемы задано напряжение (см. подраздел 5.3).

Допустим, что известно напряжение в узле А. В этом случае реализуется алгоритм точного (прямого) расчета и параметры режима определяются в один этап от узла А к узлу Б. Так, потери мощности в параллельных звеньях определим в виде

$$\Delta \underline{S}_1 = 3I_1^2 \underline{Z}_1 = \left(\frac{\underline{S}_1^k}{U_A} \right)^2 \underline{Z}_1, \quad \Delta \underline{S}_2 = 3I_2^2 \underline{Z}_2 = \left(\frac{\underline{S}_2^k}{U_A} \right)^2 \underline{Z}_2,$$

суммарное значение которых можно найти также по данным эквивалентной схемы

$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_2 = 3I^2 \underline{Z} = \left(\frac{\underline{S}}{U_A} \right)^2 \underline{Z}.$$

Падения напряжения на параллельных и эквивалентной ветвях одинаковы

$$\Delta \dot{U} = \Delta \dot{U}_1 = \Delta \dot{U}_2 = \sqrt{3} i \underline{Z} = \dot{S}^* \underline{Z} / U_A.$$

Тогда потоки мощности в начале параллельных звеньев (рис. 7.3, а, б)

$$\underline{S}_1^H = \underline{S}_1^k + \Delta \underline{S}_1, \quad \underline{S}_2^H = \underline{S}_2^k + \Delta \underline{S}_2$$

образуют суммарный поток мощности, поступающий в данную замкнутую сеть:

$$\underline{S}^H = \underline{S}_1^H + \underline{S}_2^H = \underline{S} + \Delta \underline{S}.$$

Напряжение в узле Б $\dot{U}_B = U_A + \Delta \dot{U}$.

7.4. Расчет электрического режима сети с двусторонним питанием

Линия (сеть) с двусторонним питанием объединяет два источника А и Б (электрические системы, электрические станции или подстанции), напряжение на шинах которых известно и поддерживается неизменным (см. рис. 7.1, в). В общем случае напряжения источников различны: $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$. Электрический режим сети с одинаковыми по модулю и фазе напряжениями источников ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$) рассматривается как частный случай, соответствующий замкнутой одноконтурной сети при размыкании ее по источнику питания (см. рис. 7.1, б).

Правило моментов для токов. Рассмотрим небольшую электрическую сеть с двусторонним питанием (рис. 7.4). Нагрузки узлов 1, 2, 3 заданы комплексными значениями расчетных токов. Напряжения узлов А и Б одинаковы ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$).

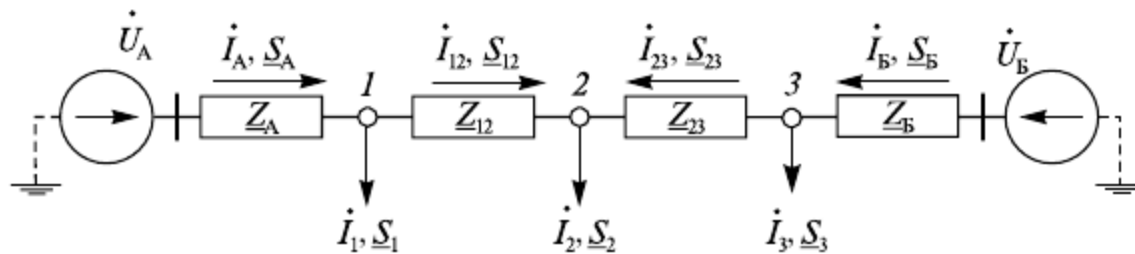


Рис. 7.4. Электрическая сеть с двусторонним питанием

Предположим, что под воздействием нагрузок в узлах силы токов в ветвях приняли указанные на схеме направления. В соответствии со вторым законом Кирхгофа можно записать

$$U_A - \dot{U}_B = \sqrt{3}(\dot{I}_A \underline{Z}_A + \dot{I}_{12} \underline{Z}_{12} - \dot{I}_{23} \underline{Z}_{23} - \dot{I}_B \underline{Z}_B) = 0. \quad (7.11)$$

По балансовым соотношениям первого закона Кирхгофа выразим силы токов в ветвях (на участках) сети через известные силы токов нагрузок в узлах и искомую силу тока на головном участке сети \dot{I}_A :

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_A - \dot{I}_1, \quad \dot{I}_{23} = -\dot{I}_A + \dot{I}_1 + \dot{I}_2, \quad \dot{I}_B = -\dot{I}_A + \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3. \quad (7.12)$$

Подставив силы токов из выражения (7.12) в формулу (7.11), получим

$$\dot{I}_A \underline{Z}_A + (\dot{I}_A - \dot{I}_1) \underline{Z}_{12} - (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 - \dot{I}_A) \underline{Z}_{23} - (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 - \dot{I}_A) \underline{Z}_B = 0,$$

и, выполнив математическое преобразование, получим

$$\dot{I}_A (\underline{Z}_A + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - \dot{I}_1 (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - \dot{I}_2 (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - \dot{I}_3 \underline{Z}_B = 0.$$

Обозначим:

$$\underline{Z}_A + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{AB};$$

$$\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{1B};$$

$$\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{2B}.$$

Тогда $\dot{I}_A \underline{Z}_{AB} - \dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} - \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B} = 0$.

Отсюда сила тока головного участка А

$$\dot{I}_A = (\dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B}) / \underline{Z}_{AB}.$$

Или в общем виде для сети, содержащей n нагрузочных узлов, можно записать

$$\dot{I}_A = (\dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dots + \dot{I}_n \underline{Z}_{nB}) / \underline{Z}_{AB} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}. \quad (7.13)$$

Правило моментов может быть аналогично применено и для определения силы тока на головном участке Б. В этом случае моменты силы токов находят относительно узла А:

$$\dot{I}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{AB}}. \quad (7.14)$$

Выражения (7.13), (7.14) получили название **правила моментов для токов**. Действительно, для вычисления, например, силы тока источника А рассчитывают моменты силы токов по отношению к противоположному источнику Б. Эти выражения аналогичны выражению для определения реакции (ответа) R_A , R_B опор бесконсольной балки:

$$R_A = \frac{\sum_{i=1}^n P_i L_{iB}}{L_{AB}}, \quad R_B = \frac{\sum_{i=1}^n P_i L_{iA}}{L_{AB}},$$

$$\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dots = \dot{U}_n, \quad (7.17)$$

что равносильно неучету потерь мощности на участках сети. Действительно, при условии (7.17) выражение

$$\Delta \underline{S}_{ij} = \left| \dot{U}_1 - \dot{U}_2 \right|^2 Y_{ij}^* = \Delta U_{ij}^2 / Z_{ij}^* = 0$$

обращается в нуль.

Теперь, если умножить левые и правые части выражений (7.13) и (7.14) на множитель $\sqrt{3} \dot{U}^*$, то имеем

$$\sqrt{3} \dot{U}^* \dot{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{3} \dot{U}_i^* I_{iB}}{Z_{AB}}; \quad \sqrt{3} \dot{U}^* \dot{I}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{3} \dot{U}_i^* I_{iA}}{Z_{AB}};$$

выражения для сопряженных мощностей

$$\underline{S}_A^* = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* Z_{iB}}{Z_{AB}}; \quad \underline{S}_B^* = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* Z_{iA}}{Z_{AB}}, \quad (7.18)$$

или, выполнив в формуле (7.18) операцию сопряжения, окончательно получим

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iB}^*}{Z_{AB}^*}; \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iA}^*}{Z_{AB}^*}. \quad (7.19)$$

В случае неравенства напряжений ($\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$) источников уравнительный поток мощности определяем по соотношению

$$\underline{S}_{yp} = \sqrt{3} \dot{U}_{cp}^* I_{yp} = \dot{U}_{cp} \frac{\dot{U}_A^* - \dot{U}_B^*}{Z_{AB}^*}; \quad (7.20)$$

$$\dot{U}_{cp} = \frac{1}{2}(\dot{U}_A + \dot{U}_B),$$

где \dot{U}_{cp} — среднее напряжение источников.

Тогда потоки мощностей головных участков вычисляем в виде

$$\underline{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iB}^*}{Z_{AB}^*} + \dot{U}_{cp} \frac{\dot{U}_A^* - \dot{U}_B^*}{Z_{AB}^*}; \quad \underline{S}'_B = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iA}^*}{Z_{AB}^*} + \dot{U}_{cp} \frac{\dot{U}_B^* - \dot{U}_A^*}{Z_{AB}^*}. \quad (7.21)$$

Для проверки правильности расчетов потоков головных участков рекомендуется проверить выполнение баланса мощностей в электрической сети:

$$\underline{S}_A + \underline{S}_B = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i, \quad \text{или} \quad \underline{S}'_A + \underline{S}'_B = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i, \quad (7.22)$$

т.е. сумма мощностей, поступающих в сеть, должна быть равна сумме мощностей нагрузок в ее узлах. Аналогично должен выполняться баланс сил токов в сети:

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B = \sum_{i=1}^n \dot{I}_i, \quad \text{или} \quad \dot{I}'_A + \dot{I}'_B = \sum_{i=1}^n \dot{I}_i.$$

Частные случаи правила моментов. Сеть может быть однородной по параметрам схемы замещения и параметрам электрических нагрузок. В первом случае отношение активных и реактивных сопротивлений на всех m участках сети одинаково:

$$\frac{X_j}{R_j} = \varepsilon = \text{const}; \quad j = \overline{1, m}. \quad (7.23)$$

Во втором случае одинаково отношение активных и реактивных нагрузок во всех n узлах сети:

$$\frac{Q_i}{P_i} = \text{tg} \varphi_i = \text{const}; \quad i = \overline{1, n}, \quad (7.24)$$

т.е. нагрузки в узлах имеют одинаковые коэффициенты реактивной мощности.

С учетом отмеченных признаков получим частные записи моментов электрических нагрузок. Формулу моментов для мощности (7.19) можно записать в виде

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iB}^*}{Z_{AB}^*} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i (R_{iB} - jX_{iB})}{(R_{AB} - jX_{AB})}. \quad (7.25)$$

Преобразуя ее, например, относительно активных сопротивлений, получаем:

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \left(1 - j \frac{X_{iB}}{R_{iB}}\right) R_{iB}}{\left(1 - j \frac{X_{AB}}{R_{AB}}\right) R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i (1 - j\mu) R_{iB}}{(1 - j\mu) R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i R_{iB}}{R_{AB}}.$$

Поток головного участка \underline{S}_A и нагрузки в узлах $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$ можно представить в виде суммы активных и реактивных мощностей ($\underline{S} = P + jQ$):

$$\underline{S}_A = P_A + jQ_A = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i) R_{iB}}{R_{AB}},$$

или отдельно

$$P_A = \sum_{i=1}^n P_i R_{iB} / R_{AB}, \quad Q_A = \sum_{i=1}^n Q_i R_{iB} / R_{AB}. \quad (7.26)$$

Учитывая свойство (7.26) в формуле (7.25) или преобразуя правило моментов для мощностей (7.25) относительно реактивных сопротивлений, формулы (7.26) можно записать также в виде:

$$P_A = \sum_{i=1}^n P_i X_{iB} / X_{AB}, \quad Q_A = \sum_{i=1}^n Q_i X_{iB} / X_{AB}. \quad (7.27)$$

Выполнив аналогичные преобразования правила моментов для сил токов, получим выражения вида (7.26):

$$\dot{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{ai} R_{iB}}{R_{AB}} - j \frac{\sum_{i=1}^n I_{pi} R_{iB}}{R_{AB}}. \quad (7.28)$$

Из выведенных формул следует, что в однородных сетях распределение активных и реактивных мощностей (токов) определяется только соотношением активных (реактивных) сопротивлений участков сети и не зависят друг от друга. Последнее обстоятельство упрощает нахождение мощностей (сил токов) в однородных сетях. В отдельном случае однородной может быть электрическая сеть с участками различного номинального сечения проводов (жил) и исполнения воздушными и кабельными линиями, или искусственными мерами настроенная на однородную. Однако в большинстве случаев однородной является сеть, смонтированная проводами (кабелями) одного сечения и с одинаковым расположением проводов фаз, а также равными расстояниями между ними на всех участках. В этом случае сопротивления единицы длины R_0 , X_0 одинаковы и сопротивления участков сети различаются только за счет их длины:

$$R_{ij} = R_0 L_{ij}, \quad X_{ij} = X_0 L_{ij}.$$

Тогда, выражая в формулах (7.26), (7.27) для моментов мощностей сопротивления через R_0 (X_0) и длину соответствующего участка сети, получаем

$$\begin{aligned} P_A &= \sum_i P_i R_0 L_{iB} / (R_0 L_{AB}) = \sum_i P_i L_{iB} / L_{AB}; \\ Q_A &= \sum_i Q_i R_0 L_{iB} / (R_0 L_{AB}) = \sum_i Q_i L_{iB} / L_{AB}. \end{aligned} \quad (7.29)$$

Аналогично при задании нагрузок токами можно получить:

$$I_A^a = \sum_{i=1}^n I_{ai} L_{iB} / L_{AB}; \quad I_A^p = \sum_{i=1}^n I_{pi} L_{iB} / L_{AB} \quad \text{или} \quad \dot{I}_A = \sum_i \dot{I}_i L_{iB} / L_{AB}. \quad (7.30)$$

Таким образом, распределение комплексов или составляющих мощностей (токов) в однородной сети можно определять не по сопротивлениям, а по длинам участков.

Такой способ, носящий название «расщепление сети», используется для приближенного определения потокораспределения в сетях с малой неоднородностью. К последним относятся сети без трансформаторов и кабельных линий в замкнутых контурах. Полная схема замещения при таком подходе разбивается на две: одна только с активными сопротивлениями, другая — с реактивными. В сетях, приближающихся к однородным, лучшие результаты достигаются при распределении активных мощностей по соотношению индуктивных сопротивлений, а реактивных мощностей — по соотношению активных сопротивлений, что определило название «метод расщепления сети».

Отмеченная неоднородность вносит погрешность, которая как показали расчеты [18, пример 3.4], обычно невелика.

Если все нагрузки однородной сети принять с одинаковыми коэффициентами мощности $\cos\varphi$ (такое допущение часто принимают при анализе режимов распределительных сетей 0,38—35 кВ), то формулы (7.29), записанные в виде

$$P_A / \cos\varphi = \sum_i \frac{P_A}{\cos\varphi} L_{iB} / L_{AB} \quad \text{или} \quad S_A = \sum_i S_i L_{iB} / L_{AB}, \quad (7.31)$$

показывают, что распределение комплексных мощностей можно определить через их модули по длинам участков. Зная $\cos\varphi$ ($\tan\varphi$) нагрузок и распределение, например, полных мощностей, легко найти распределение в сети активных и реактивных составляющих полных мощностей.

Допущение об одинаковости коэффициента мощности можно использовать также на начальном этапе проектирования электрических сетей при выборе сечений проводов по данным потокораспределения, определяемым через соотношения известных протяженностей линий (трасс).

Расчет режима сети с двусторонним питанием в токах. Определение сил токов на других участках сети проводится на основе первого закона Кирхгофа через найденные силы токов головных участков (7.13), (7.14):

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_A - \dot{I}_1, \quad \dot{I}_{23} = \dot{I}_B - \dot{I}_3$$

и расчетные силы токов узлов (7.2), (7.4).

Пусть в результате расчета направления сил токов оказались такими, как показано на рис. 7.4. Здесь необходимо напомнить, что правило моментов для токов выведено без каких-либо допущений и, следовательно, головные и другие силы токов определены точно и в соответствии с известными силами токов узлов. Тогда напряжения в узлах по найденным силам токов ветвей определяют следующим образом:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_A - \Delta\dot{U}_{A1}, & \Delta\dot{U}_{A1} &= \sqrt{3}\dot{I}_A Z_{A1}; \\ \dot{U}_2 &= \dot{U}_1 - \Delta\dot{U}_{12}, & \Delta\dot{U}_{12} &= \sqrt{3}\dot{I}_{12} Z_{12}; \\ \dot{U}_3 &= \dot{U}_2 + \Delta\dot{U}_{23}, & \Delta\dot{U}_{23} &= \sqrt{3}\dot{I}_{23} Z_{23}. \end{aligned} \quad (7.32)$$

Для проверки правильности расчета определим напряжение в узле B и сопоставим его с заданным:

$$\dot{U}_B = \dot{U}_3 + \Delta\dot{U}_{B3}; \quad \Delta\dot{U}_{B3} = \sqrt{3}\dot{I}_B Z_{B3}.$$

Так как данный метод расчета режима не содержит каких-либо допущений, расчет напряжений (при неизменных силах токов в узлах) на этом заканчивается.

Уточнение расчетных сил токов узлов через найденные напряжения предполагает определение следующего приближения токораспределения и напряжений до выполнения критерия окончания расчета вида (5.75), сравнивая напряжения по модулю и абсолютному углу (фазе) напряжения на смежных итерациях:

$$\Delta U_i^{k+1} = |U_i^{k+1} - U_i^k| \leq \varepsilon; \quad \Delta \delta_i^{k+1} = |\delta_i^{k+1} - \delta_i^k| \leq \xi, \quad i = \overline{1, n}, \quad (7.33)$$

где ε, ξ — допустимые погрешности по модулю и фазе напряжений соответственно.

После расчета сил токов и напряжений с достаточной точностью можно определить потоки и потери мощности в ветвях схемы (рис. 7.7). Например, для ветви 1—2

$$\underline{S}_{12}^H = \sqrt{3} \dot{U}_1 I_{12}^*; \quad \underline{S}_{12}^K = \sqrt{3} \dot{U}_2 I_{12}^*; \quad \Delta \underline{S}_{12} = 3 I_{12}^2 Z_{12}.$$

Расчет режима сети с двусторонним питанием в мощностях. Определив потоки мощности на головных участках сети в соответствии с формулой (7.19) или (7.21), потоки мощности на других ветвях находят аналогично силам токов по балансовым соотношениям в узлах:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_A - \underline{S}_1; \quad \underline{S}_{23} = \underline{S}_B - \underline{S}_3.$$

На схеме (см. рис. 7.4) показано возможное направление потоков мощности. Выделим в схеме узел 2, к которому мощности подходят с двух сторон. Этот узел называется точкой токораспределения¹, и обычно условно обозначается зачерненным треугольником ▼ (рис. 7.7). В отличие от точного токораспределения распределение мощностей, найденное по правилу моментов, является приближенным. В соответствии с принятым допущением о равенстве напряжений во всех узлах потоки мощности головного и других участков найдены без учета потерь мощности. В действительности потоки мощности в начале и конце участка (ветви) отличаются на потери. Поэтому для соблюдения баланса мощностей потоки \underline{S}_{12} и \underline{S}_{23} вблизи точки токораздела 2 (примыкающие к точке 2) примем за действительные $\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12}$, $\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23}$ (рис. 7.7, а).

Таким образом, в узле 2 отмечаем выполнение баланса мощностей, т.е. $\underline{S}_{12} + \underline{S}_{23} = \underline{S}_2$; $\underline{S}_{12}^K + \underline{S}_{23}^K = \underline{S}_2$.

Для уточнения распределения потоков мощности с учетом ее потерь используем следующий искусственный прием. Замкнутую сеть мысленно размыкаем на две магистральные сети по точке токораздела 2 при условии сохранения потоков мощности: $\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{2'}$ и $\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{2''}$. Условные мощности узлов 2' и 2'' определяем в виде (рис. 7.7, б)

$$\underline{S}_{2'} = \underline{S}_{12}^K; \quad \underline{S}_{2''} = \underline{S}_{23}^K; \quad \underline{S}_{2'} + \underline{S}_{2''} = \underline{S}_2.$$

Потоки мощностей на других участках, найденные на первом этапе, уточняем с учетом потерь.

В результате таких преобразований получаем две разомкнутые схемы с известными напряжениями в начале и нагрузками узлов (рис. 7.7, б). Расчет этих схем ведем

¹ Дальнейшие рассуждения будем вести применительно к схеме на рис. 7.7.

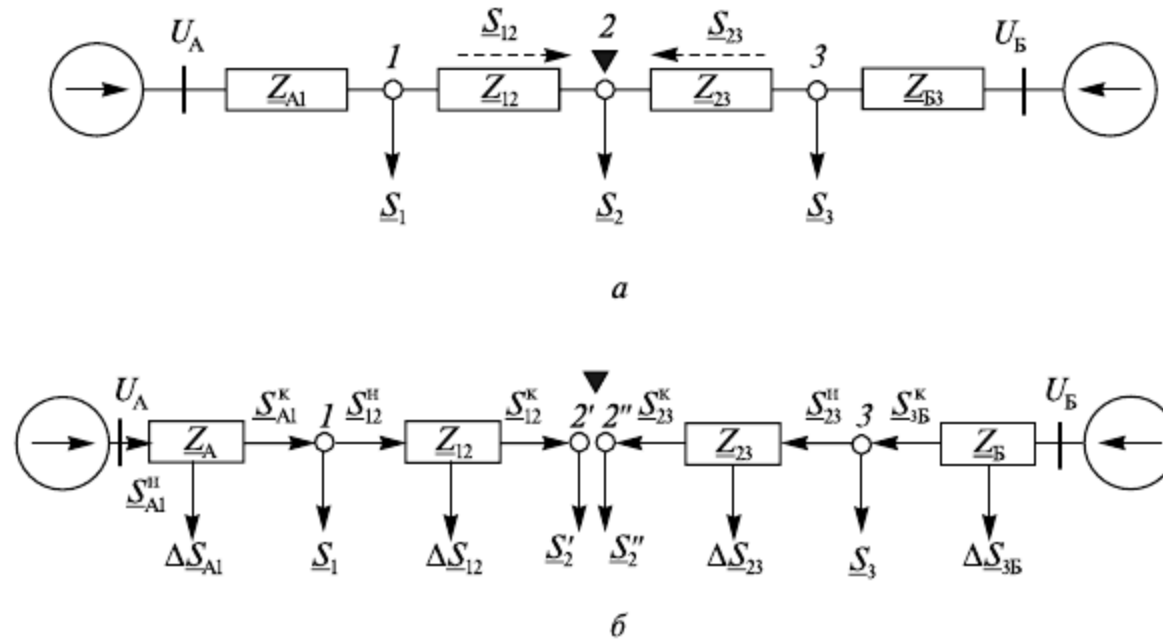


Рис. 7.7. Определение потокораспределения с учетом потерь мощности: *a* — балансирование нагрузки в точке потокоораздела; *б* — представление схемы в виде двух разомкнутых схем

независимо друг от друга, в соответствии с итерационным алгоритмом расчета разомкнутых сетей (см. подраздел 6.3) влево и вправо от точки 2 с учетом потерь мощности в сопротивлениях. При этом потери мощности вычисляем по номинальному или исходному $U^{(0)}$ напряжению. Через потоки мощности в начале участков и заданные напряжения источников определяем напряжения в узлах сети. Для местных сетей напряжения можно рассчитывать без учета потерь мощности. В результате получаются напряжения узлов 2' и 2'' ($\dot{U}_{2'}^{(1)}$ и $\dot{U}_{2''}^{(1)}$). Различие напряжений в узлах 2' и 2'', являющихся по сути одним узлом, связано с ошибкой в распределении нагрузки узла \underline{S}_2 между узлами 2' и 2''. Ошибка обусловлена отсутствием учета потерь мощности в ветвях сети.

Приняв среднее значение этих напряжений

$$\dot{U}_{\text{cp}} = \frac{1}{2}(\dot{U}_{2'}^{(1)} + \dot{U}_{2''}^{(1)})$$

и задав направление уравнивающего тока от узла 2' к 2''

$$\dot{I}_{\text{yp}} = (\dot{U}_{2'}^{(1)} - \dot{U}_{2''}^{(1)}) / (\sqrt{3} \underline{Z}_{\text{AB}}) = \Delta \dot{U}_2^{(1)} / (\sqrt{3} \underline{Z}_{\text{AB}}),$$

действительное направление уравнивающей мощности и ее значение определяем по выражению

$$\underline{S}_{\text{yp}} = \sqrt{3} \dot{U}_{\text{cp}} \dot{I}_{\text{yp}} = \dot{U}_{\text{cp}} \Delta \dot{U}_2^{(1)} / \underline{Z}_{\text{AB}}. \quad (7.34)$$

С учетом уравнивающего потока уточняем распределение нагрузки узла 2 (\underline{S}_2) между узлами 2' и 2'':

$$\underline{S}_{2'}^{(1)} = \underline{S}_2 + \underline{S}_{\text{yp}}; \quad \underline{S}_{2''}^{(1)} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{\text{yp}}; \quad \underline{S}_{2'}^{(1)} + \underline{S}_{2''}^{(1)} = \underline{S}_2. \quad (7.35)$$

Затем повторяем расчет двух разомкнутых схем с учетом потерь мощности до получения приемлемой ошибки совпадения напряжений узла 2 слева от $U_{2'}$ и справа от $U_{2''}$. Отметим, что повторение расчетов, связанное с уточнением $U_{2'}$ и $U_{2''}$, относится к первой итерации, так как при этом уточнение расчетных нагрузок узлов не проводится.

Переход ко второй итерации осуществляем после достижения приемлемой точности расчета напряжений в узле 2 слева и справа и начинаем с уточнения расчетных электрических нагрузок. Вторая и последующая итерации отличаются от первой только использованием для уточнения расчетных нагрузок более точных напряжений.

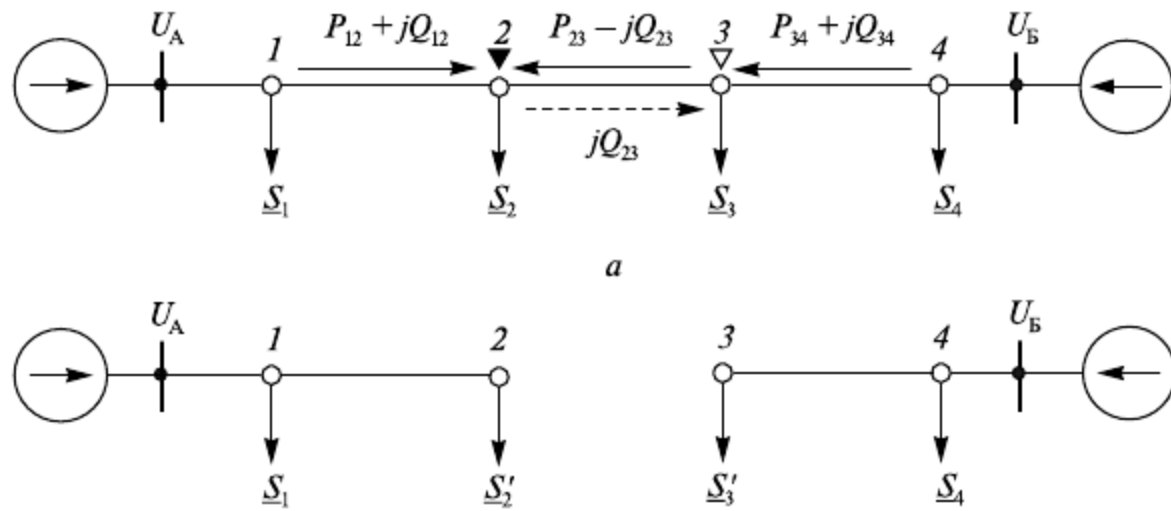


Рис. 7.8. Потокораспределение при несовпадении точек раздела активных и реактивных мощностей (а), представление сети разомкнутыми участками при несовпадении точек потокораздела (б)

Далее после определения потоков, примыкающих к точке раздела мощности, расчет электрического режима проводим по алгоритму расчета разомкнутых электрических сетей.

Итерационный расчет заканчиваем после достижения допустимых поправок по напряжениям (7.33) для всех узлов (по модулю и фазовому углу).

При значительной неоднородности электрической сети может оказаться, что на первом этапе расчета сети с двусторонним питанием точки потокораздела активной и реактивной мощностей не совпадают. Такой случай иллюстрирует рис. 7.8, где точка 2 является точкой потокораздела для активной, а точка 3 — для реактивной мощности. В этом случае для дальнейшего расчета составляем из исходной две разомкнутые схемы (рис. 7.8, б) без участка между точками потокораздела. Учет потоков исключенного участка осуществляем через потери мощности в нем

$$\Delta P_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_H^2} R_{23}; \quad \Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_H^2} X_{23}.$$

Соответственно в точке 2 включается нагрузка

$$\underline{S}'_2 = P_{12} + j(Q_{12} + \Delta Q_{23}),$$

а в точке 3 нагрузка

$$\underline{S}'_3 = P_{34} + \Delta P_{23} + jQ_{34}.$$

Далее расчет режима выполняем по алгоритму для двух отдельных магистральных сетей, объединенных в единую сеть одним узлом потокораспределения.

7.5. Метод контурных уравнений

Метод контурных уравнений предназначен для расчета распределения мощностей (токов) и других параметров установившихся режимов в замкнутых электрических сетях. Метод нашел применение как в инженерных расчетах, выполняемых вручную, так и в алгоритмах, реализуемых на ЭВМ. Суть метода заключается в составлении и решении систем контурных уравнений и определении на их основе параметров режима. Составление контурных уравнений выполняют на основе первого и второго законов Кирхгофа. Число независимых контурных уравнений равно числу независимых контуров. Система контурных уравнений может быть записана в форме токов или мощностей, называемых уравнениями контурных токов (УКТ) или уравнениями контурных мощностей (УКМ). Составление УКТ и УКМ идентично, вместо сил токов можно оперировать мощностями. В общем случае все рассуждения в дальнейшем приведем к схеме, содержащей m ветвей, n независимых узлов ($n + 1$ — узел с заданным напряжением) и K независимых контуров.

Расчет режима с помощью уравнений контурных токов. Основой этих уравнений является второй закон Кирхгофа, согласно которому для K независимых контуров, не содержащих ЭДС, можно записать

$$\sum_{j \in k} \dot{I}_{kj} Z_{kj} = 0, \quad k = \overline{1, K}, \quad (7.36)$$

где \dot{I}_{kj} — сила тока ветви j , входящий в состав контура k .

УКТ можно получить из уравнения (7.36), если выразить силы токов ветвей через принятые K контурные силы токов и заданные силы токов в n узлах по соотношениям первого закона Кирхгофа

$$\sum_{j \in i} \dot{I}_{ij} + \dot{I}_i = 0, \quad i = \overline{1, n}, \quad (7.37)$$

где \dot{I}_i — задающая сила тока узла i .

Тогда недоопределенная ($m > K$) система уравнений с m переменными преобразуется в систему K независимых контурных уравнений с K контурными силами токов в качестве переменных. Решив эту систему, определим все контурные (независимые) силы токов. Затем вычислим зависимые (неконтурные) силы токов в других ветвях схемы, используя их выражения через контурные силы токов.

Согласно закону Ома по напряжению балансирующего источника и силам токов ветвей можно вычислить напряжения в других узлах электрической сети.

Сущность метода рассмотрим на примере электрической сети, схема замещения которой (рис. 7.9) содержит $m = 5$ ветвей, $n + 1 = 4$ узла с известными неизменными расчетными силами токов в $n = 3$ узлах и напряжением U_6 в $(n + 1)$ четвертом узле, являющимся базисным по напряжению и балансирующим по мощности.

Последовательность составления УКТ и расчета на их основе параметров электрического режима:

1) выберем систему независимых контуров (малые контуры I и II, рис. 7.9).
Количество независимых контуров

$$K = m - n = 5 - 3 = 2;$$

2) отметим ожидаемые (или произвольные) направления токов ветвей; выберем контурные токи $\dot{I}_I = \dot{I}_{12}$ и $\dot{I}_{II} = \dot{I}_{26}$, не являющиеся общими для независимых контуров;

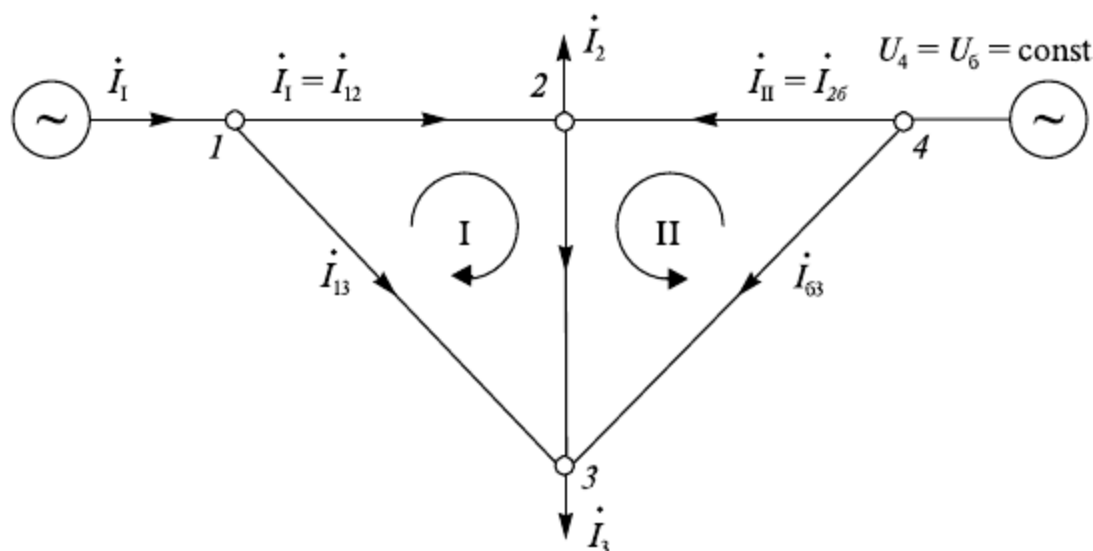


Рис. 7.9. Схема замкнутой сети при задании нагрузок в узлах токами

3) выразим токи других ветвей через контурные токи I_I и I_{II} и токи нагрузок \dot{I}_1 , \dot{I}_2 , \dot{I}_3 по балансовым соотношениям первого закона Кирхгофа:

$$\dot{I}_{13} = \dot{I}_1 - I_I, \quad \dot{I}_{23} = I_I + I_{II} - \dot{I}_2, \quad \dot{I}_{36} = -\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 - I_{II}; \quad (7.38)$$

4) запишем для контуров I и II уравнения по второму закону Кирхгофа:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{12}\dot{I}_1 - \underline{Z}_{13}\dot{I}_{13} + \underline{Z}_{23}\dot{I}_{23} &= 0; \\ \underline{Z}_{26}\dot{I}_{II} + \underline{Z}_{23}\dot{I}_{23} - \underline{Z}_{36}\dot{I}_{36} &= 0; \end{aligned} \quad (7.39)$$

5) подставляя в уравнение (7.39) значения токов (7.38), получим после небольших преобразований систему уравнений:

$$\begin{aligned} (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23})\dot{I}_1 + \underline{Z}_{23}\dot{I}_{II} - \underline{Z}_{13}\dot{I}_1 - \underline{Z}_{23}\dot{I}_2 &= 0; \\ \underline{Z}_{23}\dot{I}_1 + (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{26} + \underline{Z}_{36})\dot{I}_{II} - \underline{Z}_{23}\dot{I}_2 - \underline{Z}_{36}(-\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3) &= 0. \end{aligned} \quad (7.40)$$

Сумма сопротивлений при контурных переменных, равная суммарному сопротивлению соответствующего контура:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23} &= \underline{Z}_{I-I}; \\ \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{26} + \underline{Z}_{36} &= \underline{Z}_{II-II}, \end{aligned}$$

называется **собственным сопротивлением контура**. Сопротивление ветви \underline{Z}_{23} , одновременно входящей в смежные контуры I и II, называется **взаимным сопротивлением контуров** $\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{II-I}$. Знак взаимного сопротивления \underline{Z}_{I-II} определяется при сопоставлении направлений контурных токов \dot{I}_I и \dot{I}_{II} ; если в ветви \underline{Z}_{I-II} направления

токов совпадают, то сопротивление \underline{Z}_{I-II} имеет знак плюс, при встречном направлении токов — знак минус. В данном случае

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{II-I} = \underline{Z}_{23}.$$

Известные (свободные) члены уравнений обозначим в виде

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{13}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{23}\dot{I}_2 &= \dot{E}_1; \\ \underline{Z}_{23}\dot{I}_2 + \underline{Z}_{36}(-\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3) &= \dot{E}_{II}.\end{aligned}$$

С учетом введенных обозначений систему уравнений контурных токов (7.40) перепишем в более общем виде:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{I-I}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{I-II}\dot{I}_{II} - \dot{E}_I &= 0; \\ \underline{Z}_{II-I}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{II-II}\dot{I}_{II} - \dot{E}_{II} &= 0.\end{aligned}\tag{7.41}$$

Система (7.41) представляет собой контурные уравнения в канонической (нормальной) записи, в которой свободные члены \dot{E}_I и \dot{E}_{II} могут быть перенесены в правую часть уравнений.

Для сети, содержащей K независимых контуров, УКТ можно переписать в виде системы линейных уравнений, готовой к решению:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{I-I}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{I-II}\dot{I}_{II} + \underline{Z}_{I-III}\dot{I}_{III} + \dots + \underline{Z}_{I-K}\dot{I}_K &= \dot{E}_I; \\ \underline{Z}_{II-I}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{II-II}\dot{I}_{II} + \underline{Z}_{II-III}\dot{I}_{III} + \dots + \underline{Z}_{II-K}\dot{I}_K &= \dot{E}_{II}; \\ \dots \dots \dots \dots \dots & \\ \underline{Z}_{K-I}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{K-II}\dot{I}_{II} + \underline{Z}_{K-III}\dot{I}_{III} + \dots + \underline{Z}_{K-K}\dot{I}_K &= \dot{E}_K.\end{aligned}\tag{7.42}$$

Решив систему линейных уравнений (7.41), получим значения контурных переменных \dot{I}_I и \dot{I}_{II} . Далее по соотношениям (7.38) определим токи в других ветвях. Если какой-то ток окажется отрицательным, то в этой ветви следует изменить его направление по сравнению с принятым на рис. 7.9.

Напряжения в узлах сети определяются, начиная с узлов, ближайших к базисному, с известным напряжением \dot{U}_6 . Зная направление токов ветвей, получаем:

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= \dot{U}_6 - \Delta\dot{U}_{26}, \quad \Delta\dot{U}_{26} = \sqrt{3}\dot{I}_{26}\underline{Z}_{26}; \\ \dot{U}_3 &= \dot{U}_6 - \Delta\dot{U}_{36}, \quad \Delta\dot{U}_{36} = \sqrt{3}\dot{I}_{36}\underline{Z}_{36}; \\ \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 + \Delta\dot{U}_{16}, \quad \Delta\dot{U}_{16} = \sqrt{3}\dot{I}_{12}\underline{Z}_{12}.\end{aligned}\tag{7.43}$$

Учитывая, что данный метод не содержит каких-либо допущений, на этом расчет заканчивается. Если уточнить расчетные силы токов узлов по выражениям вида (7.2), (7.4) через найденные напряжения (7.43), то расчет параметров режима повторяется, начиная с позиции 3 последовательности составления УКТ.

Вычислив напряжения с заданной точностью, контролируя критерии вида (5.75) или (7.33), определим потокораспределение в сети. Например, для ветви 1—2 имеем

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{12}^K = \sqrt{3}\dot{U}_1^* \dot{I}_{12}; \quad \underline{S}_{21} = \underline{S}_{12}^K = \sqrt{3}\dot{U}_2^* \dot{I}_{12}.$$

Отметим некоторые свойства УКТ и особенности метода. Перепишем УКТ в развернутом матричном виде

$$\begin{bmatrix} \underline{Z}_{I-I} & \underline{Z}_{I-II} & \underline{Z}_{I-III} & \cdots & \underline{Z}_{I-K} \\ \underline{Z}_{II-I} & \underline{Z}_{II-II} & \underline{Z}_{II-III} & \cdots & \underline{Z}_{II-K} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \underline{Z}_{K-I} & \underline{Z}_{K-II} & \underline{Z}_{K-III} & \cdots & \underline{Z}_{K-K} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_I \\ \dot{I}_{II} \\ \cdots \\ \dot{I}_K \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_I \\ \dot{E}_{II} \\ \cdots \\ \dot{E}_K \end{bmatrix},$$

или обозначим их кратко в компактной матричной записи:

$$\underline{Z}_{\text{конт}} \dot{\bar{I}}_{\text{конт}} = \dot{\bar{E}}_{\text{конт}}.$$

В общем случае для сети, содержащей K независимых контуров, УКТ обладают следующими свойствами:

1) матрица контурных сопротивлений $\underline{Z}_{\text{конт}}$ квадратная размерности K , симметричная $\underline{Z}_{ij} = \underline{Z}_{ji}$ и слабозаполненная для сети со значительным числом контуров;

2) диагональные (собственные) элементы матрицы являются суммой сопротивлений ветвей, входящих в контур k , т.е.

$$\underline{Z}_{kk} = \sum_{j \in k} \underline{Z}_{kj}.$$

Недиагональные элементы \underline{Z}_{kj} представляют общее сопротивление контуров k и j , равное сумме сопротивлений, общих для этих контуров ветвей. Если контуры не имеют общих ветвей, то $\underline{Z}_{kj} = 0$.

Количество независимых контуров K меньше числа ветвей и узлов схемы сети, поэтому размерность, а следовательно, трудоемкость решения УКТ существенно меньше, чем других моделей установившихся режимов, хотя сопоставление эффективности их использования сложнее и определяется не только соотношением числа переменных. Отметим, что контурные уравнения охватывают только замкнутую часть схемы. Расчет токов или потокораспределения разомкнутой части схемы требует дополнительных вычислений и ведется по балансовым соотношениям для узлов.

Расчет режима с помощью уравнений контурных мощностей. При задании электрических нагрузок в мощностях расчет параметров режима ведут в два этапа: сначала определяют потокораспределение мощностей по ветвям без учета потерь мощности, а затем уточняют с учетом потерь мощности и рассчитывают напряжения узлов.

Для определения распределения потоков мощности без учета потерь используют контурные уравнения в форме мощности — УКМ. С этой целью преобразуют УКТ. Рассмотрим такое преобразование для системы уравнений (7.40), описывающих установившийся режим сети (см. рис. 7.9). Для перехода к контурным уравнениям в мощностях необходимо уравнения (7.40) умножить на некоторое среднее сопряженное напряжение $\sqrt{3}U^*$, тогда

$$\sqrt{3}U^*[(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23})\dot{I}_I + \underline{Z}_{23}\dot{I}_{II}] = \sqrt{3}U^*(\underline{Z}_{13}\dot{I}_I + \underline{Z}_{23}\dot{I}_2);$$

$$\sqrt{3}U^*[\underline{Z}_{23}\dot{I}_I + (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{26} + \underline{Z}_{36})\dot{I}_{II}] = \sqrt{3}U^*[\underline{Z}_{23}\dot{I}_2 + \underline{Z}_{63}(-\dot{I}_I + \dot{I}_2 + \dot{I}_3)].$$

Учитывая, что выражение

$$\underline{S} = \sqrt{3} \underline{U}^* \dot{I} = P - jQ$$

относительно записи

$$\underline{S} = \sqrt{3} \dot{U} I^* = P + jQ$$

является комплексно-сопряженным, раскрывая скобки, можно перейти к сопряженным мощностям:

$$\begin{aligned} S_1^*(Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}) + S_{II}^* Z_{23} - S_1^* Z_{13} + S_2^* Z_{23} &= 0; \\ S_1^* Z_{23} + S_{II}^*(Z_{23} + Z_{26} + Z_{36}) - S_2^* Z_{23} - \left(-S_1^* + S_2^* + S_3^* \right) Z_{36} &= 0. \end{aligned} \quad (7.44)$$

При переходе от уравнений (7.40) к уравнениям (7.44) сделано допущение, что напряжения всех узлов равны среднему значению напряжения (уровню напряжения) в контуре $U_1 = U_2 = U_3 = U$. Это допущение соответствует отказу от учета потерь мощности.

Для любой замкнутой сети, состоящей из K независимых контуров, система контурных уравнений имеет аналогичную структуру.

Перепишем контурные уравнения в компактном виде

$$\sum_{j \in k} S_{kj}^* Z_{kj} = 0, \quad k = \overline{1, K}. \quad (7.45)$$

Для анализа режима удобнее использовать исходные, а не сопряженные мощности. Выполнив применительно к уравнениям (7.44) операцию сопряжения, перейдем от сопряженных мощностей S^* к исходным \underline{S} и сопряженным сопротивлениям Z^* :

$$\sum_{j \in k} \underline{S}_{kj} Z_{kj}^* = 0, \quad k = \overline{1, K}. \quad (7.46)$$

При решении на ЭВМ уравнения установившихся режимов для ЭС переменного тока приводятся к системе действительных уравнений удвоенного порядка. Применительно к таким уравнениям расчеты, выполняемые вручную, существенно упрощаются, так как исключаются операции с комплексными числами. Для получения действительных уравнений перепишем уравнения (7.46) в комплексных составляющих:

$$\sum (P + jQ)(R - jX) = 0.$$

Это выражение можно записать в виде

$$\sum [(PR + QX) - j(PX - QR)] = 0.$$

Приравняв нулю действительную и мнимую составляющие, получим систему уравнений удвоенного порядка с действительными коэффициентами:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{j \in k} (P_{kj} R_{kj} + Q_{kj} X_{kj}) = 0, \\ \sum_{j \in k} (P_{kj} X_{kj} - Q_{kj} R_{kj}) = 0, \quad k = \overline{1, K}. \end{array} \right. \quad (7.47)$$

Перепишем полученные уравнения в матричном виде:

$$\begin{bmatrix} R_K & X_K \\ X_K & -R_K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{P}_K \\ \overline{Q}_K \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{A}' \\ \overline{A}'' \end{bmatrix}, \quad (7.48)$$

где R_K, X_K — подматрицы контурных сопротивлений размерности K , идентичные по свойствам матрице $Z_{\text{конт}}$; P_K, Q_K — K -мерные подвекторы контурных мощностей; $\overline{A}', \overline{A}''$ — векторы свободных членов преобразований уравнений (7.46).

Уравнения (7.46)—(7.48) представляют собой уравнения контурных мощностей с комплексными и действительными переменными и коэффициентами. Решением их являются значения контурных мощностей.

Для схемы сети (см. рис. 7.9) в качестве контурных приняты мощности ветвей:

$$\underline{S}_I = \underline{S}_{12} = P_I + jQ_I \text{ и } \underline{S}_{II} = \underline{S}_{26} = P_{II} + jQ_{II}.$$

По ним на основании соотношений, аналогичных (7.38), найдем потоки мощности во всех ветвях

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_I - \underline{S}_I, \underline{S}_{23} = \underline{S}_I + \underline{S}_{II} - \underline{S}_2, \underline{S}_{36} = -\underline{S}_I + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 - \underline{S}_{II}.$$

В результате такого расчета определено потокораспределение мощностей в сети без учета потерь мощности и напряжений в узлах. Предположим, что оно такое, как показано на рис. 7.10, а. На этом первый этап расчета заканчивается.

Следующим этапом расчета замкнутой сети является расчет потерь мощности и уточнение потокораспределения и напряжений узлов.

Выявим точку потокоораздела — ею будет узел 3.

Условно разрежем сеть в точке потокоораздела мощностей и представим ее двумя разомкнутыми сетями: одна включает ветви 3'—1, 1—2, 2—б и 2—3'', а другая — 3'''—б; а узел 3 представим в три узла 3', 3'', 3''' (рис. 7.10, б). Для сохранения баланса мощности в узле 3

$$\underline{S}_{13} + \underline{S}_{23} + \underline{S}_{36} = \underline{S}_3$$

подключим в узле 3' нагрузку \underline{S}_{13} ветви 13, в узле 3'' — нагрузку \underline{S}_{23} ветви 2—3, в узле 3''' — нагрузку \underline{S}_{36} ветви 3—б. Расчет параметров режима для каждой разомкнутой сети отдельно выполняется по данным начала: определяются потоки мощности в начале и конце каждой ветви с учетом потерь, выполняемых по начальному приближению напряжений (рис. 7.10, в), а затем по мощностям в начале каждой ветви, начиная от балансирующего узла, определяются напряжения во всех узлах.

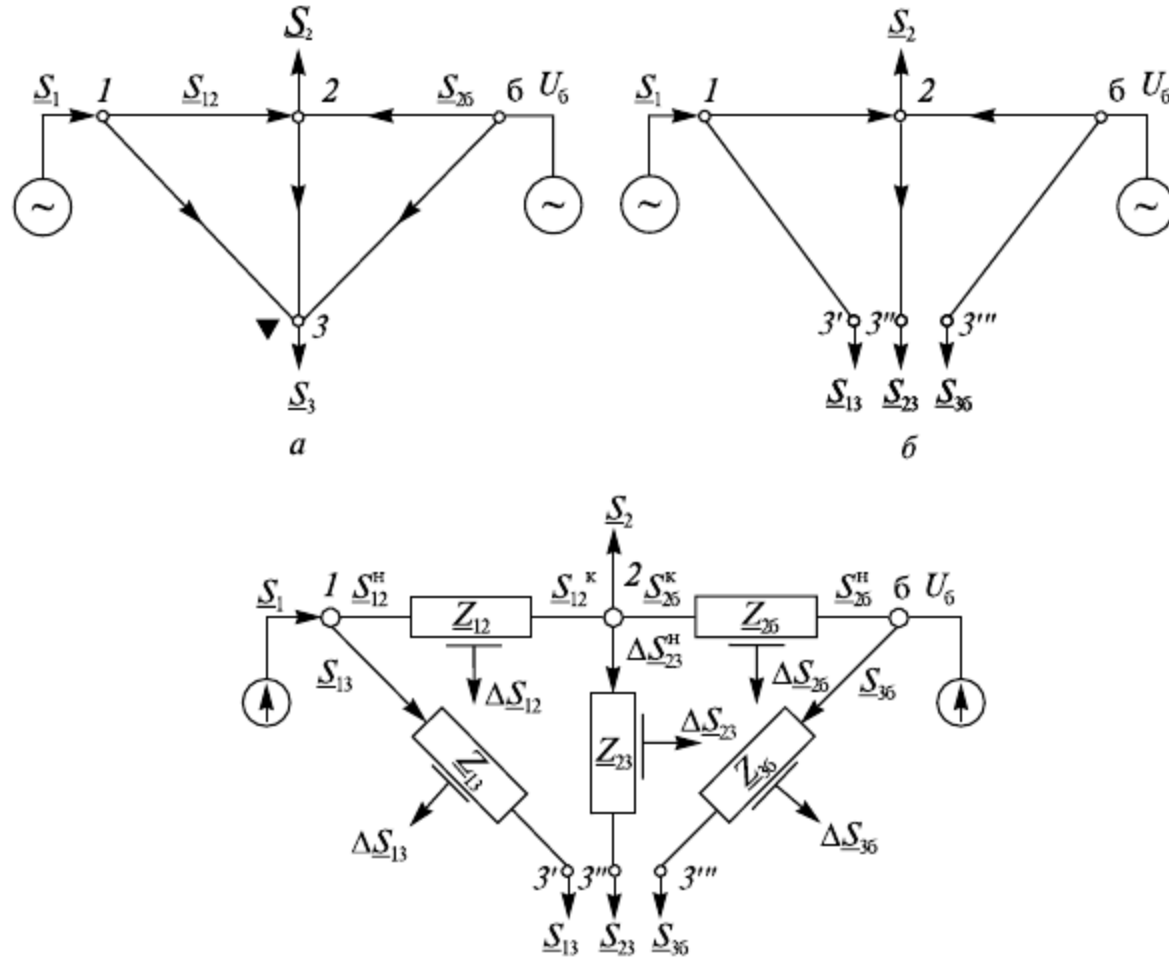


Рис. 7.10. Расчет режима методом контурных мощностей: *a* — приближенное потокораспределение без учета потерь мощности; *б* — преобразование замкнутой сети в разомкнутую; *в* — потокораспределение с учетом потерь мощности

Контурные уравнения для однородной сети. Выделим составляющие комплексных сопротивлений в выражении (7.46)

$$\sum_{j \in k} \underline{S}_{kj} (R_{kj} - jX_{kj}) = 0, \quad k = \overline{1, K}.$$

Выполнив преобразования относительно активных сопротивлений, получим

$$\sum \underline{S}_{kj} \left(1 - j \frac{X_{kj}}{R_{kj}}\right) R_{kj} = 0.$$

С учетом определения однородности схемы $X_j/R_j = \varepsilon = \text{const}$, $j = \overline{1, m}$, имеем

$$\sum_{j \in k} \underline{S}_{kj} (1 - j\varepsilon) R_{kj} = 0,$$

или

$$\sum_{j \in k} \underline{S}_{kj} R_{kj} = 0, \quad k = \overline{1, K}.$$

Откуда получим независимые друг от друга системы уравнений:

$$\sum_{j \in k} P_{kj} R_{kj} = 0, \quad k = \overline{1, K}; \quad \sum_{j \in k} Q_{kj} R_{kj} = 0, \quad k = \overline{1, K}. \quad (7.49)$$

Если выполнить аналогичные преобразования относительно индуктивных сопротивлений, то можно получить

$$\sum_{j \in k} P_{k_j} X_{k_j} = 0, \quad k = \overline{1, K}; \quad \sum_{j \in k} Q_{k_j} X_{k_j} = 0, \quad k = \overline{1, K}. \quad (7.50)$$

Таким образом, в однородных замкнутых сетях уравнения контурных мощностей можно решать отдельно для активных и реактивных мощностей, распределение которых в сети зависит от соотношения в контурах активных и реактивных сопротивлений.

Для сетей, приближенных к однородным, определение потокораспределения из уравнений «метода расщепления сети» (7.49) или (7.50) сопровождается ошибкой, возрастающей с ростом неоднородности схемы. Потокораспределение будет незначительно отличаться от действительного, если распределения активных мощностей выполнить по соотношению реактивных сопротивлений, а реактивных мощностей — по соотношению активных сопротивлений, т.е. из отдельного решения систем уравнений вида:

$$\sum_{j \in k} P_{k_j} X_{k_j} = 0, \quad k = \overline{1, K}; \quad \sum_{j \in k} Q_{k_j} R_{k_j} = 0, \quad k = \overline{1, K}. \quad (7.51)$$

Как показали расчеты [18, задача 3.4], применение метода «расщепления сети» к сетям с невысокой неоднородностью дает решение с погрешностью, приемлемой для практических задач. Чаще всего условие однородности схемы выполняется для сети, каждый участок которой смонтирован проводами одинакового сечения. В этом случае уравнения (7.51) принимают вид:

$$\sum_{j \in k} P_{k_j} L_{k_j} = 0, \quad k = \overline{1, K}; \quad \sum_{j \in k} Q_{k_j} L_{k_j} = 0, \quad k = \overline{1, K}, \quad (7.52)$$

т.е. расчет распределения активных и реактивных мощностей можно выполнить отдельно по соотношению длин участков замкнутой сети. Эти частные уравнения используют для расчета потокораспределения в ветвях проектируемой замкнутой сети при выборе площади сечения проводов.

Контрольные вопросы

1. Какие сети называются замкнутыми? Назовите виды замкнутых сетей. В чем их преимущество?
2. Что понимают под расчетной нагрузкой узла замкнутой сети? В чем смысл использования расчетных нагрузок при анализе режимов замкнутых сетей?
3. В чем отличие в определении расчетной нагрузки для узлов генерации и потребления?
4. Почему возникает погрешность при анализе электрических режимов сети с расчетными нагрузками?
5. Как с помощью закона Ома определить распределение токов в параллельных ветвях?
6. Каким образом на основе распределения токов найти распределение потоков мощности в параллельных ветвях? Почему в соответствующем выражении значения сопротивлений комплексно-сопряженные величины?

7. Как можно уточнить потокораспределение с учетом потерь мощности? Чем определяется выбор точного или приближенного алгоритма уточнения потоко-распределения?
8. Как можно уточнить потоки мощности, примыкающие к точке потоко-раздела?
9. На каких условиях основано выражение для расчета распределения мощностей в сети с двусторонним питанием? Напишите это выражение в общем виде.
10. В каком случае протекает уравнивающий ток (мощность) в сети с двусторонним питанием? Как определить их значение и направление?
11. Что такое точка потоко-раздела и как она выбирается?
12. Каковы особенности правила моментов для однородной сети?
13. Как выполняется расчет режима сети с двусторонним питанием, если точки потоко-раздела по активной и реактивной мощности не совпадают?
14. Каким образом проверить правильность расчета токов в сети с двусторонним питанием?
15. Каковы основные правила расчета замкнутой сети методом контурных токов (мощностей)?
16. В чем отличие уравнений, записанных в соответствии со вторым законом Кирхгофа, от уравнений контурных токов (мощностей)? Как формируется УКТ (УКМ)? Каковы их свойства?
17. При каких условиях расчет установившегося режима сети методом контурных уравнений дает точное решение за одну итерацию?
18. Какие допущения используются при выводе контурных уравнений в форме тока и мощности?
19. В чем значение частных случаев контурных уравнений?
20. В чем сущность метода «расщепления сети» и в каких случаях этот метод используется для расчета режима электрической сети?
21. Каковы критерии точности расчета установившегося режима замкнутых сетей?

Примеры решения задач

Задача 7.1. Найдите токораспределение в кольцевой сети напряжением 10 кВ (рис. 7.11), выполненной кабелем СБ 10—3×35 с сечением медных жил 35 мм² и воздушной линией с проводами А 50. Нагрузка в амперах и длины участков сети в километрах приведены на схеме.

Погонные параметры участков сети приняты усредненными при удельном активном сопротивлении меди 19 Ом·мм²/км, алюминия 30 Ом·мм²/км.

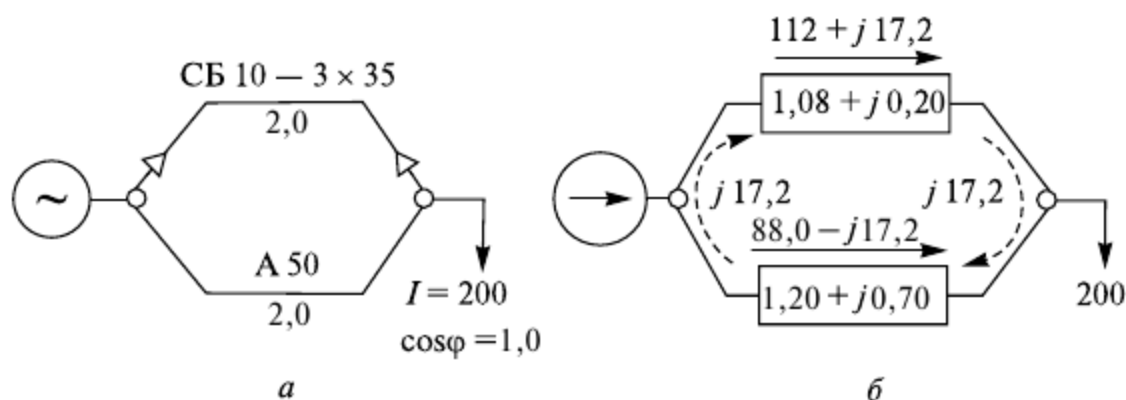


Рис. 7.11. Схема кольцевой сети: а — принципиальная; б — замещения

Решение. Полное сопротивление кабельной линии

$$\underline{Z}_{\text{кл}} = (0,54 + j0,10) \cdot 2,0 = 1,08 + j0,20 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление воздушной линии

$$\underline{Z}_{\text{вл}} = (0,60 + j0,35) \cdot 2,0 = 1,20 + j0,70 \text{ Ом.}$$

Силы токов в кабельной и воздушной линиях сети:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{кл}} &= I \frac{\underline{Z}_{\text{вл}}}{\underline{Z}_{\text{вл}} + \underline{Z}_{\text{кл}}} = 200 \cdot \frac{1,20 + j0,70}{1,20 + j0,70 + 1,08 + j0,20} = \\ &= 200 \cdot \frac{(1,20 + j0,70)(2,28 - j0,90)}{2,28^2 + 0,90^2} = 112 + j17,2 \text{ А;} \\ \dot{I}_{\text{вл}} &= I \frac{\underline{Z}_{\text{кл}}}{\underline{Z}_{\text{кл}} + \underline{Z}_{\text{вл}}} = 200 \cdot \frac{1,08 + j0,20}{1,08 + j0,20 + 1,20 + j0,70} = \\ &= 200 \cdot \frac{(1,08 + j0,20)(2,28 - j0,90)}{2,28^2 + 0,90^2} = 88,0 - j17,2 \text{ А.} \end{aligned}$$

Проверка: $\dot{I}_{\text{кл}} + \dot{I}_{\text{вл}} = 112 + j17,2 + 88,0 - j17,2 = 200 \text{ А.}$

Найденное распределение токов нанесено на схеме рис. 7.11, б. Обратим внимание на то, что при чисто активной нагрузке по сети протекает не только активный, но и реактивный ток. Круговая (уравнительная) сила тока $j17,2 \text{ А}$ циркулирует в замкнутой сети.

Полученный результат объясняется следующим.

1. Замкнутая сеть обладает высокой неоднородностью.

2. Так как индуктивное сопротивление воздушной линии значительно превышает индуктивное сопротивление кабельной линии, то в контуре имеется неуравновешенная ЭДС самоиндукции ВЛ, которая вызывает круговой ток, в результате чего падение напряжения на обоих участках сети становится одинаковым:

$$\Delta \dot{U}_{\text{кл}} = \Delta \dot{U}_{\text{вл}} = \sqrt{3} \dot{I}_{\text{кл}} \underline{Z}_{\text{кл}} = \sqrt{3} \dot{I}_{\text{вл}} \underline{Z}_{\text{вл}} = \sqrt{3} \cdot (118 + j41) \text{ В.}$$

Задача 7.2. Подстанция промышленного района с нагрузкой \underline{S}_1 подключена к одноцепной линии электропередачи напряжением 110 кВ, объединяющей на параллельную работу две электрические системы А и Б с известными напряжениями (рис. 7.12).

Нагрузка подстанции I , МВ·А, напряжения на шинах систем, кВ, протяженность участков линии, км. Схема замещения сети и ее параметры, принятые по усредненным данным из задачи 2.6, приведены на рис. 7.13, а. Сопротивление участков, Ом, проводимости, См. Определите параметры установившегося электрического режима сети с двусторонним питанием.

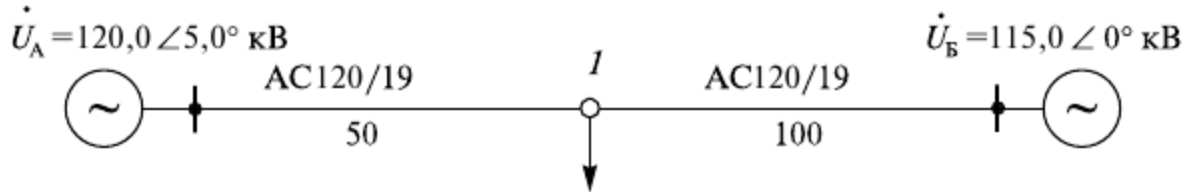


Рис. 7.12. Исходная схема сети

Решение.

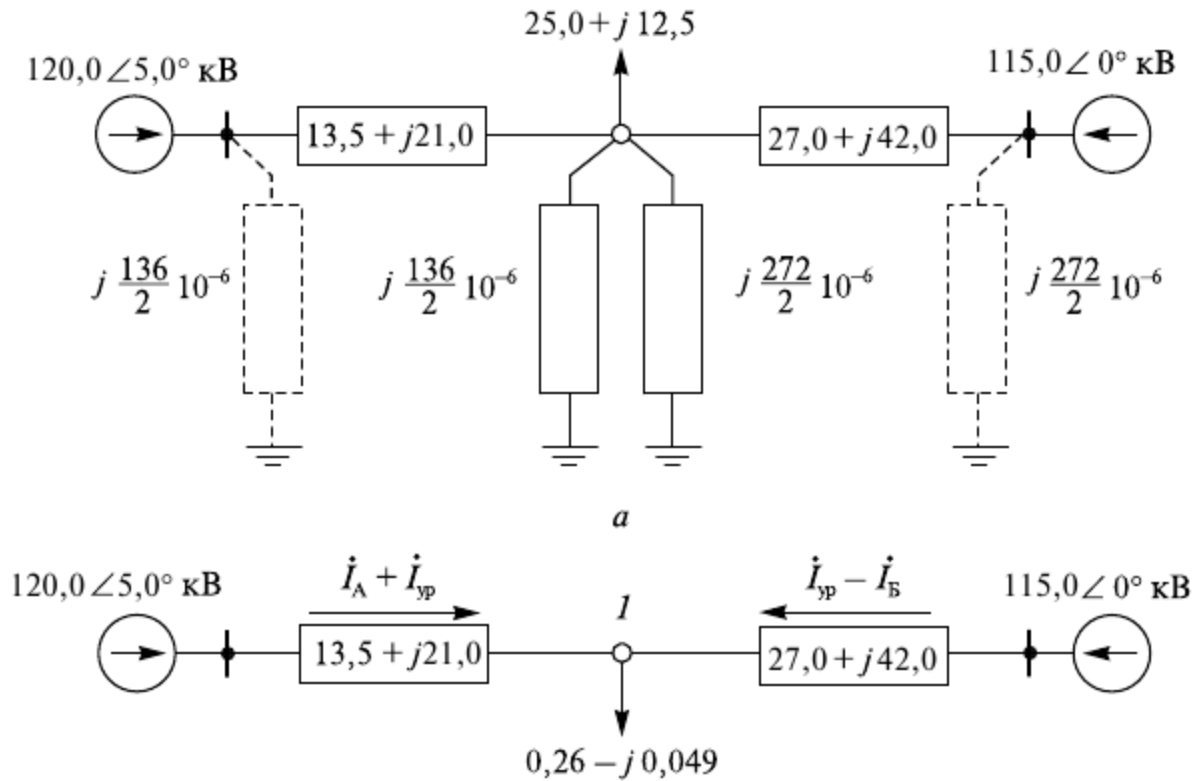


Рис. 7.13. Схема замещения сети: а — исходная; б — без шунтов

Первая итерация. Расчет начинаем с задания начального приближения в узле I . Пусть $\dot{U}_1^{(0)} = 115,0 \angle 0^\circ$ кВ — суммарная проводимость шунта в узле I

$$Y_{\text{ш1}} = 1/2(Y_1 + Y_2) = 1/2(j136 + j272)10^{-6} = j204 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Определение мощности в шунте по заданному приближению напряжения

$$S_{\text{ш1}} = \left(U_1^{(0)} \right)^2 Y_{\text{ш1}}^* = 115,0^2 \cdot (-j204 \cdot 10^{-6}) = -j2,70 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Проводимости и мощности шунтов, примыкающих к балансирующему источнику, на режим сети не влияют и в дальнейшем не учитываются.

Вычисление эквивалентной (расчетной) нагрузки узла I :

$$S_1^p = S_1 + S_{\text{ш1}} = 25,0 + j12,5 - j2,70 = 25,0 + j9,80 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Определение силы тока нагрузки узла I :

$$I_1^{(1)} = S_1^p / \sqrt{3} U_1^{(0)} = (25,0 - j9,80) / \sqrt{3} 115,0 = 0,126 - j0,049 \text{ кА.}$$

Сила тока нагрузки на первой итерации показана на рис. 7.13, б.

Определение сил токов головных участков сети с двусторонним питанием в предположении равенства напряжений источников ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$) с помощью правила моментов для токов:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1^{(1)} &= \dot{I}_1^{(1)} \frac{\underline{Z}_{1Б}}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{1Б}} = (0,126 - j0,049) \cdot \frac{27,0 + j42,0}{13,5 + j21,0 + 27,0 + j42,0} = \\ &= 0,084 - j0,033 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Обратим внимание на то, что головные силы токов могут быть определены в данном примере по длинам участков в связи с тем, что сеть выполнена проводами одинакового сечения, т.е. однородная: $X_1 / R_1 = X_2 / R_2$

$$\begin{aligned} \dot{I}_A^{(1)} &= \dot{I}_1^{(1)} \frac{L_{1Б}}{L_{A1} + L_{1Б}} = (0,126 - j0,049) \cdot \frac{100}{50 + 100} = 0,084 - j0,033 \text{ кА}; \\ \dot{I}_Б^{(1)} &= \dot{I}_1^{(1)} \frac{L_{1А}}{L_{1А} + L_{1Б}} = (0,126 - j0,049) \cdot \frac{50}{50 + 100} = 0,042 - j0,016 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Для проверки правильности расчетов определяем:

$$\dot{I}_A^{(1)} + \dot{I}_Б^{(1)} = 0,084 - j0,033 + 0,042 - j0,016 = 0,126 - j0,049 \text{ кА},$$

что совпадает с расчетной нагрузкой узла I .

Вычисление силы уравнительного тока, обусловленного отличием действительных значений напряжений источников:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{AB} &= \dot{U}_A - \dot{U}_Б; \\ \Delta \dot{U}_{AB} &= 120,0(\cos 5,0^\circ + j \sin 5,0^\circ) - 115,0 = 4,54 + j10,46. \\ \dot{I}_{yp} &= \frac{\Delta \dot{U}_{AB}}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}} = \frac{4,54 + j10,46}{\sqrt{3}(40,5 + j63)} = 0,087 + j0,014 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Определение сил токов в ветвях сети с учетом уравнительной силы тока:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{A1}^{(1)} &= \dot{I}_A^{(1)} + \dot{I}_{yp} = 0,084 - j0,033 + 0,087 + j0,014 = 0,171 - j0,019 \text{ кА}; \\ \dot{I}_{Б1}^{(1)} &= \dot{I}_Б^{(1)} - \dot{I}_{yp} = 0,042 - j0,016 - 0,087 - j0,014 = -0,045 - j0,03 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Уточнение напряжения узла I в соответствии с условным направлением сил токов (см. рис. 7.13, б)

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= \dot{U}_A - \Delta \dot{U}_{A1}^{(1)}; \\ \Delta \dot{U}_{A1}^{(1)} &= \sqrt{3} \dot{I}_{A1}^{(1)} \underline{Z}_{A1} = \sqrt{3}(0,171 - j0,019)(13,5 + j21,0) = 4,69 + j5,78 \text{ кВ} \\ \dot{U}_1^{(1)} &= 120(\cos 5^\circ + j \sin 5^\circ) - 4,69 - j5,78 = \\ &= 114,85 + j4,68 = 114,94 \angle 2,333^\circ \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Для проверки правильности расчета, определим напряжение в узле Б и сопоставим его с заданными

$$\dot{U}_Б^{(1)} = \dot{U}_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{Б1}^{(1)}$$

$$\Delta \dot{U}_{Б1}^{(1)} = \sqrt{3} \dot{I}_{Б1}^{(1)} \underline{Z}_{Б1} = \sqrt{3} (-0,045 - j0,030)(27,0 + j42,0) = 0,08 - j4,68 \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_Б^{(1)} = 114,85 + j4,68 + 0,08 - j4,68 = 114,93 + j0 = 114,93 \angle 0 \text{ кВ}.$$

Проверка расчетного значения напряжения в узле Б иллюстрирует точность расчета сил токов в ветвях сети и напряжения узла I , соответствующих исходному значению расчетной (эквивалентного) силы тока в узле I , определенному по начальному приближению напряжения $U_1^{(0)}$.

Погрешность расчета модуля и фазы напряжения относительно их начальных приближений

$$(U_1^{(0)} - U_1^{(1)})100\% / U_1^{(1)} = (115 - 114,94)100\% / 114,94 \approx 0,05\%$$

$$\frac{\delta_1^{(0)} + \delta_1^{(1)}}{\delta_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{0 + 2,333}{2,333} \cdot 100\% = 100\%$$

велика для фазы напряжения и поэтому следует выполнить вторую итерацию расчета. Параметры электрического режима, полученные на первой итерации, показаны на рис. 7.14, а.

Вторая итерация. Исходным приближением является значение напряжения, полученное на первой итерации

$$U_1^{(1)} = 114,94 \text{ кВ}, \quad \delta_1^{(1)} = 2,333^\circ.$$

Уточнение мощности в шунте

$$\underline{S}_{ш1} = 114,94^2 (-j204 \cdot 10^{-6}) = -j2,695 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

не привело к заметному изменению эквивалентной нагрузки узла I

$$\underline{S}_1^p = 25,0 + j12,5 - j2,695 \approx 25,0 + j9,80 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Сила тока нагрузки узла

$$\dot{I}_1^{(2)} = \frac{25,0 - j9,80}{\sqrt{3} \cdot 114,94 \angle -2,333^\circ} = 0,128 - j0,044 \text{ кА}.$$

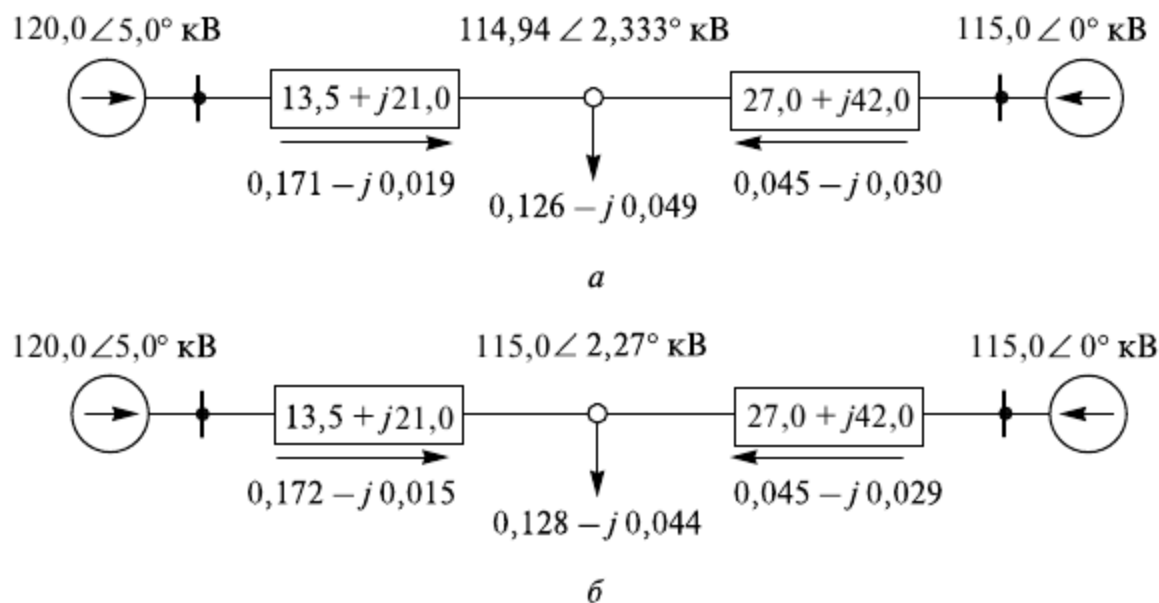


Рис. 7.14. Результаты расчета токов и напряжения: а, б — первая и вторая итерации соответственно

Силы токов головных участков сети в предположении, что $\dot{U}_A = \dot{U}_B$:

$$\dot{I}_A^{(2)} = (0,128 - j0,044) \frac{100}{150} = 0,085 - j0,029 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_B^{(2)} = (0,128 - j0,044) \frac{50}{150} = 0,042 - j0,015 \text{ кА}.$$

Уравнительная сила тока, вычисленная в первой итерации, точная и не изменится при переходе к следующей:

$$\dot{I}_{yp} = 0,087 + j0,014 \text{ кА}.$$

Силы токов в ветвях сети

$$\dot{I}_{A1}^{(2)} = 0,085 - j0,029 + 0,087 + j0,014 = 0,172 - j0,015 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{B1}^{(2)} = 0,042 - j0,015 - 0,087 - j0,014 = -0,045 - j0,029 \text{ кА}.$$

Напряжение узла I

$$\dot{U}_1^{(2)} = \dot{U}_A - \Delta \dot{U}_{A1}^{(2)};$$

$$\Delta \dot{U}_{A1}^{(2)} = \sqrt{3}(0,172 - j0,015)(13,5 + j21) = 4,58 + j5,9 \text{ кВ};$$

$$U_A = 120,0(\cos 5,0^\circ + j \sin 5,0^\circ) = 119,54 + j10,46 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_1^{(2)} = 119,54 + j10,46 - 4,58 - j5,9 = 114,96 + j4,56 = 115,05 \angle 2,27^\circ \text{ кВ}.$$

Проверка правильности расчета по известному напряжению источника Б:

$$\dot{U}_B^{(2)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{B1}^{(2)};$$

$$\Delta \dot{U}_{B1}^{(2)} = \sqrt{3}(-0,045 - j0,028)(27,0 + j42,0) = 0,01 - j4,57 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_B^{(2)} &= 114,96 + j4,56 + 0,01 - j4,57 = \\ &= 114,97 - j0,01 = 114,97 \angle -0,004^\circ \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Погрешность расчета параметров режима после второй итерации:

$$(\dot{U}_1^{(1)} - \dot{U}_1^{(2)}) \cdot 100\% / \dot{U}_1^{(2)} = (114,94 - 114,97) \cdot 100\% / 114,97 \approx 0,026\%;$$

$$(\delta_1^{(1)} - \delta_1^{(2)}) \cdot 100\% / \delta_1^{(2)} = (2,333 - 2,27) \cdot 100\% / 2,273 = 2,8\%.$$

Результаты расчета токов и напряжения после второй итерации приведены на рис. 7.14, б.

После определения напряжения и сил токов с достаточной точностью можно определить другие параметры установившегося режима: потоки и потери мощностей указаны, МВ·А, силы токов, кА, напряжения, кВ, сопротивления, Ом, проводимости, См:

$$\underline{S}_{A1} = \sqrt{3} \dot{U}_A^* \dot{I}_{A1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 120,0 \angle 5,0^\circ \cdot (0,172 + j0,015) = 35,35 + j6,22 \text{ МВ·А};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{1A} &= \sqrt{3} \dot{U}_1^{(2)} I_{A1}^{(2)*} = \sqrt{3} \cdot 115,05 \angle 2,27^\circ \cdot (0,172 + j0,015) = 34,14 + j4,34 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \Delta \underline{S}_{A1} &= 3 \left(I_{A1}^{(2)} \right)^2 \underline{Z}_{A1} = 3 (0,172^2 + 0,015^2) (13,5 + j21,0) = 1,207 + j1,878 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_{1B} &= \sqrt{3} \dot{U}_1^{(2)} I_{B1}^{(2)*} = \sqrt{3} \cdot 115,05 \angle 2,27^\circ \cdot (0,045 - j0,029) = 9,18 - j5,42 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_{B1} &= \sqrt{3} \dot{U}_B^{(2)} I_{B1}^{(1)*} = \sqrt{3} \cdot 115,0 \angle 2,27^\circ \cdot (0,045 - j0,029) = 8,96 - j5,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \Delta \underline{S}_{B1} &= 3 \left(I_{B1}^{(2)} \right)^2 \underline{Z}_{B1} = 3 (0,045^2 + 0,029^2) (27,0 + j42,0) = 0,232 + j0,361 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_{ш} &= \left(U_1^{(2)} \right)^2 Y_{ш1}^* = 115,05^2 \cdot (-j204 \cdot 10^{-6}) = -j2,70 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Таблица 7.1

Расчет установившегося режима на ЭВМ

Номер узла	Граничные узлы		Поток P	Поток Q	Потери P	Потери Q	Ток	Q_c
	начало	конец	кВт	квар	кВт	квар	кА	квар
	U	Фаза	$P_{\text{ген}}$	$Q_{\text{ген.}}$	$P_{\text{наг.}}$	$Q_{\text{наг.}}$	$P_{\text{хх}}$	$Q_{\text{хх}}$
	кВ	град	кВт	квар	кВт	квар	кВт	квар
Район N = 0								
Узел 1	1	3	-9049.1	5390.3	226.24	351.93	.053	.0
	1	2	34049.2	4409.7	1201.94	1869.69	.172	.0
	115.07	2.28	.0	.0	25000.0	9800.0	.00	.00
Узел 2	2	1	-35251.1	-6279.3	1201.94	1869.69	.172	.0
	120.0	5.0	35251.2	6279.3	.0	.0	.00	.00
Узел 3	3	1	8822.9	-5742.3	226.24	351.93	.086	.0
	115.0	.00	-8822.9	5742.3	.0	.0	.00	.00
Число узлов — 3 Число ветвей — 2 Число тр-ов — 0 Число итераций — 4								
Температура окружающей среды — 20.0, точность расчета — .001								
Потери мощности в сети активной — 1428.2 кВт реактивной — 2221.6 квар								
Потери в линиях — 1428.2 кВт 2221.6 квар								
Потери в т р ансформаторах — .0 кВт .0 квар								
Генерация реактивной мощности в линиях — .0 квар								
Суммарная генерация — 26428.2 кВт, потребление 25000.0 кВт								
Потери мощности на напряжении 110 кВ								
Пропуск мощности через сеть 26429.6 кВт 12023.8 квар								
Потери в линиях — 1428.2 кВт 2221.6 квар								
Потери в трансформаторах нагрузочные — .0 кВт .0 квар								
Потери холостого хода в трансформаторах — .0 кВт .0 квар								
Генерация реактивной мощности в линиях — .0 квар								

Следует отметить, что при проверке баланса мощностей в узлах и по ветвям наблюдаются небольшие небалансы мощностей, которые объясняются неточностью расчета. Для уменьшения небаланса следует выполнить еще несколько итераций.

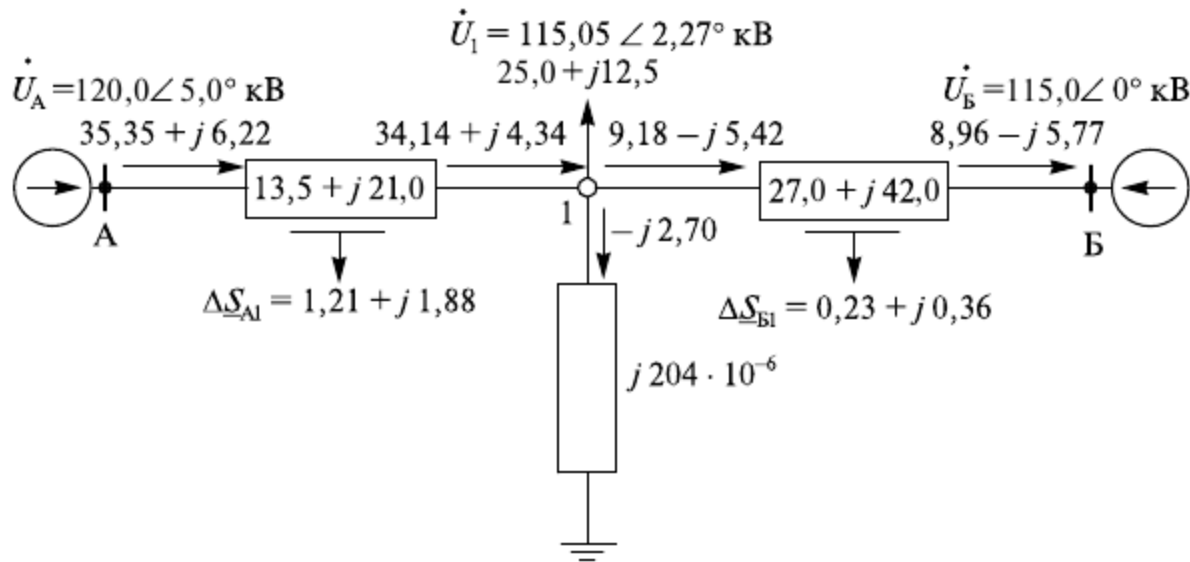


Рис. 7.15. Потокораспределение в сети после второй итерации расчета

В таблице 7.1 даны результаты расчета режима на ЭВМ. Сопоставление их с параметрами режима, полученными после второй итерации (см.рис. 7.14, б, рис. 7.15)¹, дает представление о точности ручного расчета.

Задача 7.3. Определите токи и напряжения в ЭС переменного тока (рис. 7.16) с помощью уравнения контурных мощностей. Станция 1 работает с заданной генерацией. Станция Б (узел 3) является балансирующей по мощности и базисной по напряжению. Нагрузки в узлах приняты расчетными, т.е. включают в себя мощности поперечных проводимостей ВЛ напряжением 220 кВ, мощности, МВ·А, напряжения, кВ, сопротивления, Ом.

Решение. В соответствии с выбранными направлениями мощностей и обхода контура запишем контурное уравнение (7.45):

$$-\underline{S}_{12}^* \underline{Z}_{12} + \underline{S}_{13}^* \underline{Z}_{13} - \underline{S}_{23}^* \underline{Z}_{23} = 0. \quad (7.53)$$

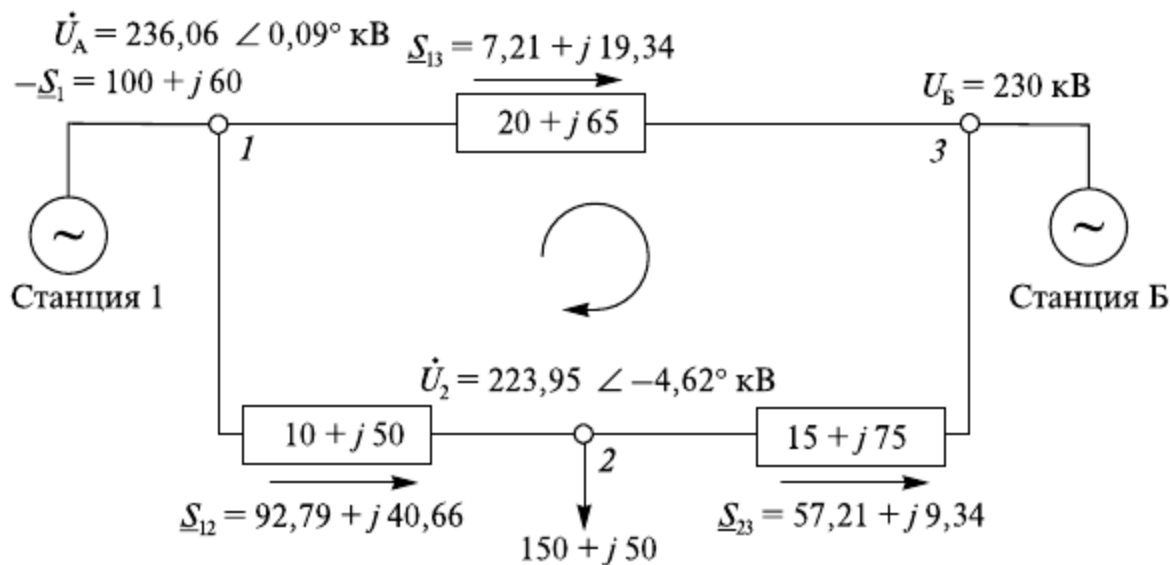


Рис. 7.16. Потокораспределение без учета потерь

Выбрав из переменных $\underline{\bar{S}}_i = [\underline{S}_{12} \ \underline{S}_{13} \ \underline{S}_{23}]$ в качестве независимой (контурной) мощности \underline{S}_{13} , другие переменные выразим через \underline{S}_{13} и заданные узловые мощности:

¹ Направление стрелок соответствует направлению потоков активных мощностей или токов. Активно-индуктивной мощности соответствует запись $P + jQ$; запись силы тока $I_a - jI_p$.

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{13} ; \underline{S}_{23} = -\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_{13} . \quad (7.54)$$

После подстановки формулы (7.54) в выражение (7.53) имеем

$$\underline{S}_{13}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23}) = \underline{S}_1(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}) - \underline{S}_2 \underline{Z}_{23} .$$

Если используем уравнения с действительными коэффициентами, выполнив замену вида $\underline{S} = P + jQ$ и $\underline{Z} = R - jX$, то получим систему из двух уравнений:

$$R_k P_{13} + X_k Q_{13} = (R_{12} + R_{23})P_1 + (X_{12} + X_{23})Q_1 - R_{23}P_2 - X_{23}Q_2 ;$$

$$-X_k P_{13} + R_k Q_{13} = -(X_{12} + X_{23})P_1 + (R_{12} + R_{23})Q_1 - X_{23}P_2 - R_{23}Q_2 ,$$

где R_k и X_k — суммарные активные и реактивные сопротивления контуров, Ом.

В результате подстановки известных значений мощностей и сопротивлений придем к следующей системе линейных уравнений:

$$45P_{13} + 190Q_{13} = 4000 ;$$

$$-190P_{13} + 45Q_{13} = -500 .$$

Решив систему, например методом определителей Крамера, получим значения контурных мощностей $P_{13} = 7,21$; $Q_{13} = 19,34$ и с учетом соотношений (7.54) — значения мощностей в других ветвях:

$$P_{12} = 92,79 ; Q_{12} = 40,66 ; P_{23} = 57,21 ; Q_{23} = 9,34 .$$

По найденному приближенному распределению потоков вычислим первое приближение напряжений. Используем формулы вида

$$\dot{U}_i = U_\delta \pm \frac{\underline{S}_{\delta j}^*}{U_\delta} \underline{Z}_{\delta j} = U_\delta \pm \left(\frac{P_{\delta j} R_{\delta j} + Q_{\delta j} X_{\delta j}}{U_\delta} + j \frac{P_{\delta j} R_{\delta j} - Q_{\delta j} X_{\delta j}}{U_\delta} \right) .$$

Тогда для узлов 1 и 2 имеем (см. рис. 7.16):

$$\dot{U}_1^{(1)} = 230 + \frac{7,21 \cdot 20 + 19,34 \cdot 65}{230} + j \frac{7,21 \cdot 65 - 19,34 \cdot 20}{230} = 236,09 e^{j0,09^\circ} \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = 230 - \frac{57,21 \cdot 15 + 9,34 \cdot 75}{230} - j \frac{57,21 \cdot 75 - 9,34 \cdot 15}{230} = 223,95 e^{-j4,62^\circ} \text{ кВ}.$$

На втором приближении (итерации) уточняем по $\dot{U}_1^{(1)}$ и $\dot{U}_2^{(1)}$ потокораспределение с учетом потерь мощности. Расчет ведем вправо от узла раздела мощности 2 (рис. 7.17):

$$\Delta \underline{S}_{23} = \left(\frac{\underline{S}_{23}}{\dot{U}_2^{(1)}} \right)^2 \underline{Z}_{23} = \frac{57,21^2 + 9,34^2}{223,95^2} \cdot (15 + j75) = 1,00 + j5,02 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}_{23} + \Delta \underline{S}_{23} = 57,21 + j9,34 + 1,00 + j5,02 = 58,21 + j14,36 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Уточним напряжение в узле 2 справа:

$$\dot{U}_2^{(1)} = 230 - \frac{58,2115 + 14,3675}{230} - j \frac{58,2175 - 14,3615}{230} = 226,26 \angle -4,66^\circ \text{ кВ.}$$

Можно использовать $U_2^{(2)}$ текущей итерации для уточнения потокораспределения (рис. 7.17). Расчет ведем влево от узла раздела мощности 2:

$$\Delta \underline{S}_{12} = \left(\frac{S_{21}}{U_2^{(2)}} \right)^2 \underline{Z}_{12} = \frac{92,79^2 + 40,66^2}{222,26^2} \cdot (10 + j50) = 2,08 + j10,04 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{21} + \Delta \underline{S}_{12} = 92,79 + j40,66 + 2,08 + j10,04 = 94,87 + j50,7 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{12} = 100 + j60 - 94,87 - j50,7 = 5,13 + j9,3 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{13} = \left(\frac{S_{13}}{U_1^{(1)}} \right)^2 \underline{Z}_{13} = \frac{5,13^2 + 9,3^2}{236,09^2} \cdot (20 + j65) = 0,04 + j0,13 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{31} = \underline{S}_{13} - \Delta \underline{S}_{13} = 5,13 + j9,3 - 0,04 - j0,13 = 5,09 + j9,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

С учетом напряжения в узле 1

$$\dot{U}_1^{(2)} = 230 + \frac{5,09 \cdot 20 + 9,17 \cdot 65}{230} + j \frac{5,09 \cdot 65 - 9,17 \cdot 20}{230} = 233,03 e^{j0,15^\circ} \text{ кВ.}$$

Можно определить в узле 2 слева

$$\dot{U}_2^{(2)} = 233,03 - \frac{94,87 \cdot 10 + 50,7 \cdot 50}{233,03} + j \frac{94,87 \cdot 50 - 50,7 \cdot 10}{233,03} =$$

$$= 218,08 - j18,8 = 218,84 e^{-j4,77^\circ} \text{ кВ,}$$

$$\delta_2^{(2)} = \delta_1^{(2)} + \delta_{12}^{(2)} = 0,15^\circ - 4,77^\circ = -4,52^\circ.$$

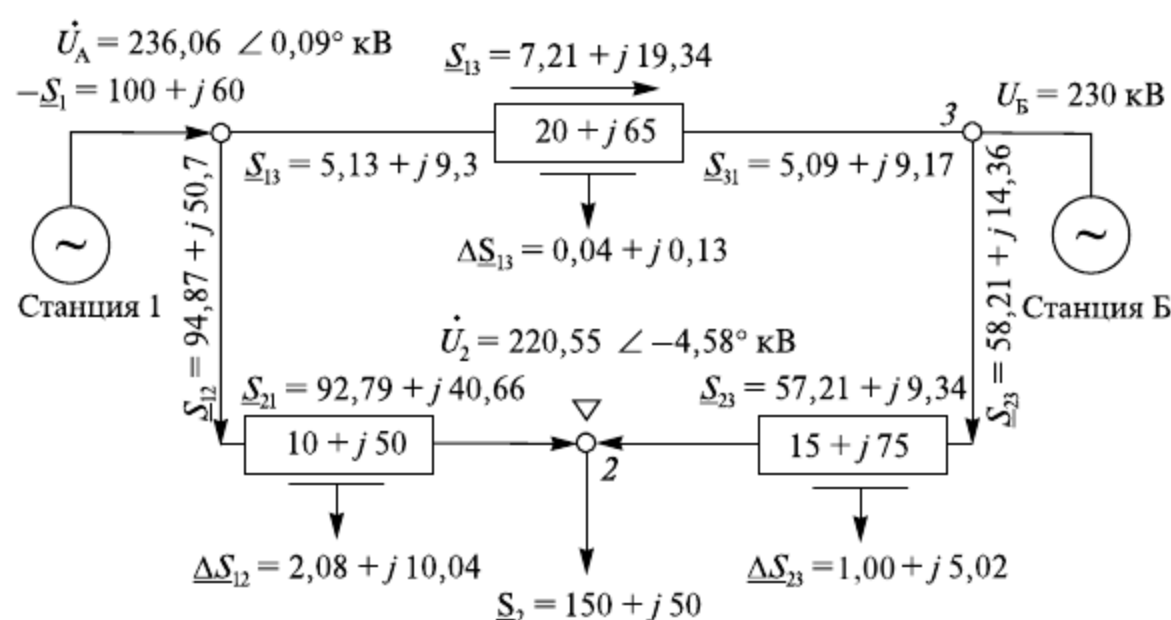


Рис. 7.17. Потокораспределение с учетом потерь

В итоге получим

$$\dot{U}_2^{(2)} = 218,84 e^{-j4,52^\circ} \text{ кВ.}$$

Отличие напряжений $\dot{U}_{2'}$ и $\dot{U}_{2''}$ в узле 2, вычисленных справа и слева (2' и 2''):

$$\dot{U}_{2'}^{(2)} = 222,26e^{-j4,66^\circ} \text{ кВ} \text{ и } \dot{U}_{2''}^{(2)} = 218,84e^{-j4,52^\circ} \text{ кВ},$$

связано с ошибкой, обусловленной допущениями метода, на основе которого получены уравнения контурных мощностей, а именно потоки мощностей ветвей находятся без учета потерь мощности и фактических напряжений.

Различие напряжений $\underline{U}_{2'}$ и $\underline{U}_{2''}$ вызывает уравнительный поток от узла 2' к узлу 2''. Определение его и соответствующее уточнение потокораспределения выполнено в задаче 7.4. В данном случае ограничимся определением напряжения в узле 2 в виде его среднего значения:

$$\dot{U}_2^{(2)} = \frac{1}{2} \left(222,26e^{-j4,66^\circ} + 218,84e^{-j4,52^\circ} \right) = 220,55e^{-j4,58^\circ} \text{ кВ}.$$

Задача 7.4. Для сети, рассмотренной в предыдущей задаче (см. рис. 7.16), выполните расчет параметров установившегося режима методом моментов мощностей. Нагрузки в узлах принять расчетными.

Абсолютная погрешность мощности $\Delta_S = 0,1$ МВт, напряжения $\Delta_U = 0,1$ кВ, сопротивлений $\Delta_Z = 0,1$ Ом.

Решение. Преобразуем кольцевую сеть, разомкнув ее по балансирующему источнику, в сеть с двусторонним питанием (рис. 7.18).

Рассмотрим случай $\dot{U}_A = \dot{U}_B = 230,0$ кВ.

Потоки на головных участках определяем по правилу моментов для мощностей, т.е. без учета потерь мощности в ветвях

$$\begin{aligned} \underline{S}_A &= \sum \underline{S}_i^* Z_{iB}^* / Z_{AB}^* = \frac{(-100 - j60)(25 - j125) + (150 + j50)(15 - j75)}{45 - j190} = \\ &= -7,21 - j19,34 \text{ МВ·А}; \\ \underline{S}_B &= \sum \underline{S}_i^* Z_{iA}^* / Z_{AB}^* = \frac{(-100 - j60)(20 - j60) + (150 + j50)(30 - j115)}{45 - j190} = \\ &= 57,21 + j9,34 \text{ МВ·А}. \end{aligned}$$

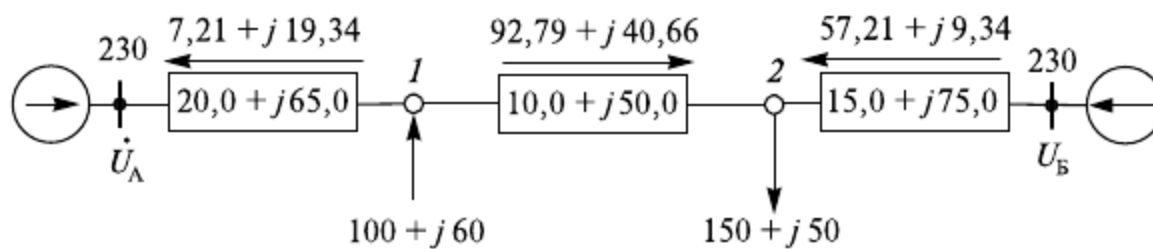


Рис. 7.18. Определение потоков без учета потерь мощности

Проверка результатов расчета. Суммарная генерация в сеть

$$\underline{S}_A + \underline{S}_B = -7,21 - j19,34 + 57,21 + j9,31 = 50 - j10 \text{ МВ·А}$$

равна суммарной мощности в узлах

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 = -100 - j60 + 150 + j50 = 50 - j10 \text{ МВ·А}.$$

На рисунке 7.18 показаны действительные направления мощностей:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 - \underline{S}_B = 150 + j50 - 57,21 - j9,34 = 92,79 + j40,66 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Находим точку потокораздела в сети. В рассматриваемой схеме (см. рис. 7.18) точкой потокораздела является точка 2. В соответствии с правилами расчета сети в мощностях (подраздел 7.3) разделим сеть с двусторонним питанием на две разомкнутые схемы и произведем их расчет независимо влево и вправо от точки потокораздела (рис. 7.19).

Расчет от точки 2' влево к источнику А:

$$\underline{S}_{12'}^K = \underline{S}_{2'} = \underline{S}_{12} = 92,79 + j40,66 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12};$$

$$\Delta \underline{S} = \left(\frac{\underline{S}_{12}^K}{U_{2'}^{(0)}} \right)^2 \underline{Z}_{12} = \frac{92,79^2 + 40,66^2}{230^2} = 1,94 + j9,70 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{12}^H = 92,79 + j40,66 + 1,94 + j9,70 = 94,73 + j50,36 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_1 - \underline{S}_{12}^H = 100 + j60 - 94,73 - j50,36 = 5,27 + j9,64 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{A1}^H - \Delta \underline{S}_{A1};$$

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \left(\frac{\underline{S}_{A1}^H}{U_1^{(0)}} \right)^2 \underline{Z}_{A1} = \frac{5,27^2 + 9,64^2}{230^2} (20 + j65) = 0,05 + j0,15 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1}^K = 5,27 + j9,64 - 0,05 - j0,15 = 5,22 + j9,49 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_A + \Delta \dot{U}_{A1}^{(1)}; \Delta \dot{U}_{A1}^{(1)} = \Delta U'_{A1} + j\delta U''_{A1};$$

$$\Delta U'_{A1} = (P_{A1}^K R_{A1} + Q_{A1}^K X_{A1}) / U_A = (5,22 \cdot 20 + 9,49 \cdot 65) / 230 = 3,14 \text{ кВ};$$

$$\delta U''_{A1} = (P_{A1}^K X_{A1} - Q_{A1}^K R_{A1}) / U_A = (5,22 \cdot 65 - 9,49 \cdot 20) / 230 = 0,65 \text{ кВ},$$

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(230 + 3,14)^2 + 0,65^2} = 233,14 \text{ кВ};$$

$$\delta_1^{(1)} = \arctg \frac{0,65}{230 + 3,14} = 0,16^\circ;$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{12}^{(1)}; \Delta \dot{U}_{12}^{(1)} = \Delta U'_{12} + j\delta U''_{12};$$

$$\Delta U'_{12} = (P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}) / U_1^{(1)} = (94,73 \cdot 10 + 50,36 \cdot 50) / 233,14 = 14,86 \text{ кВ};$$

$$\delta U''_{12} = (P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}) / U_1^{(1)} = (94,73 \cdot 50 - 50,36 \cdot 10) / 233,14 = 18,16 \text{ кВ},$$

$$U_{2'}^{(1)} = \sqrt{(233,14 - 14,86)^2 + 18,16^2} = 219,03 \text{ кВ};$$

$$\delta_{12}^{(1)} = \arctg \frac{-18,16}{233,14 - 14,86} = -4,76^\circ.$$

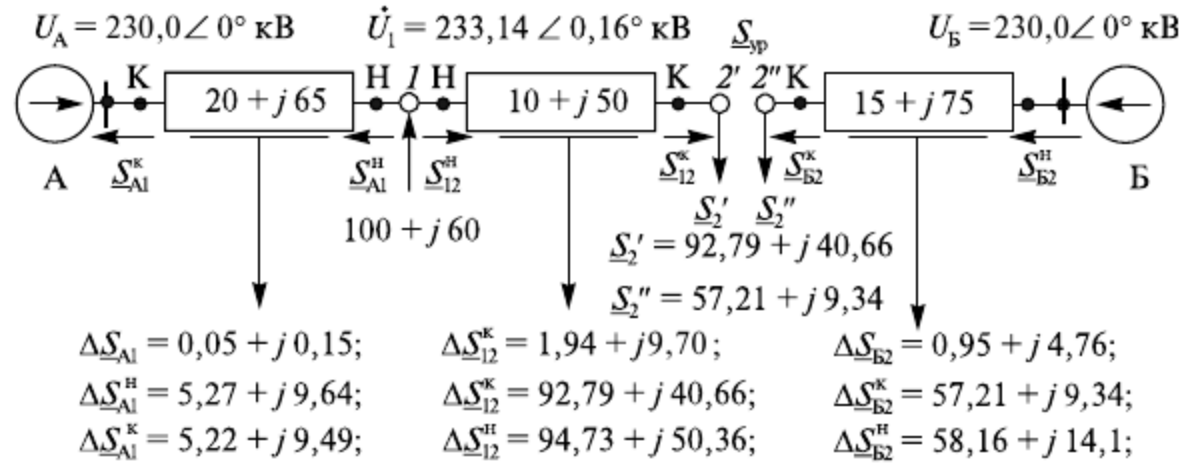


Рис. 7.19. Результаты первой итерации расчета без уравнивающего потока

Суммарный (абсолютный) угол напряжения $U_{2''}$

$$\delta_2^{(1)} = \delta_1^{(1)} + \delta_{12}^{(1)}.$$

Тогда

$$\dot{U}_{2'}^{(1)} = 219,03 \angle (0,16 - 4,76)^\circ = 219,03 \angle -4,60^\circ \text{ кВ}.$$

Расчет от точки $2''$ вправо к источнику Б:

$$\underline{S}_{B2}^K = \underline{S}_{2''} = \underline{S}_B = 57,21 + j 9,34 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{B2}^H = \underline{S}_{B2}^K + \Delta \underline{S}_{B2};$$

$$\Delta \underline{S}_{B2} = \left(\frac{\underline{S}_{B2}^K}{U_2^{(0)}} \right)^2 \underline{Z}_{B2} = \frac{57,21^2 + 9,34^2}{230^2} (15 + j 75) = 0,95 + j 4,76 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{B2}^H = 57,219 + j 9,34 + 0,95 + j 4,76 = 58,16 + j 14,10 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{U}_{2''}^{(1)} = U_B^{(1)} - \Delta \dot{U}_{B2}^{(1)}; \quad \Delta \dot{U}_{B2}^{(1)} = \Delta U_{B2}' + j \delta U_{B2}'';$$

$$\Delta U_{B2}' = (P_{B2}^H R_{B2} + Q_{B2}^H X_{B2}) / U_B = (58,16 \cdot 15 + 14,10 \cdot 75) / 230 = 8,39 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{B2}'' = (P_{B2}^H X_{B2} - Q_{B2}^H R_{B2}) / U_B = (58,16 \cdot 75 - 14,10 \cdot 15) / 230 = 18,05 \text{ кВ};$$

$$U_{2''}^{(1)} = \sqrt{(230 - 8,39)^2 + 18,05^2} = 222,34 \text{ кВ};$$

$$\delta_{2''}^{(1)} = \arctg \frac{-18,05}{230 - 8,39} = -4,66^\circ;$$

$$\dot{U}_{2''}^{(1)} = 222,34 \angle -4,66^\circ \text{ кВ}.$$

Отличие напряжения в узле 2 при расчете слева и справа обусловлено допущениями метода, а именно, при расчете потоков по правилу моментов не учитываются потери мощности в ветвях сети. Результаты расчета показаны на рис. 7.19.

Расчет уравнивающего потока за счет отличия напряжения в узле 2 слева и справа при направлении этого потока от узла $2''$ к узлу $2'$:

$$\underline{S}_{yp} = \Delta U_2 \dot{U}_{2cp}^* / Z_{AB}^*;$$

$$\Delta \dot{U}_2 = \dot{U}_{2''}^{(1)} - \dot{U}_{2'}^{(1)} = 222,34 \angle -4,66^\circ - 219,03 \angle -4,6^\circ = 3,29 - j0,49 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{2\text{cp}} &= \frac{1}{2}(\dot{U}_{2'}^{(1)} + \dot{U}_{2''}^{(1)}) = \\ &= \frac{1}{2}(219,03 \angle -4,60^\circ + 222,34 \angle -4,66^\circ) = 220,68 \angle -4,68^\circ \text{ кВ}; \\ \underline{S}_{\text{yp}} &= \frac{3,29 + j0,49}{45 - j190} \cdot 220,68 \angle -4,63^\circ = 0,62 + j3,71 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \end{aligned}$$

Пересчет потоков в точке потокоораздела:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{2'} &= \underline{S}_{12}^{\text{к}} = 92,79 + j40,66 - 0,62 - j3,71 = 92,17 + j36,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_{2''} &= \underline{S}_{\text{Б}2}^{\text{к}} = 57,21 + j9,34 + 0,62 + j3,71 = 57,83 + j13,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Пересчет режима двух разомкнутых частей схемы при неизменных расчетных мощностях узлов.

Пересчет от точки 2' влево к источнику А (см. рис. 7.19):

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^{\text{к}} &= 92,17 + j36,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \Delta \underline{S}_{12} &= \frac{92,17^2 + 36,95^2}{220,68^2} (10 + j50) = 2,02 + j10,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_{12}^{\text{н}} &= 92,17 + j36,95 + 2,02 + j10,12 = 94,19 + j47,07 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_{\text{А}1}^{\text{н}} &= 100 + j60 - 94,19 - j47,07 = 5,81 + j12,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \Delta \underline{S}_{\text{А}1} &= \frac{5,81^2 + 12,93^2}{233,14^2} (20 + j65) = 0,07 + j0,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_{\text{А}1}^{\text{к}} &= 5,81 + j12,93 - j0,07 - j0,24 = 5,74 + j12,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_{\text{А}}^{(1)} - \Delta \dot{U}_{\text{А}1}^{(1)}; \Delta \dot{U}_{\text{А}1}^{(1)} = \Delta U'_{\text{А}1} + j\delta U''_{\text{А}1};$$

$$\Delta U'_{\text{А}1} = \frac{5,74 \cdot 20 + 12,69 \cdot 65}{230} = 4,09 \text{ кВ};$$

$$\delta U''_{\text{А}1} = \frac{5,74 \cdot 65 - 12,69 \cdot 20}{230} = 0,52 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_1^{(1)} = 230 + 4,09 + j0,52 = 234,09 \angle 0,13^\circ \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{12}^{(1)}; \Delta \dot{U}_{12}^{(1)} = \Delta U'_{12} + j\delta U''_{12};$$

$$\Delta U'_{12} = \frac{94,19 \cdot 10 + 47,07 \cdot 50}{234,09} = 14,08 \text{ кВ};$$

$$\delta U''_{12} = \frac{94,19 \cdot 50 - 47,07 \cdot 10}{234,09} = 18,11 \text{ кВ};$$

$$U_{2'}^{(1)} = \sqrt{(234 - 14,08)^2 + 18,11^2} = 220,75 \text{ кВ};$$

$$\delta_{12'}^{(1)} = \arctg \frac{-18,11}{234,09 - 14,08} = -4,71^\circ;$$

$$\delta_{2'}^{(1)} = \delta_1^{(1)} + \delta_{12'}^{(1)} = 0,13 - 4,71 = -4,58^\circ;$$

$$\dot{U}_{2'}^{(1)} = 220,75 \angle -4,58^\circ \text{ кВ}.$$

Таблица 7.2

Расчет установившегося режима на ЭВМ

Номер узла	Граничные узлы		Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Квар	Ток кА	Q_c Мвар
	начало U кВ	конец Фаза град	P ген МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Квар	P нб МВт	Q нб. Мвар
Район N = 0								
Узел 1	1	2	-94.62	-46.84	2.03	351.93	.053	.00
	1	3	-5.38	-13.16	.07	1869.69	.172	.00
	234.1	.09	100.00	-13.16	.00	.00	.00	.00
Узел 2	2	3	57.42	13.33	1.07	5.34	.154	.00
	2	1	92.58	36.67	2.03	10.17	.260	.00
	220.8	-4.64	.00	.00	150.00	50.00	.00	.00
Узел 3	3	2	-58.48	-18.67	1.07	5.34	.154	.00
	3	1	5.31	12.92	.07	.24	.035	.00
	230.0	.00	53.18	5.75	.00	.00	.00	.00
Номер бал.уз. — 3 Точность расчета — .01 Температура — 20.00 Число узлов — 3 Число ветвей — 2 Число тр-ов — 0 Число итераций — 4 Потери мощности в сети: активной — 3.18 МВт реактивной — 15.75 Мвар Потери в линиях — 3.18 МВт 15.75 Мвар Потери в т р ансформаторах — .00 МВт .00 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях — .00 Мвар Суммарная генерация — 153.18 МВт, потребление — 150.00 МВт Потери мощности на напряжении 220 кВ Потери в линиях — 3.18 МВт 15.75 Мвар Потери в трансформаторах нагрузочные — .00 МВт .00 Мвар Потери холостого хода в трансформаторах — .00 МВт .00 Мвар Потери мощности в шунтах — .00 МВт .00 Мвар Среднее напряжение в узлах — 228.311 кВ								

$$\underline{S}_{Б2}^K = 57,83 + j13,05 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{Б2} = \frac{57,83^2 + 13,05^2}{220,68^2} (15 + j75) = 1,08 + j5,41 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Пересчет от точки 2'' вправо к источнику Б (см. рис. 7.19):

$$\underline{S}_{Б2}^H = 57,83 + j13,05 + 1,08 + j5,41 = 58,91 + j18,46 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{U}_{2''}^{(1)} = U_B - \Delta \dot{U}_{Б2}^{(1)}; \quad \Delta \dot{U}_{Б2}^{(1)} = \Delta U'_{Б2} + j\delta U''_{Б2};$$

$$\Delta U'_{Б2} = \frac{58,91 \cdot 15 + 18,46 \cdot 75}{230} = 9,86 \text{ кВ};$$

$$\delta U''_{Б2} = \frac{58,91 \cdot 75 - 18,46 \cdot 15}{230} = 18,01 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{2''}^{(1)} = 230 - 9,86 - j18,01 = 220,88 \angle -4,68^\circ \text{ кВ}.$$

Сопоставление найденных напряжений в узле 2 слева и справа (2'' и 2') показывает, что точность расчета достаточно высока:

$$\dot{U}_{2'}^{(1)} = 220,75 \text{ кВ} \angle -4,58^\circ; \quad \dot{U}_{2''}^{(1)} = 220,88 \angle -4,68^\circ \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{2cp}^{(1)} = 220,82 \angle -4,63^\circ \text{ кВ}.$$

Вторая итерация расчета отличается от первой только более точным учетом потерь мощности с использованием напряжений, полученных в первой итерации расчета. Сопоставление найденных параметров установившегося режима с результатами (табл. 7.2), полученными на ЭВМ по программе REGIM [60], свидетельствует о приемлемой точности результатов ручного расчета.

Результаты первой итерации показаны на рис. 7.20.

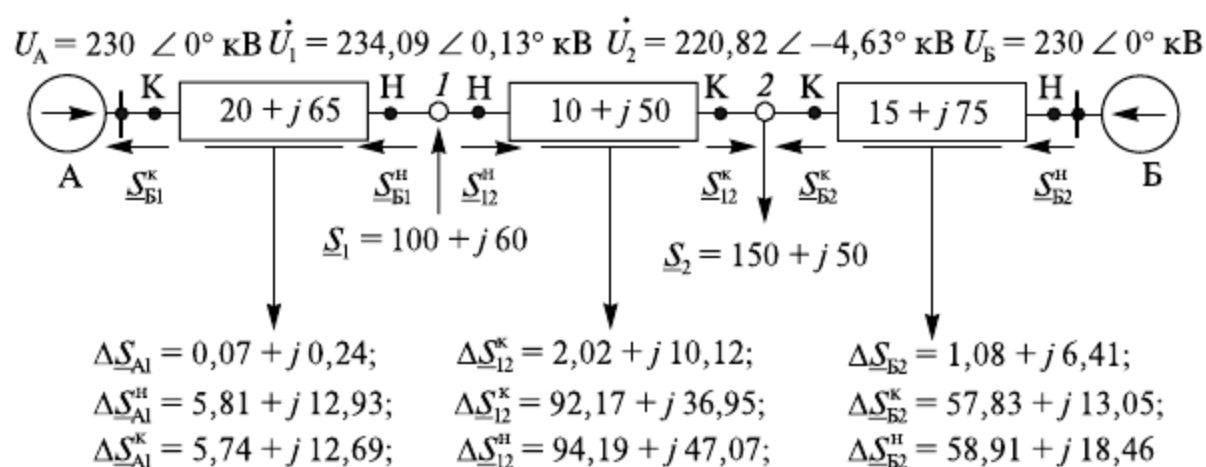


Рис. 7.20. Результаты первой итерации расчета

ГЛАВА 8

ОСНОВЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ЭВМ

8.1. Математическая постановка задачи и общая характеристика методов решения

8.1.1. Общие положения

Ранее рассматривались традиционные (ручные) инженерные методы расчета параметров установившихся (стационарных) режимов простейших электрических сетей (ЭС).

Расчет и анализ электрических режимов реальных ЭС и систем передачи и распределения электроэнергии, содержащих десятки, сотни линий электропередачи и узлов нагрузки, необходимо выполнять с помощью программно-вычислительных комплексов на ЭВМ.

Большая размерность и сложность исследуемой задачи, необходимость ее многократного решения, зачастую с требованием высокой скорости и надежности получения решения, обуславливают использование программно-вычислительного аппарата как эффективное (в ряде случаев единственное) средство решения множества задач эксплуатации, проектирования и исследования электроэнергетических систем, сетей и систем передачи и распределения электрической энергии.

Далее рассматриваются теоретические основы и примеры практической постановки и решения задачи расчета установившихся режимов ЭС (и в более общем случае — ЭЭС) с применением математических моделей и численных методов, реализуемых на ЭВМ.

Расчет установившихся режимов ЭС содержит два этапа: формирование уравнений и их решение. Математическое описание (математические модели) в виде уравнений установившихся режимов, методы их решения и особенности их реализации в практических алгоритмах описаны в многочисленной литературе, в частности [8, 11, 13, 15, 17, 26, 30, 35, 37, 60, 62, 69].

Расчет установившихся режимов (состояний) ЭС в классическом виде заключается в определении напряжений в узлах сети, используя которые находят потоко-распределение и потери мощности. Математически эта задача формулируется как решение системы нелинейных алгебраических или тригонометрических уравнений, описывающих режим. В основе такого описания состояния ЭС лежат законы Кирхгофа и Ома, устанавливающие связи между токами, напряжениями и параметрами сети. Непосредственное применение уравнений Кирхгофа неэффективно и в алгоритмах для ЭВМ не используется. Для построения соответствующих алгоритмов электрического расчета наиболее эффективными и удобными для реализации на ЭВМ являются уравнения узловых напряжений (потенциалов), связывающие напряжения в узлах ЭС и мощности (токи), подводимые к этим узлам, через параметры схемы [37, 60, 73].

Уравнения узловых напряжений (УУН) следуют из первого закона Кирхгофа в результате представления по закону Ома сил токов во всех ветвях через узловые напряжения и проводимости ветвей. Вывод и свойства этих уравнений даны, например, в работах [17, 37].

8.1.2. Математическая постановка задачи

Нелинейные уравнения узловых напряжений. При расчетах электрических режимов ЭЭС на ЭВМ целесообразно использовать наиболее точные модели электрических нагрузок. Узловые нагрузки генераторов и потребителей задаются их нелинейной зависимостью от узловых напряжений (5.2) в виде узлового тока (нелинейного источника тока):

$$\dot{I}_i = \dot{S}_i^* / \left(3U_{\Phi_i}^* \right) = \dot{S}_i^* / \left(\sqrt{3}U_i^* \right).$$

Отмеченная нелинейность проявляется при представлении в узлах нагрузки потребителей или генераторов неизменной мощностью (4.36):

$$\underline{S}_i = \sqrt{3}\dot{U}_i^* \dot{I}_i = P_i + jQ_i = \text{const},$$

либо при задании нагрузок потребителей их статическими характеристиками (4.25):

$$\underline{S}_i(U_i) = P_i(U_i) + jQ_i(U_i).$$

Если во всех n узлах (кроме балансирующего, имеющего номер $n + 1$) заданы нагрузки указанными моделями, то для ЭС трехфазного переменного тока имеем систему n нелинейных УУН с комплексными коэффициентами. Различают две формы таких уравнений: уравнения баланса токов (5.3):

$$\omega_{I_i} = \underline{Y}_{ii}\dot{U}_i - \sum_{j=1, j \neq i}^n \underline{Y}_{ij}\dot{U}_j - \underline{Y}_{i\delta}U_\delta + \frac{\dot{S}_i^*}{U_i} = 0, \quad i = \overline{1, n}, \quad (8.1)$$

и баланса мощностей (5.4):

$$\omega_{S_i} = \underline{Y}_{ii}\dot{U}_i^2 - U_i^* \sum_{j=1, j \neq i}^n \underline{Y}_{ij}\dot{U}_j - U_i^* \underline{Y}_{i\delta}U_\delta + \dot{S}_i = 0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (8.2)$$

Эти же уравнения в матричной записи имеют вид:
уравнения баланса токов

$$\overline{W}_I = \underline{Y}\overline{\dot{U}} - \underline{Y}_\delta U_\delta + \text{diag } \dot{U}^{-1} \dot{S}^*, \quad (8.3)$$

уравнения баланса мощностей

$$\overline{W}_S = \text{diag } \dot{U}^* (\underline{Y}\overline{\dot{U}} - \underline{Y}_\delta U_\delta) - \dot{S}^*. \quad (8.4)$$

Заметим, что в выражениях (8.1)—(8.4) значения сил токов в $\sqrt{3}$ раз превышают реальные фазные силы токов. Такая запись несколько упрощает систему УУН и поэтому является общепринятой [37, 73].

В данных уравнениях функции ω_{I_i} , ω_{S_i} комплексных переменных напряжений узлов соответствуют небалансу полного тока или полной мощности в i -м узле; $n + 1$ — количество узлов ЭС, включая балансирующий с заданным напряжением U_0 и неизменной фазой $\delta = 0$; \bar{U}, \bar{S}^* — n -мерные вектор-столбцы узловых междуфазных напряжений \bar{U}_i и комплексно-сопряженных нагрузок \bar{S}_i в узлах; $\text{diag } U$ — диагональная матрица сопряженных комплексов напряжений \bar{U}_i ; \underline{Y} — матрица собственных и взаимных проводимостей с комплексными элементами \underline{Y}_{ij} ; \bar{Y}_δ — вектор-столбец, i -й элемент которого равен $\underline{Y}_{i\delta}$.

Матрица собственных и взаимных проводимостей узлов \underline{Y} , играющая важную роль при формировании уравнений установившихся режимов, обладает следующими свойствами:

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j \in i} \underline{Y}_{ij} + \underline{Y}_{i0}; \quad -\underline{Y}_{ij} = -\underline{Y}_{ji} = 1/\underline{Z}_{ij}; \quad \det \underline{Y} \neq 0, \quad (8.5)$$

где \underline{Y}_{ii} — собственная проводимость узла i , \underline{Y}_{ij} — взаимная проводимость узлов i и j , определяемая продольным сопротивлением ветви \underline{Z}_{ij} ; \underline{Y}_{i0} — результирующая проводимость узла i на землю.

В общем случае принято, что

$$\underline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$$

это активно-индуктивный элемент. Тогда полагаем для собственных проводимостей узлов

$$\underline{Y}_{ii} = g_{ii} - jb_{ii},$$

для взаимных проводимостей

$$-\underline{Y}_{ij} = -g_{ij} + jb_{ij}.$$

С учетом комплексных коэффициентов трансформации \underline{k}_{ij}

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_j \underline{k}_{ij} \underline{Y}_{ij}^* \underline{k}_{ij}; \quad -\underline{Y}_{ij} = \underline{k}_{ij} / \underline{Z}_{ij}; \quad -\underline{Y}_{ji} = \underline{k}_{ij} / \underline{Z}_{ij}$$

матрица \underline{Y} теряет свойства симметричности.

Матрица \underline{Y} для реальных ЭС, содержащих десятки и сотни узлов, является сильно разреженной (слабо заполненной); заполненность матрицы \underline{Y} , как правило, не превышает 2—5%.

Простота расчета элементов матрицы \underline{Y} в соответствии с формулой (8.5), учет свойств симметричности и разреженности матрицы обуславливают алгоритмические удобства формирования УУН и эффективность процедуры их решения, что

в итоге и определяет широкое применение УУН при расчетах установившихся режимов реальных ЭС на ЭВМ.

Для построения алгоритмов расчета параметров установившегося режима на ЭВМ необходимо оперировать УУН с вещественными величинами. Предварительное преобразование системы уравнений необходимо из-за отсутствия производной комплексно-сопряженной величины \dot{U}_i^* , входящей в уравнения (8.1) по прямому \dot{U}_i и сопряженному комплексу \dot{U}_i^* (8.2) [37, 73]. Существуют два способа записи вещественных УУН: в прямоугольных и полярных координатах.

УУН в прямоугольной (декартовой) системе координат. Примем комплексные величины в виде

$$\underline{Y}_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}; \quad \dot{U}_i = U'_i + jU''_i; \quad \underline{S}_i = P_i + jQ_i. \quad (8.6)$$

В результате замены комплексов через их составляющие и выполнения несложных алгебраических преобразований в уравнениях (8.1) и (8.2), выделив в них отдельно действительные и мнимые составляющие небалансов токов

$$\omega_{I_i} = \omega_{I_{ai}}(\overline{U'}, \overline{U''}) + j\omega_{I_{ri}}(\overline{U'}, \overline{U''}), \quad i = \overline{1, n},$$

и небалансов мощностей

$$\omega_{S_i} = \omega_{P_i}(\overline{U'}, \overline{U''}) + j\omega_{Q_i}(\overline{U'}, \overline{U''}), \quad i = \overline{1, n},$$

получим следующие системы нелинейных уравнений двойного порядка с вещественными коэффициентами:

в форме баланса активных и реактивных составляющих токов:

$$\omega_{I_{ai}} = g_{ii}U'_i - b_{ii}U''_i + \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} (g_{ij}U'_j - b_{ij}U''_j) - \operatorname{Re} \left(\frac{\dot{S}_i^*}{\dot{U}_i} \right) = 0; \quad (8.7)$$

$$\omega_{I_{ri}} = b_{ii}U'_i + g_{ii}U''_i - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} (b_{ij}U'_j + g_{ij}U''_j) - \operatorname{Im} \left(\frac{\dot{S}_i^*}{\dot{U}_i} \right) = 0; \quad (8.8)$$

$$i = 1, 2, \dots, n;$$

в форме баланса активных и реактивных мощностей:

$$\begin{aligned} \omega_{P_i}(\overline{U'}, \overline{U''}) &= g_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}(U_i'U_j' + U_i''U_j'') - \\ &- \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i'U_j'' - U_i''U_j') - P_i = 0; \end{aligned} \quad (8.9)$$

$$\begin{aligned} \omega_{Q_i}(\overline{U'}, \overline{U''}) &= b_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i'U_j' + U_i''U_j'') - \\ &- \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}(U_i'U_j'' - U_i''U_j') + Q_i = 0; \end{aligned} \quad (8.10)$$

$$i = 1, 2, \dots, n,$$

где $\overline{U}'_i = \{U'_1 U'_2 \dots U'_n\}$, $\overline{U}''_i = \{U''_1 U''_2 \dots U''_n\}$ — векторы действительных и мнимых составляющих напряжений, относительно которых решаются данные системы нелинейных уравнений.

В УУН в полярной системе координат формируются уравнения, в которых напряжения узлов представляются своими модулями (значениями) $\overline{U} = \{U_i / i = 1, n\}$ и фазами напряжений $\delta = \{\delta_i / i = 1, n\}$ по отношению к напряжению балансирующего узла. Связь между представлениями напряжений в полярной и прямоугольной системе координат определяется следующими формулами прямого и обратного преобразований [37]:

$$U_i^2 = U_i'^2 + U_i''^2; \quad \operatorname{tg} \delta_i = U_i'' / U_i'; \quad U_i' = U_i \cos \delta_i; \quad U_i'' = U_i \sin \delta_i.$$

Выполним замену комплексных величин в уравнениях (8.1) и (8.2) их соответствующими значениями в полярной (экспоненциальной) форме:

$$\begin{aligned} \dot{U}_i &= U_i \exp \delta_i = U_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i); \\ \underline{Y}_{ij} &= Y_{ij} \exp(-\psi_{ij}) = Y_{ij} \exp \left[- \left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ij} \right) \right] = \\ &= Y_{ij} \left[\cos \left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ij} \right) - j \sin \left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ij} \right) \right]; \\ \underline{S}_{ij} &= S_i \exp \varphi_i = S_i (\cos \varphi_i + j \sin \varphi_i); \\ \psi_{ij} &= \operatorname{arctg} b_{ij} / g_{ij}; \quad \alpha_{ij} = \operatorname{arctg} g_{ij} / b_{ij}, \end{aligned}$$

где U_i , Y_{ij} , S_i , ψ_{ij} , α_{ij} — модули соответствующих комплексных величин.

В результате перехода к тригонометрической форме представления комплексных чисел, сгруппировав отдельно действительные и мнимые составляющие небалансов токов

$$\omega_{I_i} = \omega_{I_a}(\overline{U}, \overline{\delta}) + j \omega_{I_r}(\overline{U}, \overline{\delta})$$

и небалансов мощностей

$$\omega_{S_i} = \omega_{P_i}(\overline{U}, \overline{\delta}) + j \omega_{Q_i}(\overline{U}, \overline{\delta}),$$

получим следующие системы вещественных уравнений двойного порядка в полярной системе координат:

в форме баланса активных ω_{I_a} и реактивных ω_{I_r} составляющих токов

$$\omega_{I_{ai}}(\overline{U}, \overline{\delta}) = Y_{ii} U_i \sin(\delta_i + \alpha_{ii}) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} Y_{ij} U_i \sin(\delta_j + \alpha_{ij}) - \operatorname{Re} \left(\frac{S_i^*}{U_i} \right) = 0; \quad (8.11)$$

$$\omega_{I_{ri}}(\bar{U}, \bar{\delta}) = Y_{ii} U_i \cos(\delta_i + \alpha_{ii}) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} Y_{ij} U_i \cos(\delta_j + \alpha_{ij}) - \operatorname{Im} \left(\frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i} \right) = 0; \quad (8.12)$$

$$i = \overline{1, n};$$

в форме баланса активных и реактивных мощностей

$$\omega_{P_i}(\bar{U}, \bar{\delta}) = Y_{ii} U_i^2 \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} Y_{ij} U_i U_j \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) - P_i = 0; \quad (8.13)$$

$$\omega_{Q_i}(\bar{U}, \bar{\delta}) = Y_{ii} U_i^2 \cos \alpha_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} Y_{ij} U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) - Q_i = 0; \quad (8.14)$$

$$i = \overline{1, n}.$$

Полученные системы УУН (8.11, 8.12) и (8.13, 8.14) нелинейные относительно искомых модулей \bar{U} и фаз $\bar{\delta}$ напряжений.

Таким образом имеем четыре формы записи УУН (8.7) — (8.14). Переход от комплексных УУН к действительным в форме баланса токов, так и в форме баланса мощностей приводит в общем случае к увеличению в 2 раза размерности систем нелинейных уравнений установившегося режима.

В отдельных случаях, в частности при анализе режимов распределительных ЭС нагрузки в узлах могут быть заданы неизменными модулями токов I_i и коэффициентом мощности $\cos \varphi_i$. Тогда нелинейные зависимости выражений для силы тока в УУН (8.7, 8.8)

$$I_{ai} = \operatorname{Re} \left(\frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i} \right) = \frac{P_i U_i' + Q_i U_i''}{U_i'^2 + U_i''^2}; \quad I_{ri} = \operatorname{Im} \left(\frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i} \right) = \frac{P_i U_i'' - Q_i U_i'}{U_i'^2 + U_i''^2} \quad (8.15)$$

и в УУН (8.11, 8.12)

$$I_{ai} = \operatorname{Re} \left(\frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i} \right) = \frac{(P_i^2 + Q_i^2)^{1/2}}{U_i} \cos(\delta_i - \varphi_i);$$

$$I_{ri} = \operatorname{Im} \left(\frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i} \right) = \frac{(P_i^2 + Q_i^2)^{1/2}}{U_i} \sin(\delta_i - \varphi_i) \quad (8.16)$$

заменяются неизменными значениями составляющих сил токов

$$I_{ai} = I_i \cos \varphi_i; \quad I_{ri} = I_i \sin \varphi_i.$$

В результате такой замены нелинейные УУН (8.7, 8.8) преобразуются в систему линейных алгебраических уравнений и в целом снижается трудоемкость решения УУН в форме баланса токов.

Функции $\omega_{I_a}, \omega_{I_r}, \omega_P, \omega_Q$, описывающие небалансы (невязки) активных и реактивных составляющих токов или мощностей в узлах сети, определяются как результат подстановки очередного (k -го) приближения искомых переменных $\bar{U}'^{(k)}$,

$\overline{U}^{(k)}(\overline{U}^{(k)}, \overline{\delta}^{(k)})$ в приведенные уравнения или, иначе, как разность между расчетными и узловыми (заданными) значениями токов:

$$\omega_{I_{ai}} = I_{ai}^P(\overline{U}^{(k)}) - \operatorname{Re} \frac{S_i^*}{U_i^*}; \quad \omega_{I_{ri}} = I_{ri}^P(\overline{U}^{(k)}) - \operatorname{Im} \frac{S_i^*}{U_i^*}, \quad (8.17)$$

или мощностей

$$\omega_{P_i} = P_i^P(\overline{U}^{(k)}) - P_i; \quad \omega_{Q_i} = Q_i^P(\overline{U}^{(k)}) - Q_i. \quad (8.18)$$

Данные математические модели применимы для описания ЭС, не содержащих в своем составе генерирующих источников, кроме балансирующего по активной и реактивной мощностям (станция, ведущая по частоте, узел типа U, δ). Во всех других n узлах нагрузки учтены, как правило, значениями требуемой активной и реактивной мощностей, принимаемых либо постоянными, либо изменяющимися в соответствии со статическими характеристиками (узлы типа P, Q). В последнем случае выполняется корректировка мощностей нагрузок в зависимости от изменения модуля напряжения в итерационном процессе решения УУН.

Учет опорных узлов типа $P, U = \text{const}$. В части генераторных узлов ЭЭС необходимо учесть заданные активную мощность P_i и модуль напряжения, которые регулируются и могут быть фиксированными (опорные узлы типа P, U). Такие узлы, представляющие большинство генераторов электростанций с первичным регулированием частоты, являются базисными по напряжению и балансирующими по реактивной мощности Q_i , пределы изменения которой (располагаемая реактивная мощность)

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} \quad (8.19)$$

задаются константами, определяемыми допустимой нагрузкой статорной и роторной обмоток генератора (по активной мощности и возбуждению), условием сохранения устойчивости его работы. Узлы со свободной реактивной мощностью также соответствуют регулируемым компенсирующим устройствам ($P \approx 0, U = \text{const}$).

Учет опорных узлов типа P, U наиболее удобно выполнить применительно к УУН в форме баланса мощностей. Поскольку для n_T узлов типа P, U реактивные мощности не заданы в уравнениях в прямоугольной системе координат, вместо соответствующих уравнений баланса реактивной мощности (8.10) учитываются квадратные уравнения:

$$\omega_{Q_i} = U_i'^2 + U_i''^2 - U_i^2, \quad i = \overline{1, n_T}, \quad (8.20)$$

сохраняя размерность результирующей системы (8.9, 8.10).

Применительно к системе уравнений в полярных координатах (8.13, 8.14) уравнения для реактивных мощностей данных типов узлов исключаются из УУН (8.14), а известные напряжения подставляются в остальные уравнения системы. Удобство учета заданных модулей напряжения опорных узлов (без уравнений (8.20)), снижение размерности УУН обусловили реализацию в программах расчета установившихся режимов, основанных на ньютоновских методах, преимущественно уравнений баланса мощностей (8.13, 8.14). Запись уравнений в полярных координатах осо-

бенно удобна, когда заданы модули напряжений всех узлов ЭЭС. При этом система уравнений сводится к уравнениям баланса активных мощностей сети и имеет в 2 раза меньший размер, чем другие формы записи систем УУН [30, 37, 73].

Сложнее учитывать узлы данного типа применительно к УУН в форме баланса токов, поскольку реактивная мощность входит как в уравнения реактивных составляющих токов (8.8), (8.12), так и в уравнения их активных составляющих (8.7), (8.11), что видно из выражений (8.15) и (8.16). Поэтому при решении систем (8.7, 8.8) и (8.11, 8.12) неизменной размерности условие $U_{Gi} = \text{const}$ рассматривается как дополнительное условие связи в виде (8.20). Указанная трудность учета генераторных узлов типа $P, U = \text{const}$ обуславливает применение методов уравнений баланса токов только для расчета сетей, не содержащих вовсе или содержащих малое количество опорных узлов [8, 30, 37]. В частности, в программах, реализующих метод Зейделя, чаще всего решаются уравнения баланса токов (8.1), обеспечивающих простое получение соответствующих рекуррентных выражений.

Выбор формы УУН и разделения переменных тесно связан с методом их решения, эффективностью соответствующих итерационных процессов, обусловлен удобством учета опорных узлов и других факторов и требованиями, предъявляемыми к разрабатываемому программно-вычислительному аппарату.

8.1.3. Общая характеристика методов решения уравнений установившихся режимов ЭС

Ранее даны математические модели установившихся режимов ЭС, использующие различные реализации УУН (8.1), (8.2), в общем случае системы комплексных нелинейных уравнений, преобразованных к уравнениям (8.7)–(8.14), с действительными переменными (коэффициентами).

Определение напряжений U', U'' или U_i, δ_i из уравнений (8.7)–(8.14) принципиально возможно, однако нелинейность УУН не позволяет непосредственно (напрямую) решить эту задачу. Поскольку общих (точных) методов решения систем нелинейных уравнений не существует, решение системы определяется численными методами, в силу нелинейной зависимости мощности от силы тока и напряжения базируется на методе последовательных приближений (итераций).

В связи с нелинейными характеристиками УУН возможны два подхода к их решению [17, 30, 37].

1. Непосредственное решение исходных систем нелинейных УУН приближенными методами.
2. Линеаризация УУН и решение последовательности систем линеаризованных (линейных) уравнений (СЛУ) точными или приближенными методами.

Точные (прямые) методы позволяют получить истинные значения неизвестных (корни уравнений) в результате выполнения конечного числа арифметических операций, количество которых определяется только порядком системы уравнений.

Приближенные (итерационные) методы решения УУН позволяют получить истинное значение неизвестных системы лишь с заданной точностью в результате выполнения последовательности повторяющихся однотипных расчетов (итераций), число которых заранее неизвестно и зависит от скорости сходимости метода и принятых исходных приближений переменных. При этом количество арифметических операций определяется как порядком (размером) системы уравнений, так и числом итераций, за которые сходится итерационный процесс [30].

Основным требованием, предъявляемым к методам решения УУН на ЭВМ, является обеспечение надежности получения решений при сравнительно небольших затратах машинного времени и объема памяти [30, 35, 37].

Для более наглядной численной иллюстрации рассматриваемых далее алгоритмов решения УУН перепишем уравнения (8.7)–(8.14) в системе постоянного тока. Тогда имеем следующее уравнение в форме баланса токов:

$$\omega_{I_i}(\bar{U}) = g_{ii}U_i - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}U_j + \frac{P_i}{U_i} = 0, \quad i = \overline{1, n}; \quad (8.21)$$

и в форме баланса мощностей:

$$\omega_{P_i}(\bar{U}) = -g_{ii}U_i^2 + U_i \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}U_j - P_i = 0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (8.22)$$

Для упрощения вычислений значения проводимостей, напряжений и задающих мощностей приняты вещественными, хотя для реальных ЭС переменного тока они являются комплексными.

Такой переход не отражается на структуре уравнений и принципиальной стороне алгоритмов, однако позволяет сократить объем вычислений, так как проводятся операции не с комплексными, а с действительными уравнениями n -порядка.

Уравнения (8.21), (8.22) с действительными элементами являются точными уравнениями для ЭС постоянного тока и упрощенно описывают режим ЭС переменного тока, если сеть и нагрузки близки к однородным и падения напряжения относительно малы.

В общем случае УУН можно записать в виде системы неявных функций:

$$\omega_i(\bar{U}) = 0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (8.23)$$

Такая запись означает, что при подстановке в уравнения точного решения функции их небалансов обращаются в нуль.

В силу нелинейности УУН (8.7)–(8.14) их решение относительно переменных \bar{U} при различных вычислительных схемах может быть получено только итерационно по следующему рекуррентному выражению:

$$\bar{U}^{(k+1)} = \bar{U}^{(k)} + \bar{\psi}(\bar{U}^{(k)}) = \bar{U}^{(k)} + \Delta \bar{U}^{(k+1)} = \Phi(\bar{U}^{(k)}), \quad (8.24)$$

где $\bar{\psi}(\bar{U}^{(k)})$ — n -мерная вектор-функция изменения переменных на k -й итерации.

Способ построения $\bar{\psi}(\bar{U}^{(k)})$ и, следовательно, получения поправок переменных $\Delta \bar{U}^{(k+1)}$ полностью определяет разновидность итерационного процесса. Суть их одна — начиная с некоторого вектора переменных $\bar{U}^{(k)}$, называемого начальным (исходным) приближением, изменить на значение поправок $\Delta \bar{U}^{(k+1)}$ значения его составляющих в направлении решения $\bar{U}^{(k+1)}$. При этом точное решение систем нелинейных уравнений \bar{U} можно получить лишь теоретически как результат бесконечного итерационного процесса

$$\bar{U} = \lim_{k \rightarrow \infty} \left[\bar{U}^{(k)} + \bar{\Psi}(\bar{U}^{(k)}) \right].$$

Практически решение уравнений установившихся режимов считается достигнутым, если на $(k + 1)$ -й итерации каждое уравнение сбалансировано с допустимой погрешностью η :

$$\omega_i(\bar{U}^{(k+1)}) \leq \eta, \quad i = \overline{1, n}. \quad (8.25)$$

Допустимая величина небаланса уравнений η принимается, как правило, на 2 или 3 порядка меньше среднего значения мощностей (токов) в узлах ЭС.

Указанный критерий (8.25) является наиболее строгим естественным показателем точности решения уравнений, так как при подстановке в решаемую систему уравнений точных значений неизвестных функции небалансов обращаются в нуль.

В первом приближении можно ограничиться контролем поправок переменных:

$$\Delta U_i^{(k+1)} = \left[U_i^{(k+1)} - U_i^{(k)} \right] \leq \xi, \quad i = \overline{1, n}, \quad (8.26)$$

где ξ — значение допустимой поправки напряжения, принимаемой в пределах 0,1—0,5% номинального напряжения ЭС.

Естественно, что снижение допустимых значений η и ξ приводит к увеличению точности решения УУН. Вместе с тем за счет роста числа итераций увеличивается продолжительность расчетов.

Некоторые наиболее эффективные методы решения УУН рассматриваются далее.

8.2. Моделирование и методы решения уравнений узловых напряжений

Решение систем нелинейных уравнений, описывающих установившиеся режимы, представляет центральную и наиболее трудоемкую часть алгоритмов расчета на ЭВМ параметров режима. Нахождение их решения через последовательные приближения (итерации) по формуле (8.24) может быть выполнено с помощью различных итерационных процедур, определяемых множеством способов реализации функций $\bar{\Psi}(\bar{U}^k)$. Для получения соответствующих рекуррентных выражений используем

квадратичную часть разложения УУН (8.23) в ряд Тейлора:

$$\omega_i(\bar{U}) \approx \omega_i(\bar{U}^{(0)}) + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \omega_i}{\partial U_j} \Delta U_j + \frac{1}{2} \sum_i^n \sum_j^n \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_i \partial U_j} \Delta U_i \Delta U_j = 0, \quad (8.27)$$

$$i = 1, 2, \dots, n,$$

где обобщенные n -мерные векторы переменных \bar{U} и поправок переменных $\Delta \bar{U}$ включают компоненты U_i', U_i'' и $\Delta U_i', \Delta U_i''$ УУН (8.7)—(8.10) в прямоугольной системе координат и компоненты U_i, δ_i и $\Delta U_i, \Delta \delta_i$ УУН (8.11)—(8.14) в полярной системе координат.

Перепишем разложение (8.27) в матричном виде. Первые производные $\left\{ \partial \omega_i / \partial U_j, j = \overline{1, n} \right\}$ образуют i -ю вектор-строку матрицы Якоби

ном случае возможно реализовать итерационную процедуру (преобразование) (8.24) в явном виде применительно к УУН баланса токов (8.1). В практических алгоритмах наиболее часто реализуются два метода нулевого порядка: методы Z -матрицы и Зейделя (Гаусса — Зейделя).

Метод Z -матрицы. При заданных или известных на очередной итерации напряжениях система нелинейных УУН (8.1) становится линейной следующего вида:

$$\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i - \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij}\dot{U}_j = \bar{J}_i, i = \overline{1, n}.$$

Эта же система в матричной записи:

$$\underline{Y}\bar{\dot{U}} = \bar{J}, \quad (8.30)$$

где компоненты вектора \bar{J} определяются по формуле

$$\bar{J}_i = \frac{S_i^*}{U_i} + \underline{Y}_{i\delta} U_\delta. \quad (8.31)$$

Матричная запись УУН в виде (8.30) дает возможность реализовать процедуру (8.24) в явном виде, если воспользоваться понятием обратной матрицы и учесть свойства действий с матрицами. Для неособенной (невырожденной) матрицы коэффициентов Y ($\det Y \neq 0$), являющейся матрицей узловых и взаимных проводимостей узлов, существует обратная матрица $Y^{-1} = Z_y$, называемая матрицей собственных и взаимных сопротивлений узлов (Z -матрица). Умножив слева обе части системы (8.30) на Y^{-1} , получим:

$$\bar{\dot{U}} = \underline{Y}^{-1} \bar{J} = \underline{Z}_y \bar{J}.$$

Полученные в результате решения СЛУ (8.30) напряжения $\bar{\dot{U}}^{(k)}$ следует считать исходными приближениями к искомым напряжениям $\bar{\dot{U}}^{(k+1)}$. Поэтому применительно к нелинейной системе (8.1) итерационная процедура (8.24) получения решения реализуется в виде

$$\bar{\dot{U}}^{(k+1)} = \underline{Z}_y \bar{J}^{(k)}. \quad (8.32)$$

Здесь токи $\bar{J}^{(k)}$ в узлах уточняют на каждой итерации через напряжения предыдущей итерации $\bar{\dot{U}}^{(k)}$ по формуле (8.31). Далее по выражению (8.32) вычисляют новые приближения напряжений $\bar{\dot{U}}^{(k+1)}$. Такой процесс продолжается до выполнения критерия (8.26).

Необходимо отметить, что матрица Z_y в отличие от матрицы \underline{Y} является заполненной, т.е. не содержит нулевых элементов, и поэтому требуется значительно большей, чем для матрицы \underline{Y} , оперативной памяти ЭВМ для хранения ее элементов. Обращение матрицы \underline{Y} осуществляется численными методами, что по своей трудоемкости эквивалентно решению систем линейных уравнений.

Метод Z -матрицы может оказаться эффективным в расчетах режимов ЭС с неизменной или малоизменяющейся конфигурацией и параметрами сети и при изменении нагрузок в узлах. В этом случае, обратив один раз матрицу Y , напряжения в узлах определяют через неизменную матрицу Z и изменяющийся в соответствии с изменением нагрузок узлов вектор правых частей УУН.

Метод Зейделя (Гаусса — Зейделя). Метод Зейделя был первым методом, примененным для расчета установившихся режимов ЭЭС на ЭВМ. Простота алгоритмической реализации, малый объем вычислений на каждом шаге, незначительная потребность оперативной памяти и приемлемая для широкого круга задач сходимость метода позволили даже на первых моделях ЭВМ рассчитывать режимы сетей, содержащих сотни узлов [13, 35, 37].

Для получения рекуррентной формулы метода необходимо непосредственно (напрямую) выразить каждое напряжение, стоящее при собственной проводимости, через другие напряжения соответствующего уравнения системы (8.1), привести уравнения к виду, удобному для итераций (нормальному виду):

$$\dot{U}_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{S_i^*}{U_i^{(k)}} + Y_{i\delta} U_\delta + \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} \dot{U}_j^{(k+1)} + \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} \dot{U}_j^{(k)} \right), \quad 1 \leq i \leq n. \quad (8.33)$$

Из формулы видно, что вместо простейшего итерационного процесса (метода Якоби) метод Зейделя использует для вычисления каждой последующей переменной самые последние (новые) значения предыдущих переменных, т.е. для вычисления текущей i -й переменной берутся значения всех предыдущих ($j < i$), полученных на данной ($k + 1$) итерации, а остальные переменные ($j > i$) — на предыдущей (k -й) итерации. Отметим, что такая процедура вычислений значительно эффективней по сходимости, чем простая итерация.

При переходе от комплексных уравнений к действительным, выполнив в формулу (8.33) подстановку (8.6) и выделив действительные и мнимые части, получим следующие расчетные формулы метода:

$$U_i'^{(k+1)} = R_{ii} \left[I_{a_i}^{(k)} + g_{i\delta} U_\delta + \sum_{j=1}^{i-1} (g_{ij} U_j'^{(k+1)} - b_{ij} U_j''^{(k+1)}) + \sum_{j=i+1}^n (g_{ij} U_j'^{(k)} - b_{ij} U_j''^{(k)}) \right] + \\ + X_{ii} \left[I_{r_i}^{(k)} + b_{i\delta} U_\delta + \sum_{j=1}^{i-1} (g_{ij} U_j''^{(k+1)} - b_{ij} U_j'^{(k+1)}) + \sum_{j=i+1}^n (g_{ij} U_j''^{(k)} + b_{ij} U_j'^{(k)}) \right]; \quad (8.34)$$

$$U_i''^{(k+1)} = R_{ii} \left[I_{r_i}^{(k)} + b_{i\delta} U_\delta + \sum_{j=1}^{i-1} (g_{ij} U_j''^{(k+1)} + b_{ij} U_j'^{(k+1)}) + \sum_{j=i+1}^n (g_{ij} U_j''^{(k)} + b_{ij} U_j'^{(k)}) \right] + \\ + X_{ii} \left[I_{a_i}^{(k)} + g_{i\delta} U_\delta + \sum_{j=1}^{i-1} (g_{ij} U_j'^{(k+1)} - b_{ij} U_j''^{(k+1)}) + \sum_{j=i+1}^n (g_{ij} U_j'^{(k)} - b_{ij} U_j''^{(k)}) \right];$$

$$R_{ii} = g_{ii} / (g_{ii}^2 + b_{ii}^2); \quad X_{ii} = b_{ii} / (g_{ii}^2 + b_{ii}^2);$$

$$I_{a_i} = \frac{P_i U_i'^{(k)} + Q_i U_i''^{(k)}}{(U_i'^{(k)})^2 + (U_i''^{(k)})^2}; \quad I_{r_i} = \frac{P_i U_i''^{(k)} - Q_i U_i'^{(k)}}{(U_i'^{(k)})^2 + (U_i''^{(k)})^2}.$$

Как правило, для решения УУН применяется «ускоренный» метод Зейделя (метод релаксации). Ускорение сходимости достигается вводом в итерационную процедуру ускоряющего коэффициента α_y .

Определив обычным способом (8.34) на каждой итерации новое значение переменной $U_i^{(k+1)}$, вычислим улучшенное значение $U_{iy}^{(k+1)}$ переменной:

$$\dot{U}_{iy}^{(k+1)} = \dot{U}_{iy}^{(k)} + \alpha_y (\dot{U}_i^{(k+1)} - \dot{U}_{iy}^{(k)}) = \dot{U}_{iy} + \alpha_y \Delta \dot{U}_i^{(k+1)}, \quad (8.35)$$

$$i = \overline{1, n},$$

принимаемой в качестве исходного приближения в следующей итерации.

Итерационный процесс (8.35) реализуется отдельно для продольной и поперечной составляющих комплекса напряжения:

$$U_{iy}'^{(k+1)} = U_{iy}'^{(k)} + \alpha_y (U_i'^{(k+1)} - U_{iy}'^{(k)}); \quad (8.36)$$

$$U_{iy}''^{(k+1)} = U_{iy}''^{(k)} + \alpha_y (U_i''^{(k+1)} - U_{iy}''^{(k)}).$$

Скорость сходимости зависит от выбранной величины α_y , принимаемой в интервале $0 < \alpha_y < 2$. Основная трудность состоит в подборе коэффициента α_y , определяемого пробными расчетами. Значение α_y , обеспечивающее минимальное число итераций, обычно составляет 1,2—1,4 [37].

Большой опыт применения программ, основанных на методе Зейделя, показывает, что для большинства схем и нормальных эксплуатационных режимов обеспечивается получение решения за приемлемое время. Поэтому соответствующие программно-вычислительные комплексы (ПВК) до сих пор применяются в службах режимов и диспетчерских управлениях электросетевых предприятий и энергосистем.

Несмотря на значительное улучшение сходимости с помощью описанного приема в ряде случаев (например при расчете режимов сетей с повышенными нагрузками), метод Зейделя может сходиться очень медленно или даже расходиться. Поэтому до тех пор, пока недостаточная оперативная память и быстродействия ЭВМ сдерживали применение более эффективных методов, метод Зейделя был практически основным, реализованным в промышленных программах расчета установившихся режимов ЭС.

Заметим, что нелинейность, присущая УУН баланса мощностей (8.9, 8.10)—(8.13, 8.14), не позволяет найти решение методами нулевого порядка. Вместе с тем значительный рост возможностей ЭВМ как по быстродействию, так и оперативной памяти, повышенные требования к программам по скорости и надежности получения решения во многом стимулировали развитие и практическое применение более сложных и вместе с тем более эффективных алгоритмов, в частности базирующихся на использовании методов первого и второго порядка. В практических алгоритмах расчета установившихся режимов ЭС используют большой класс ньютоновских и градиентных методов.

Метод Ньютона (Ньютона — Рафсона) первого порядка [30, 37, 62] является более распространенным методом решения систем нелинейных уравнений. Основное преимущество метода Ньютона выражается в быстрой и устойчивой сходимости.

Идея метода Ньютона состоит в последовательной замене на каждой итерации нелинейной системы уравнений некоторой линейной, решение которой дает значение неизвестных, более близких к решению нелинейной системы, чем исходное приближение [13, 30]. Для линейной аппроксимации УУН наряду с нулевыми элементами разложения Тейлора используются элементы первого порядка, т.е. имеем:

$$\omega_i(\bar{U}) \approx \omega_i(\bar{U}^0) + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \omega_i}{\partial U_j}(\bar{U}) \Delta U_j = 0, \quad (8.37)$$

$$i = 1, 2, \dots, n,$$

что позволяет перейти к системе линеаризованных уравнений, например, на k -й итерации:

$$\sum_{j=1}^n \frac{\partial \omega_i}{\partial U_j}(\bar{U}^{(k)}) \Delta U_j^{(k+1)} = -\omega_i(\bar{U}^{(k)}), \quad i = \overline{1, n}. \quad (8.38)$$

При этом полагаем, что текущие (искомые) значения переменных \bar{U} лежат в достаточно малой окрестности $\Delta \bar{U} = \bar{U} - \bar{U}^{(0)}$ начальных (исходных) значений $\bar{U}^{(0)}$.

Данный метод относится к методам первого порядка, поскольку в нем используются только первые производные, линейно аппроксимирующие УУН (8.23). Выражения производных $\partial \omega_i / \partial U_j$ — элементов матриц СЛУ (матриц Якоби), различны для полученных в подразделе 8.1 форм записи УУН.

В результате решения СЛУ (8.38), выполняемого обычно методом Гаусса или Зейделя, определяют поправки ΔU_j к предыдущим (начальным) значениям переменных. Решение системы (8.38) отражает внутренний итерационный процесс метода Ньютона. Через найденные поправки вычисляются на внешнем шаге данного метода новые (уточненные) значения переменных:

$$U_i^{(k+1)} = U_i^{(k)} + \Delta U_i^{(k+1)}, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (8.39)$$

За начальные (исходные) приближения переменных принимаются модули номинальных напряжений и нулевые значения фаз (или $U' = U_{\text{ном}}$, $U'' = 0$), если не известны лучшие приближения этих переменных.

В результате подстановки уточненных значений переменных $\bar{U}^{(k+1)}$ в решаемые УУН вида (8.7)—(8.14) определяются их небалансы. Описанная процедура повторяется до тех пор, пока не будет удовлетворен критерий (8.25), который можно реализовать в виде

$$\max_i \left| \omega_i(\bar{U}^{(k+1)}) \right| \leq \eta, \quad (8.40)$$

т.е. наибольший по модулю небаланс уравнений не должен превышать заданную точность η .

Если процесс сходящийся, то решение с начального приближения достигается, как правило, за 3 или 4 итерации и практически не зависит от размера системы уравнений. Об отсутствии сходимости свидетельствует большое количество итераций (15—20), не приводящих к решению.

Наряду с высокой сходимостью известна большая чувствительность метода Ньютона к исходному приближению переменных. Область, в пределах которой заданные исхо-

дные значения сходятся к решению, называется **областью сходимости**. Обычно это малая окрестность $(\bar{U}^k - \bar{U}^0)$ точки \bar{U}^0 , для которой якобиан $\left| \frac{\partial W}{\partial U} \right| \neq 0$ отличен от нуля и обеспечивается высокая сходимость метода. Плохое исходное приближение переменных, т.е. взятое вне области притяжения переменных к решению, может привести к расходящемуся итерационному процессу. Алгоритм достаточно громоздок и, имея большую промежуточную информацию, требует значительного объема оперативной памяти ЭВМ.

Как видно из приведенного описания этапов алгоритма Ньютона, основной его операцией является решение СЛУ (8.38). Эффективность этой процедуры во многом определяет эффективность метода в целом.

Существует большое количество реализаций метода Ньютона и его модификаций, образующих класс ньютоновских методов. Большинство ПВК расчета и анализа установившихся режимов ЭЭС и систем передачи электроэнергии, разработанных в последние годы, базируются на методе Ньютона.

Метод Ньютона второго порядка [8]. Учет нелинейности при моделировании УУН осуществляется через квадратичные члены (слагаемые со вторыми производными) разложения Тейлора (8.29) в виде

$$\bar{W}(\bar{U}^{(0)}) + \left[\frac{\partial W}{\partial U} \right] \Delta \bar{U} + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 W}{\partial U^2} \right] \Delta \bar{U}^2 = 0. \quad (8.41)$$

Более полный квадратичный учет нелинейности по сравнению с линейным в методе Ньютона способствует значительно лучшей сходимости и уменьшению времени решения уравнений. Поясним это графически (рис. 8.1) на примере нелинейного уравнения с одной неизвестной $\omega(U)$.

По методу Ньютона (метод касательных), заменив в начальной точке $U^{(0)}$ нелинейное уравнение $\omega(U)$ касательной I (линейная аппроксимация) и решением линейного уравнения

$$\omega(U^0) + \frac{\partial \omega(U^0)}{\partial U} \Delta U_1 = 0,$$

находится приращение ΔU_1 и значение переменной $U_1^{(1)} = U^{(0)} - \Delta U_1$. По методу Ньютона второго порядка нелинейное уравнение заменяется кривой второго порядка 2 (квадратичная аппроксимация) и решением квадратичного уравнения

$$\omega(U^0) + \frac{\partial \omega(U^0)}{\partial U} \Delta U_2 + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 \omega(U^0)}{\partial U^2} \Delta U_2^2 = 0 \quad (8.42)$$

вычисляется приращение ΔU_2 , дающее новое значение переменной $U_2^{(1)} = U^0 - \Delta U_2$, которое значительно ближе к точному решению (корню) \bar{U} по сравнению с приближением $U_1^{(1)}$, полученным методом Ньютона.

Приращение ΔU_2 , определяемое из решения квадратичного уравнения (8.42), назовем приращением второго порядка. Использование его в рекуррентном выражении итерационного процесса при определенных условиях обеспечивает более быструю и надежную сходимость.

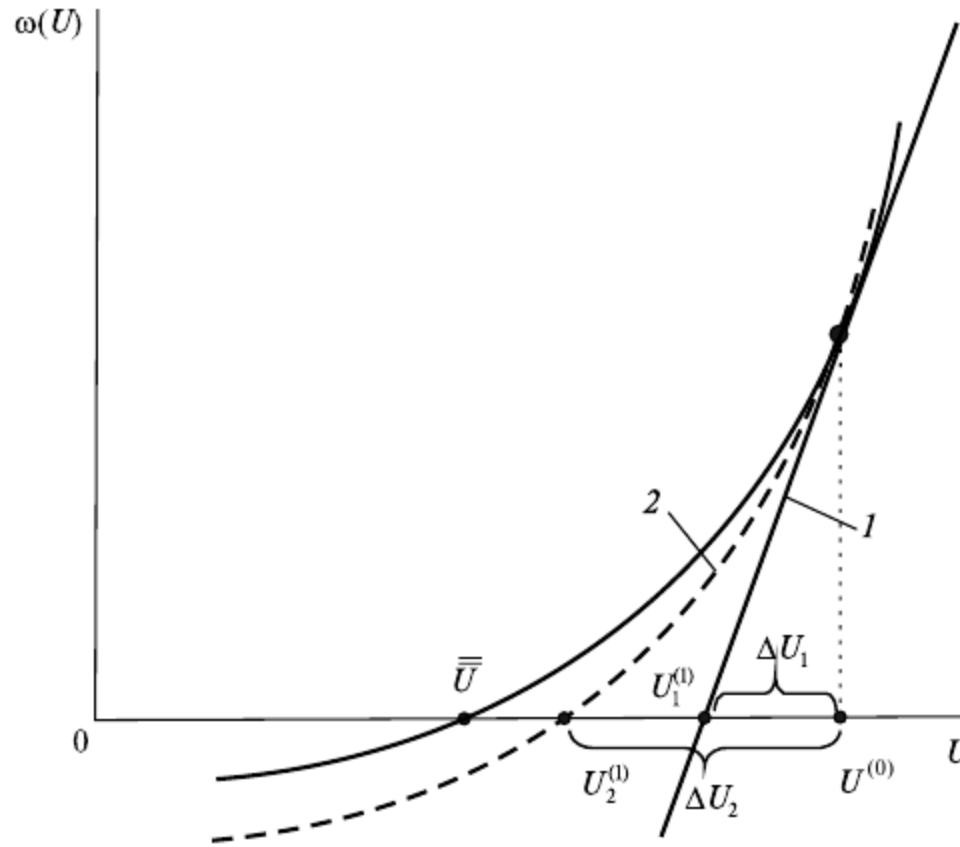


Рис. 8.1. Линейная (1) и квадратичная (2) аппроксимации нелинейного уравнения $\omega(U)$ в точке $U^{(0)}$

Возвращаемся к общему (многомерному) случаю. Основная трудность метода второго порядка заключается в решении системы (8.29) квадратичных уравнений (СКУ)

$$\left[\frac{\partial \omega(\bar{U}^k)}{\partial U} \right] \Delta \bar{U}^{(k+1)} + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 \omega(\bar{U}^k)}{\partial U^2} \right] (\Delta \bar{U}^{(k+1)}, \Delta \bar{U}^{(k+1)}) = -W(\bar{U}^k), \quad (8.43)$$

на каждом шаге вместо СЛУ (8.38)

$$\left[\frac{\partial \omega(\bar{U}^k)}{\partial U} \right] \Delta \bar{U}^{(k+1)} = -W(\bar{U}^k) \quad (8.44)$$

в методе Ньютона первого порядка.

Существуют различные пути алгоритмической реализации метода второго порядка в зависимости от способа получения приращения ΔU из СКУ (8.43). В связи с тем, что применение прямых методов для этой цели невозможно, учет нелинейности УУН посредством квадратичного разложения осуществляется косвенно и связан с дополнительным решением СЛУ в новом итерационном процессе.

Обозначим $\Delta \bar{U}_1$ как вектор приращения первого порядка, полученный методом Ньютона при решении СЛУ (8.44). Используя $\Delta \bar{U}_1$, результирующее приращение второго порядка можно определить из решения вспомогательной СЛУ

$$\left[\frac{\partial W}{\partial U} \right] \Delta \bar{U}_2 = -\bar{W}(\bar{U}) - \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 W}{\partial U^2} \right] \Delta \bar{U}_1^2 = -\bar{W}(\bar{U}) - \bar{D}(\bar{U}), \quad (8.45)$$

где \bar{D} — вектор квадратичных добавок в отрезке ряда Тейлора (8.29).

Таким образом, одна внешняя итерация решения УУН заключается в последовательном решении СЛУ (8.44) и (8.45).

Применительно к уравнению $\omega(U) = 0$ с одной неизвестной СЛУ (8.45) можно записать

$$\omega'(U)\Delta U_2 = -\omega(U) - \frac{1}{2}\omega''(U)\Delta U_1^2,$$

отсюда приращение второго порядка

$$\Delta U_2 = -\frac{\omega(U)}{\omega'(U)} + \frac{1}{2} \frac{\omega''(U)}{\omega'(U)} \Delta U_1^2 \quad (8.46)$$

с учетом того, что в методе касательных приращение первого порядка $\Delta U_1 = \omega(U) / \omega'(U)$ в итоге получим:

$$\Delta U_2 = -\frac{\omega(U)}{\omega'(U)} + \frac{1}{2} \frac{\omega''(U)\omega(U)}{\{\omega'(U)\}^3}. \quad (8.47)$$

Другой способ построения итерационной процедуры второго порядка заключается в том [8], что для решения СКУ (8.43) выполняют два шага по методу Ньютона. Во-первых, как и в предыдущем случае, определяются поправки ΔU_1 из решения СЛУ (8.44). Во-вторых, вычисляются невязки СКУ (8.29) в точке $\bar{U}^{(1)} = \bar{U}^{(0)} + \Delta \bar{U}_1^{(1)}$:

$$\begin{aligned} \bar{\varphi}(\bar{U}^{(1)}) &= \bar{W}(\bar{U}^{(1)}) + \left[\frac{\partial W(\bar{U}^{(1)})}{\partial U} \right] \Delta \bar{U}_1^{(1)} + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 W(\bar{U}^{(1)})}{\partial U^2} \right] \Delta \bar{U}_1^{(1)2} = \\ &= \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 W(\bar{U}^{(1)})}{\partial U^2} \right] \Delta \bar{U}_1^{(1)2}. \end{aligned} \quad (8.48)$$

Заметим, что выражение справедливо для любого (k -го) шага метода после решения СЛУ (8.44).

После корректировки матрицы Якоби

$$[\psi(U)] = \left[\frac{\partial W}{\partial U} \right] + \left[\frac{\partial^2 W}{\partial U^2} \right] \Delta \bar{U}_1$$

решается вспомогательная СЛУ:

$$[\psi(U)]\delta \bar{U} = -\bar{\varphi}(\bar{U}), \quad (8.49)$$

относительно $\delta \bar{U}$ и находится результирующее приращение

$$\Delta \bar{U}_2 = \Delta \bar{U}_1 + \delta \bar{U}. \quad (8.50)$$

Для сравнения с предыдущими способами перепишем СЛУ (8.49) в виде

$$\left[\frac{\partial W}{\partial U} + \frac{\partial^2 W}{\partial U^2} \Delta \bar{U}_1 \right] \delta \bar{U} = -\frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 W}{\partial U^2} \right] \Delta \bar{U}_1^2. \quad (8.51)$$

Для решения уравнения с одной переменной $\omega(U) = 0$ с учетом $\Delta U_1 = \omega(U) / \omega'(U)$ и уравнения (8.51) результирующее приращение второго порядка определяют по формуле

$$\Delta U_2 = -\frac{\omega(U)}{\omega'(U)} + \frac{1}{2} \frac{\omega''(U) \omega^2(U)}{\{\omega'(U)\}^3 - \omega(U) \omega'(U) \omega''(U)}. \quad (8.52)$$

Отметим, что, хотя объем вычислений по сравнению с методом Ньютона удваивается, общее время решения благодаря резкому улучшению сходимости уменьшается существенно (в отдельных случаях в 3—5 раз [8]) при близком расхождении памяти ЭВМ. Дополнительный объем вычисления определяется решением СЛУ (8.45) и дорасчетом вторых производных в едином цикле формирования матриц Якоби и Гессе. Заметим, что квадратичная аппроксимация достаточно точно отражает режим ЭС, а эффективность метода в значительной мере зависит от формы записи УУН. Так, уравнения баланса мощности в своем изначальном виде являются квадратичными и полно (без остальных членов) описываются анализируемым отрезком разложения ряда Тейлора (8.29), а потому решения такого уравнения можно получить за одну итерацию. В итоге отметим, что в методе Ньютона второго порядка число внешних итераций

$$\bar{U}^{(k+1)} = \bar{U}^{(k)} + \Delta \bar{U}_2^{(k+1)} \quad (8.53)$$

существенно меньше, чем в методе Ньютона. Эффективность метода по времени решения задачи на ЭВМ немаловажна в АСДУ, в проектных и исследовательских задачах, особенно при анализе сильно загруженных ЭС и возрастает с увеличением размерности задачи, т.е. при расчетах режимов больших и сверхбольших ЭЭС (1—3 тыс. узлов).

8.3. Решение уравнений узловых напряжений методом Ньютона

Алгоритмы большинства современных ПВК расчета и анализа установившихся режимов ЭС и систем передачи электроэнергии базируются на методах первого порядка и их сочетаниях, в первую очередь на методе Ньютона. Основное достоинство метода, при сравнительно несложной вычислительной схеме, заключается в быстрой и устойчивой сходимости, что позволяет надежно определить параметры нормальных эксплуатационных, а также тяжелых и близких к предельным электрических режимов.

Наиболее распространенными в алгоритмах, реализующих метод Ньютона, являются уравнения в форме баланса мощностей. Причина тому, как отмечено в подразделе 8.1, удобство учета напряжений опорных генераторных узлов типа P , $U = \text{const}$. Свойства и анализ линеаризованных уравнений (8.38) для каждой из форм УУН даны в работах [30, 37].

Рассмотрим решение УУН в форме баланса мощностей в прямоугольной системе координат (8.9, 8.10), которые с учетом уравнений (8.20) для n_{Γ} генераторных узлов, имеющих регулирование напряжений (узлы типа PU), в итоге запишем в виде:

$$\begin{aligned} \omega_{P_i}(\bar{U}', \bar{U}'') = g_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}(U_i' U_j' + U_i'' U_j'') - \\ - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i' U_j'' - U_i'' U_j') - P_i = 0, \quad i = \overline{1, n}; \end{aligned} \quad (8.54)$$

$$\begin{aligned} \omega_{Q_i}(\bar{U}', \bar{U}'') = b_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i' U_j' + U_i'' U_j'') - \\ - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}(U_i' U_j'' - U_i'' U_j') - Q_i = 0, \quad i = \overline{1, n_1}; \end{aligned} \quad (8.55)$$

$$\omega_{Q_i}(\bar{U}', \bar{U}'') = U_i'^2 + U_i''^2 - U_i^2 = 0, \quad i = \overline{1, n_{\Gamma}}, \quad n_1 + n_{\Gamma} = n. \quad (8.56)$$

Основу алгоритмов ряда программных комплексов представляет, как правило, полный метод Ньютона, в соответствии с которым решение систем нелинейных уравнений (8.54)–(8.56) заменяется решением последовательности систем линейных уравнений (СЛУ) (8.44).

При данном выборе переменных U', U'' получим следующие $2n$ -мерное представление СЛУ (8.36):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial W_p}{\partial U'} & \frac{\partial W_p}{\partial U''} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U'} & \frac{\partial W_Q}{\partial U''} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}' \\ - \\ \Delta \bar{U}'' \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \bar{W}_p \\ - \\ \bar{W}_Q \end{bmatrix}, \quad (8.57)$$

где

$$\frac{\partial W_p}{\partial U'} = \left[\frac{\partial W_{pi}}{\partial U_j'} \right], \quad \frac{\partial W_p}{\partial U''} = \left[\frac{\partial W_{pi}}{\partial U_j''} \right], \quad \frac{\partial W_Q}{\partial U'} = \left[\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_j'} \right], \quad \frac{\partial W_Q}{\partial U''} = \left[\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_j''} \right] -$$

квадратные матрицы-блоки размера n производных небалансов активной и реактивной мощностей по действительным и мнимым составляющим напряжений узлов; W_p, W_Q — вектор-функции небалансов активных и реактивных мощностей в узлах, вычисляемых по формулам (8.9, 8.10); $\Delta U', \Delta U''$ — векторы поправок искомых переменных U', U'' .

Для получения матрицы Якоби системы (8.57) необходимо выражения четырех собственных:

$$\frac{\partial \omega_{Pi}}{\partial U_i'}, \frac{\partial \omega_{Pi}}{\partial U_i''}, \frac{\partial \omega_{Qi}}{\partial U_i'}, \frac{\partial \omega_{Qi}}{\partial U_i''},$$

и четырех взаимных элементов:

$$\frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U'_j}; \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U''_j}; \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U'_j}; \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U''_j}.$$

Производные вычисляются следующим образом:

собственные (диагональные) элементы:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U'_i} &= 2g_{ii}U'_i - \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n+1} (g_{ij}U'_j - b_{ij}U''_j); & \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U''_i} &= 2g_{ii}U''_i - \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n+1} (g_{ij}U''_j - b_{ij}U'_j); \\ \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U'_i} &= 2b_{ii}U'_i - \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n+1} (b_{ij}U'_j - g_{ij}U''_j); & \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U''_i} &= 2b_{ii}U''_i - \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n+1} (b_{ij}U''_j - g_{ij}U'_j); \end{aligned} \quad (8.58)$$

взаимные (недиагональные) элементы:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U'_j} &= -g_{ij}U'_i + b_{ij}U''_i; & \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U''_j} &= -g_{ij}U''_i - b_{ij}U'_i; \\ \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U'_j} &= -b_{ij}U'_i + g_{ij}U''_i; & \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U''_j} &= -b_{ij}U''_i + g_{ij}U'_i. \end{aligned} \quad (8.59)$$

Недиагональные элементы матрицы Якоби нулевые, если узел j непосредственно не связан с узлом i . Для схем реальных ЭЭС размером в несколько сотен узлов n количество ненулевых элементов в матрице Якоби значительно меньше нулевых. Такие матрицы большого размера ($2n \times 2n$) характеризуются как слабозаполненные или разреженные. Заполненность матриц СЛУ аналогично матрице Y для таких схем составляет несколько процентов.

В общем случае, если схема ЭЭС содержит n_{Γ} опорных генераторных узлов типа $P_i, U_i = \text{const}$, то в матрице Якоби диагональные элементы производных реактивных небалансов $\partial \omega_{Q_i} / \partial U'_i$; $\partial \omega_{Q_i} / \partial U''_i$ заменяются производными уравнений (8.55) вида

$$\frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U'_i} = 2U'_i; \quad \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U''_i} = 2U''_i, \quad i = 1, 2, \dots, n_{\Gamma}. \quad (8.60)$$

Число уравнений узловых напряжений (8.54)–(8.56) в этом случае также остается равным $2n$.

Решение СЛУ (8.57) выполняется преимущественно методом упорядоченного исключения переменных по Гауссу, например с разделением (триангуляцией) матрицы коэффициентов на верхнюю и нижнюю треугольную части или с использованием элиминативной формы неявного представления обратной матрицы коэффициентов и минимизацией общего количества ненулевых элементов [11, 60, 62, 69], что может дать значительную экономию как в количестве вычислений, так и в объеме памяти, и в итоге увеличить скорость и точность решения СЛУ. Отмеченная операция (8.57) выполняется неоднократно, а поэтому эффективность решения СЛУ во многом определяет эффективность алгоритма Ньютона в целом.

Определение поправок переменных $\Delta U'$, $\Delta U''$ из линеаризованных уравнений (8.57) соответствует внутреннему итерационному процессу метода Ньютона. Уточнение значений переменных выполняется на внешнем k -м шаге метода в соответствии с выражениями:

$$U_i'^{(k)} = U_i'^{(k-1)} + \Delta U_i'^{(k)}; \quad (8.61)$$

$$U_i''^{(k)} = U_i''^{(k-1)} + \Delta U_i''^{(k)}, \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

При таком выборе переменных для узлов типа P_i , $U_i = \text{const}$ неизвестные значения Q_i^r вычисляются в процессе расчета по формуле

$$Q_i^r = b_{ii}U_i^2 - \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n+1} b_{ij}(U_i'U_j' + U_i''U_j'') - \\ - \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n+1} g_{ij}(U_i'U_j'' - U_i''U_j'), \quad i = 1, 2, \dots, n_r. \quad (8.62)$$

Модуль напряжения U_i в опорных узлах поддерживается неизменным, если расчетные значения реактивной мощности источника Q_i находятся в допустимых пределах (8.19). Другими словами, напряжение может поддерживаться неизменным только при наличии достаточного резерва реактивной мощности в узле. Если полученное значение Q_i^r таково, что нарушаются указанные ограничения, то расчетная величина Q_i^r заменяется нарушенным предельным значением Q_i^{\max} или Q_i^{\min} . Данный генераторный узел становится неопорным (P_i^r , $Q_i^r = \text{const}$), а его напряжение как зависимая величина определяется из решения СЛУ (8.57). Выполняется смена состава зависимых и независимых переменных генераторных узлов (смена базиса). Определяются по уравнению (8.61) новые значения переменных, в том числе напряжение неопорного генераторного узла:

$$U_i^r = \sqrt{U_i'^2 + U_i''^2}.$$

Получив на k -й итерации значения неизвестных $U'^{(k)}$, $U''^{(k)}$ и соответствующие им невязки уравнений (8.54)–(8.56), расчет напряжений заканчивается, если погрешность балансирования уравнений не более допустимой величины η :

$$\omega_i(U^{(k)}) = \sqrt{\omega_{P_i}^2(U^{(k)}) + \omega_{Q_i}^2(U^{(k)})} \leq \eta, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (8.63)$$

Допустимая невязка УУН зависит от назначения расчета, класса номинального напряжения рассчитываемой сети и других факторов. Так, при расчете режимов местных и районных ЭС значения η следует принять в пределах 0,1–0,5 МВ·А.

В итоге отметим, что итерационный процесс вычисления напряжений методом Ньютона осуществляется в соответствии со следующей схемой:

- определение расчетных мощностей узлов и небалансов уравнений (8.54)—(8.56);
- вычисление элементов, формирование матрицы Якоби (8.58)—(8.60) и решение линеаризованных уравнений (8.57);
- уточнение искомых напряжений в узлах по (8.61);
- контроль точности решения в соответствии с (8.63) и так далее до сходимости итерационного процесса или фиксации его расходимости.

8.4. Расчет параметров установившегося электрического режима

После решения уравнений установившегося режима и получения напряжений в узлах ЭС выполняется второй этап задачи — расчет потокораспределения: мощностей и токов в схеме, потерь мощности в ветвях, мощности балансирующего источника и др.; определяются суммарные параметры электрического режима: зарядная мощность линий, потери мощности в линиях, трансформаторах и шунтах сети, потребление и генерация во всей ЭС [60].

Электрический режим ЭС однозначно определяется значениями напряжений в узлах $\dot{U}_i = U'_i + jU''_i$, $i = 1, 2, \dots, n$. В практических целях напряжения в узлах обычно представляют в виде модулей

$$U_i = \sqrt{U_i'^2 + U_i''^2} \quad (8.64)$$

и фаз напряжений

$$\delta_i = \arctg \frac{U_i''}{U_i'}. \quad (8.65)$$

Другие параметры режима вычисляются на основе классических соотношений теории электрических цепей через найденные значения напряжений и заданные параметры схемы замещения. При этом в отличие от решения УУН оперируют с комплексными переменными и параметрами ЭС. Получение вещественных и мнимых составляющих комплексной величины или ее абсолютного значения осуществляется встроенными средствами алгоритмических языков.

Параметры режима определяются в цикле обхода схемы ЭС по узлам. При этом каждая ветвь ij схемы (кроме поперечных) просматривается с двух сторон: со стороны узла i и узла j . Одновременно накапливаются суммарные параметры режима. Вычисление параметров проиллюстрируем на фрагменте схемы сети (рис. 8.2), содержащей продольные и поперечные элементы.

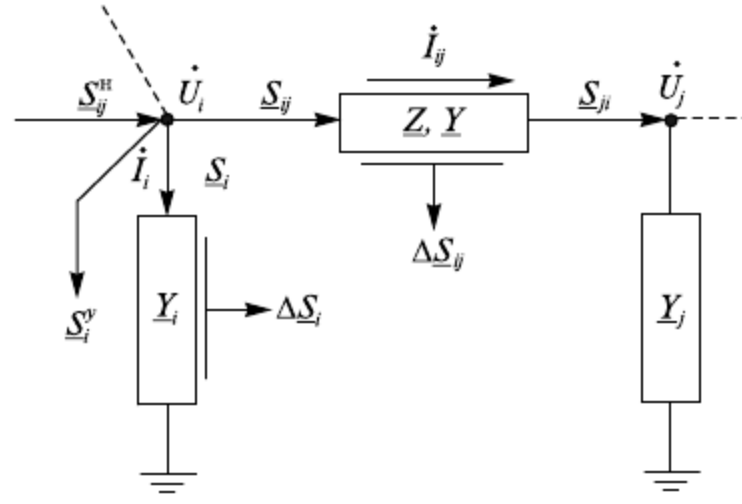


Рис. 8.2. Фрагмент схемы сети

Для продольной ветви ij (сопротивления линий, трансформаторов и др.) со стороны узла i имеем:

силу тока в фазе ветви

$$I_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} (\dot{U}_{\Phi_i} - \dot{U}_{\Phi_j}) = \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{U}_i - \dot{U}_j) Y_{ij} = \frac{1}{\sqrt{3}} \Delta \dot{U}_{ij} Y_{ij}; \quad (8.66)$$

мощность в начале ветви (например выходящий из узла i поток):

$$\underline{S}_{ij} = 3 \dot{U}_{\Phi_i}^* I_{ij} = \sqrt{3} \dot{U}_i^* I_{ij} = \dot{U}_i^* \left(\dot{U}_i - \dot{U}_j \right) Y_{ij} = U_i^2 Y_{ij} - \dot{U}_i^* Y_{ij} \dot{U}_j. \quad (8.67)$$

В этой же ветви поток со стороны узла j (конец ветви ij)

$$\underline{S}_{ji} = \dot{U}_j^* \left(\dot{U}_i - \dot{U}_j \right) Y_{ji} = U_j^2 Y_{ji} - \dot{U}_j^* Y_{ji} \dot{U}_i \quad (8.68)$$

с противоположным потоку \underline{S}_{ij} знаком (входящий в узел j) поток и отличающийся на величину потерь мощности

$$\Delta \underline{S}_{ij} = \underline{S}_{ij} - \underline{S}_{ji} = \left(\dot{U}_i - \dot{U}_j \right) \left(\dot{U}_i - \dot{U}_j \right)^* Y_{ij} = \Delta U_{ij}^2 Y_{ij}. \quad (8.69)$$

Или непосредственно по закону Джоуля — Ленца

$$\Delta \underline{S}_{ij} = 3 I_{ij}^2 Z_{ij} = \left| \dot{U}_i - \dot{U}_j \right|^2 Z_{ij} / Z_{ij}^2 = \Delta U_{ij}^2 Y_{ij}. \quad (8.70)$$

В последних выражениях для потерь мощности учтено, что произведение комплексно-сопряженных чисел равно квадрату их модуля.

Потери мощности для всей сети

$$\Delta S = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} \Delta \underline{S}_{ij} = \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} \Delta U_{ij}^2 Y_{ij}, \quad i \neq j. \quad (8.71)$$

Зарядная мощность в начале линии

$$Q_{ij}^c = U_i^2 B_{ij}^c \quad (8.72)$$

и во всей сети

$$Q^c = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} U_i^2 B_{ij}^c. \quad (8.73)$$

Мощность балансирующего $(n+1)$ узла

$$S_6 = S_{n+1} = U_6 \sum_{j=1}^n \left(U_6^* - U_j^* \right) Y_{6j}^* - j U_6^2 \sum_{j=1}^n B_{6j}. \quad (8.74)$$

Для поперечных ветвей схемы (шунтирующие реакторы, узлы нагрузок и др.) отметим:

сила фазного тока ветви на землю

$$\dot{I}_i = \dot{U}_{\phi_i} Y_{i0} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_i Y_{i0}; \quad (8.75)$$

сила фазного тока шунта при известной нагрузке

$$\dot{I}_i = \dot{S}_i^* / 3 \dot{U}_{\phi_i}^* = \dot{S}_i^* / \sqrt{3} \dot{U}_i^*. \quad (8.76)$$

Мощность трех фаз (потери) шунта

$$\underline{S}_i = \Delta \underline{S}_i = 3 \dot{U}_{\phi_i}^* \dot{I}_i^* = \sqrt{3} \dot{U}_i^* \dot{I}_i^* = U_i^2 Y_{i0}^* \quad (8.77)$$

и во всех шунтах сети

$$\underline{S}^{\text{ш}} = \sum_{i=1}^{n+1} \underline{S}_i = \sum_{i=1}^{n+1} U_i^2 Y_{i0}^*. \quad (8.78)$$

Поток в начале ветви с учетом мощности шунта

$$\underline{S}_{ij}^{\text{н}} = \underline{S}_{ij} + \underline{S}_i = U_i^* \left(U_i^* - U_j^* \right) Y_{ij}^* + U_i^2 Y_{i0}^*. \quad (8.79)$$

Если к узлу i примыкает j продольных ветвей, расчетная нагрузка узла

$$\underline{S}_i^{\text{п}} = \dot{U}_i \sum_{j \in i} \left(U_i^* - U_j^* \right) Y_{ij}^* + U_i^2 Y_{i0}^*. \quad (8.80)$$

Тогда с учетом заданной нагрузки в узле \underline{S}_i^y небалансы (невязка) мощностей узла (8.18)

$$\underline{\omega}_{S_i} = \underline{S}_i^p - \underline{S}_i^y, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (8.81)$$

строго и естественно характеризуют точность решения (балансирования) уравнений установившегося режима.

8.5. Алгоритм программы расчета установившихся режимов ЭС

В предыдущих разделах дана характеристика математического описания и основных этапов задачи расчета параметров установившихся режимов ЭС, имеющей самые разнообразные программные реализации.

Далее рассматривается пример такой реализации, отражающей суть данной задачи в целом, в виде структурной схемы алгоритма программы REGIM [60], нашедшей широкое применение в учебной практике.

Алгоритм расчета параметров установившегося режима ЭС поясняется укрупненной структурной схемой, представленной на рис. 8.3, и состоящей из трех основных частей:

- 1) ввод, обработка, вывод исходных данных и формирование уравнений установившегося режима охватывается блоками 1—4;
- 2) решение уравнений, описывающий режим, и непосредственный расчет параметров установившегося состояния ЭС характеризуется блоками 5—15;
- 3) вывод параметров электрического режима, переход к новой схеме или завершение расчетов отражены в блоках 16—25.

Суть алгоритма программы заключается в следующем.

1. Ввод исходных данных. Считываются данные о параметрах ЭС и программных константах, подготовленные заранее на магнитном диске или вводимых с экрана ЭВМ.
2. Обработка данных. Осуществляется сортировка данных по их виду. Подсчитывается количество узлов, ветвей, выделяются опорные генераторные узлы, балансирующий узел, ветви линий, трансформаторов, реакторов. Выполняется расчет проводимостей ветвей и узлов, формирование матриц проводимостей в виде связанных списков, перенумерация узлов ЭС и определяются ранги исходной схемы, что позволяет упростить подготовку исходной информации за счет возможности ее произвольного ввода. Перенумерация узлов осуществляется внутри алгоритма, а все внешние ссылки и сообщения поступают в заданной (исходной) нумерации. При этом проводится контроль связности графа схемы. В итоге формируются уравнения узловых напряжений вида (8.54—8.56).
3. Определение необходимости просмотра и корректировки данных.
4. Просмотр и корректировка программных (управляющих) констант и параметров ЭС, сгруппированных в табличном виде. Есть возможность дополнения и удаления узлов и ветвей схемы. При этом все изменения данных осуществляются в оперативной памяти, оставляя без изменения исходный файл.
5. Вычисление небалансов (невязок) уравнений по формулам (8.54—8.56).

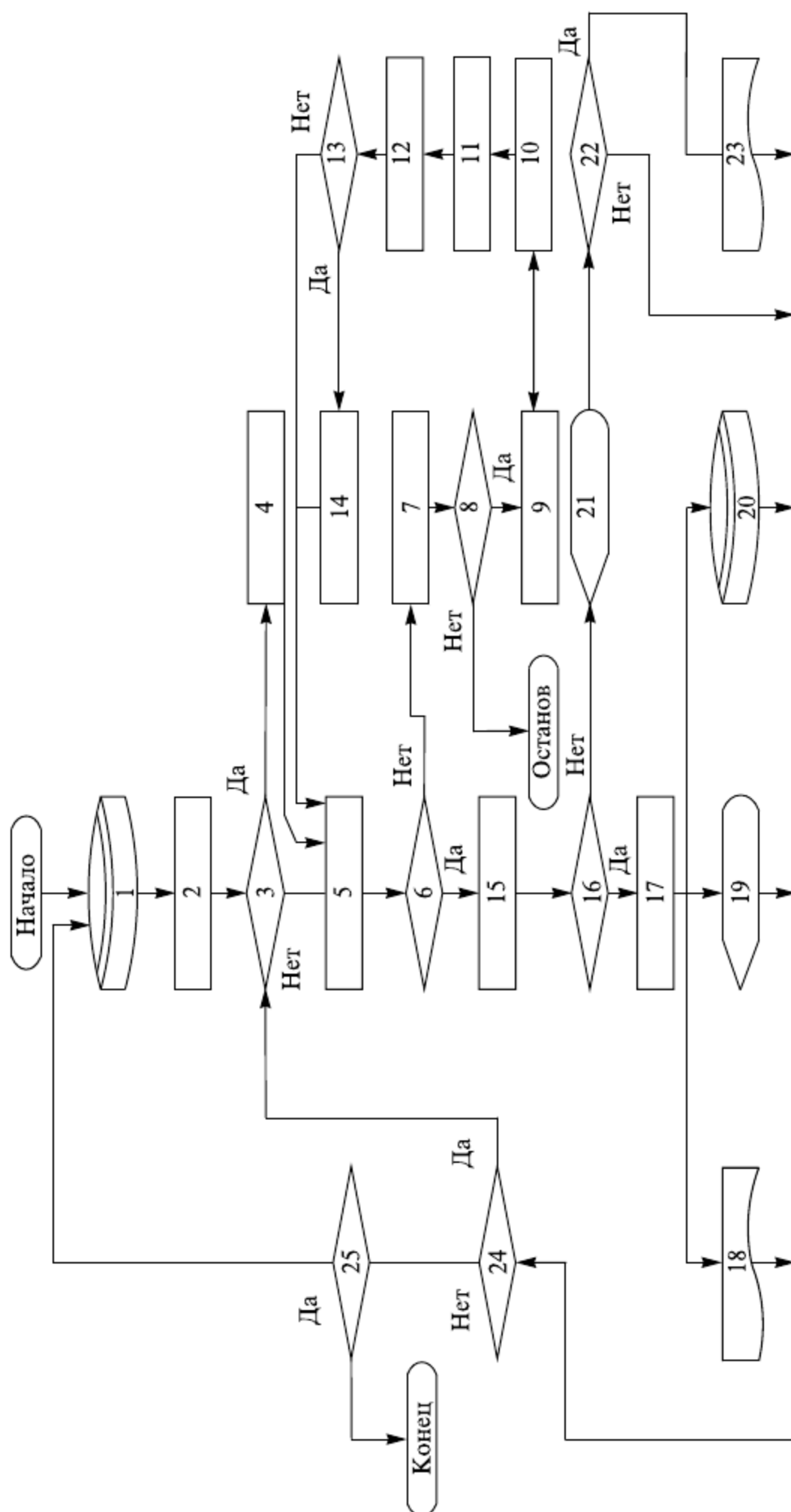


Рис. 8.3. Структурная схема программного комплекса

6. Контроль точности решения (балансирования) уравнений установившегося режима по критерию (8.63). При выполнении последнего решение уравнений заканчивается и осуществляется переход к блоку 15. В противном случае, т.е. если хотя бы одно из уравнений имеет недопустимый небаланс, выполняется следующая итерация решения УУН.
7. Счетчик числа внешних итераций, выполняемых по выражениям (8.61). Номер текущей k -й итерации увеличивается на единицу.
8. Контроль сходимости решения УУН. Если номер текущей k -й итерации не превышает ее предельного значения $k_{\text{доп}}$ (задаваемый параметр), то продолжается процесс решения УУН, т.е. выполняется переход к формированию линеаризованных уравнений (8.57). При отсутствии сходимости за допустимое число итераций ($k > k_{\text{доп}}$) процесс решения УУН прерывается. Появляется перечень узлов, информацию о которых следует проверить и внести изменения в данные этих узлов или примыкающих к ним ветвей.
9. Вычисление по выражениям (8.58)—(8.60) элементов матрицы Якоби и формирование системы линеаризованных уравнений (8.57).
10. Решение методом Гаусса систем линеаризованных уравнений (8.57).
11. Уточнение по формулам (8.61) напряжений на очередном внешнем ($k + 1$) шаге метода Ньютона.
12. Вычисление реактивной мощности (8.62) опорных и неопорных генераторных узлов.
13. Определение необходимости смены базиса. Устанавливается в результате появления опорных генераторных узлов, изменивших свой тип ввиду нарушения ограничений по реактивной мощности (8.19), и выявления неопорных генераторных узлов, расчетная реактивная мощность которых (8.62) возвращается в указанные пределы.
14. Смена состава (списка) опорных и неопорных генераторных узлов (смена базиса).
15. Вычисление параметров электрического режима по формулам (8.64)—(8.79).
16. Определение необходимости вывода параметров режима в табличном или графическом видах.
17. Подготовка параметров режима к выводу в табличном виде (в полной или укороченной формах). Группировка параметров по узлам и ветвям, по классам напряжения и районам.
18. Вывод параметров режима на бумагу.
19. Вывод параметров режима на экран.
20. Запись параметров режима на магнитный диск.
21. Вывод параметров режима в графическом виде.
22. Определение необходимости вывода графического изображения результатов на печать.
23. Вывод графического представления режима на бумагу.
24. Контроль необходимости корректировки схемы.
25. Определение необходимости перехода к расчету режима новой схемы.

Отметим, что после каждого этапа можно выбрать направление работы программного комплекса, управляя траекторией решения задачи.

8.6. Сходимость, существование и неоднозначность решения уравнений установившегося режима

Все рассмотренные этапы решения задачи расчета установившегося режима ЭС основываются на корректных (выверенных) исходных данных. Однако получение, настройка допустимого (желаемого) режима представляет собой не всегда тривиальную задачу. Режим может оказаться недопустимым или вовсе не может быть получен для принятых данных. В последнем случае искомое решение либо не существует, либо не сходится используемый итерационный метод.

Надежность и скорость вычислений существенно зависят от принятого метода расчета, формы и записи УУН и связанной с ним сходимости итерационного процесса, определяемой параметрами режима и схемы замещения ЭС. Последние образуют многомерное пространство переменных параметров. Определенное сочетание этих параметров образует применительно к конкретному методу решения и форме уравнений некоторую допустимую многомерную область θ , в пределах которой обеспечивается сходимость алгоритма к решению. Существуют некоторые условия получения сбалансированного режима, его существования, иллюстрацией тому служат отдельные положения примеров простейшей ЭС [30, 56].

Сходимость и существование решения. Система УУН является нелинейной относительно напряжений в узлах схемы и близка к линейной при расчете режимов с малыми нагрузками, т.е. режимов, далеких от предельного по статической устойчивости. Нелинейность УУН не способствует сходимости к решению. Чем больше электрические нагрузки, тем сильнее проявляются нелинейные свойства этой системы и тем хуже сходимость итерационного процесса к решению.

Исследуем влияние параметров схемы и нагрузки ЭС на сходимость итерационного процесса получения решения [56]. Для этого рассмотрим схему сети (рис. 8.4) с активной нагрузкой P в конце линии, обладающей только активным сопротивлением R (проводимостью g).

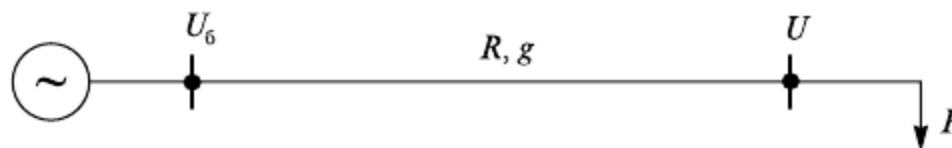


Рис. 8.4. Пример электрической сети

Связь между напряжением начала и конца линии можно выразить соотношением закона Ома

$$U = U_6 - \frac{P}{U} R. \quad (8.82)$$

Пусть напряжение балансирующего узла $U_6 = 11,0$ кВ и $R = 5,0$ Ом. Предварительно исследуем сходимость простого итерационного процесса при различных значениях P , приняв в соответствии с критерием (8.26) допустимую точность решения $\varepsilon = 0,01$ кВ.

1. Примем $P = 3,0$ МВт. Зададим начальное приближение $U^{(0)} = 10,0$ кВ.

Тогда

$$U^{(1)} = 11,0 - \frac{3,0}{10,0} \cdot 5,0 = 9,50 \text{ кВ};$$

$$U^{(2)} = 11,0 - \frac{3,0}{9,50} \cdot 5,0 = 9,42 \text{ кВ};$$

$$U^{(3)} = 11,0 - \frac{3,0}{9,42} \cdot 5,0 \approx 9,41 \text{ кВ};$$

$$U^{(4)} = 11,0 - \frac{3,0}{9,41} \cdot 5,0 \approx 9,41 \text{ кВ},$$

т.е. итерационный процесс сошелся после трех итераций.

2. Увеличим мощность нагрузки до $P = 4,0$ МВт. Выполним аналогичные вычисления, получим:

$$U^{(1)} = 11,0 - \frac{4,0}{10,0} \cdot 5,0 = 9,00 \text{ кВ}; \quad U^{(4)} = 8,71 \text{ кВ};$$

$$U^{(2)} = 11,0 - \frac{4,0}{9,00} \cdot 5,0 = 8,78 \text{ кВ}; \quad U^{(5)} \approx 8,70 \text{ кВ};$$

$$U^{(3)} = 11,0 - \frac{4,0}{8,78} \cdot 5,0 \approx 8,72 \text{ кВ}; \quad U^{(6)} \approx 8,70 \text{ кВ},$$

т.е. итерационный процесс сошелся только после пятой итерации. Очевидно, что при неизменном R сходимость будет ухудшаться по мере увеличения нагрузки P . Отметим, что данный режим с повышенной нагрузкой существует, однако для ЭС с напряжением $U_{\text{ном}} = 10,0$ кВ не является допустимым из-за низкого значения напряжения U .

3. Примем чрезмерную для сети 10,0 кВ нагрузку $P = 10,0$ МВт. Тогда

$$U^{(1)} = 11,0 - \frac{10,0}{10,0} \cdot 5,0 = 6,00 \text{ кВ};$$

$$U^{(2)} = 11,0 - \frac{10,0}{6,00} \cdot 5,0 = 2,67 \text{ кВ};$$

$$U^{(3)} = 11,0 - \frac{10,0}{2,67} \cdot 5,0 = -7,73 \text{ кВ}$$

и т.д. Видно, что итерационный процесс расходится, а установившегося режима при данной нагрузке сети и протяженности линии не существует.

4. Рассмотрим сходимость итерационного процесса при различных значениях сопротивления R . Вернемся к исходной нагрузке $P = 3,0$ МВт и примем теперь $R = 7,0$ Ом. Тогда будем иметь:

$$U^{(0)} = 10,0 \text{ кВ};$$

$$U^{(1)} = 11,0 - \frac{3,0}{10,0} \cdot 7,0 = 8,90 \text{ кВ}; \quad U^{(4)} = 8,55 \text{ кВ};$$

$$U^{(2)} = 11,0 - \frac{3,0}{8,90} \cdot 7,0 = 8,64 \text{ кВ}; \quad U^{(5)} = 8,54 \text{ кВ};$$

$$U^{(3)} = 11,0 - \frac{3,0}{8,64} \cdot 7,0 = 8,57 \text{ кВ}; \quad U^{(6)} = 8,54 \text{ кВ},$$

т.е. с ростом сопротивления линии R количество итераций увеличилось с трех до пяти. В общем случае сходимость итерационного процесса будет ухудшаться по мере роста сопротивления линии.

5. Увеличим теперь сопротивление линии до $R = 15,0$ Ом.

Тогда

$$U^{(1)} = 11,0 - \frac{3,0}{10,0} \cdot 15,0 = 6,50 \text{ кВ};$$

$$U^{(2)} = 11,0 - \frac{3,0}{6,50} \cdot 15,0 = 4,08 \text{ кВ};$$

$$U^{(3)} = 11,0 - \frac{3,0}{4,08} \cdot 15,0 = -0,029 \text{ кВ},$$

т.е. итерационный процесс расходится, а режим рассматриваемой сети при таком сопротивлении линии и мощности нагрузки не существует, так как протяженность ВЛ 10 кВ чрезмерно велика (около 25—30 км).

Таким образом, применительно к отдельной линии электропередачи с фиксированной протяженностью (сопротивлением) можно получить предельную мощность, для которой существует установившийся режим. И наоборот, передача заданной мощности может быть осуществлена по линии, сопротивление которой не превосходит определенного значения. Сочетание названных параметров режима и схемы образует двумерную область параметров θ , в пределах которой итерационный процесс сходящийся и существует установившийся режим.

Получим для рассматриваемого примера граничное условие, при котором итерационный процесс еще сходится. Из выражения (8.82) имеем:

$$U^2 - U_6 U + PR = 0,$$

или

$$U = \frac{U_6 \pm \sqrt{U_6^2 - 4PR}}{2}.$$

Отсюда итерационный процесс решения (8.82) будет сходиться, если

$$4PR \leq U_6^2. \quad (8.83)$$

Для рассматриваемого примера (8.82) при граничном условии $4PR = U_6^2$ можно определить минимальное напряжение $U_{\text{мин}} = U_6 / 2$, при котором существует электрический режим.

Для данной ЭС (см. рис. 8.4) с сопротивлением 5,0 Ом и напряжением источника $U_6 = 11,0$ кВ итерационный процесс решения уравнения установившегося режима (8.82) сходится (при принятых условиях $U^{(0)} = 10,0$ кВ точность $\varepsilon = 0,01$ кВ) к $U = 5,73$ кВ за 24 итерации и в пределе к $U_1 = U_6 / 2 = 5,50$ кВ, если нагрузка не пре-

вышает 6,05 МВт. Для исходной нагрузки $P = 3,0$ МВт сопротивление линии не должно превышать $R = U_6^2 / 12 \approx 10,08$ Ом и т.д. Таким образом, имеется множество сочетаний параметров P и R , образующих предельный режим с минимальным напряжением $U = 5,50$ кВ, удовлетворяющих уравнению (8.82).

Обобщая результаты анализа для рассматриваемой ЭС, можно согласно условию (8.83) ограничить область θ , в которой находятся решения уравнения (8.82), именуемой областью существования режима (рис. 8.5).

Заметим, что для реальных ЭС электрические нагрузки ограничиваются рядом режимно-технических условий, например по допустимому току, напряжению и др. Если принять для данной ЭС минимально допустимое значение напряжения U равным 9,0 кВ, то предельная нагрузка сети составит 3,5 МВт, а итерационный процесс решения (8.82) сходится за четыре итерации.

Из граничного условия (8.83) также следует, что увеличение напряжения балансирующего источника расширяет область сходимости (область существования режима), т.е. область применения данной ЭС расширяется за счет возможности увеличения ее протяженности (радиуса действия) R и передаваемой мощности (нагрузки) P (рис. 8.5).

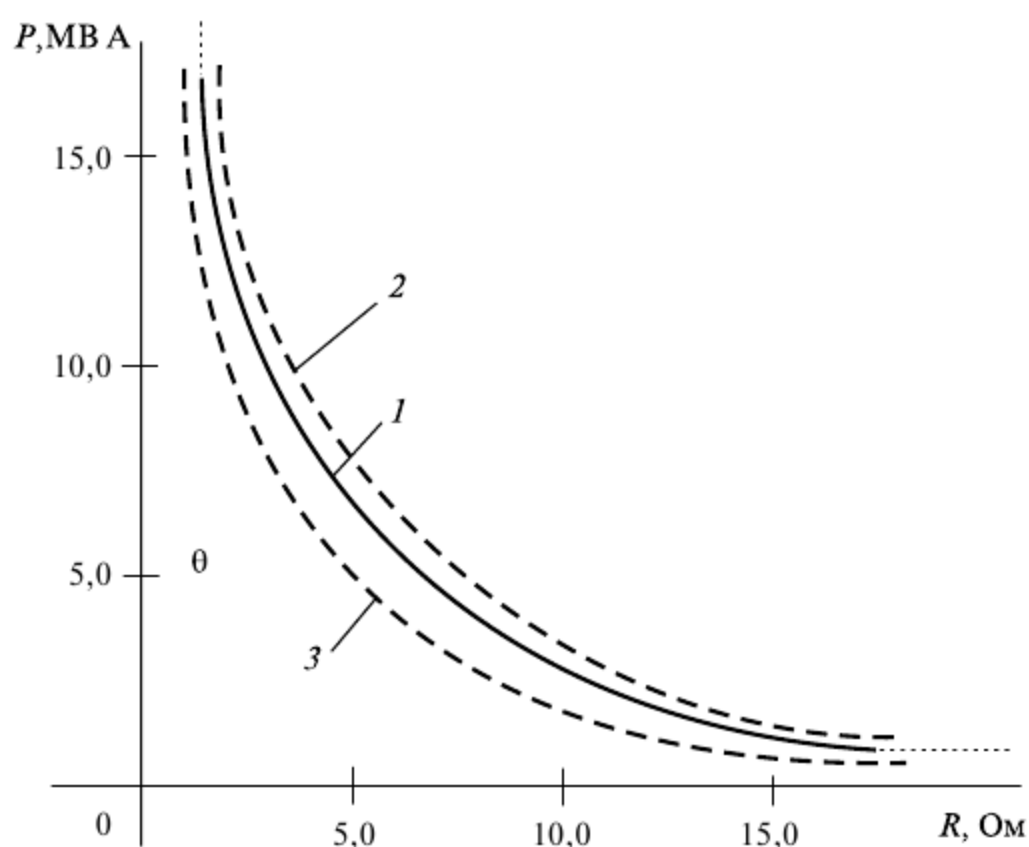


Рис. 8.5. Область допустимых режимов ЭС переменного тока:
1 — при $U_6 = 11$ кВ; 2 — при $U_6 > 11$ кВ; 3 — при $U_6 < 11$ кВ

Таким образом, сходимость итерационных процессов существенно зависит от параметров схемы и параметров режима. По мере утяжеления режима (увеличения нагрузки или протяженности линии) сходимость решения уравнения (8.82) ухудшается.

Сходимость итерационных процессов зависит также от качества задания (точности выбора) начальных (нулевых) приближений напряжений в узлах и метода решения. Чем ближе к истинным (искомым) принятые начальные приближения напряжений, тем быстрее и надежнее сходится итерационный процесс.

В общем случае существование решения уравнений установившегося режима определяется в результате итерационного расчета. При этом если итерационный

процесс сходится, то решение, естественно, существует. Однако если итерационный процесс не приводит к решению, то отсюда не следует несуществование последнего [30]. В такой ситуации необходимо использовать другой метод применительно к определенной задаче, обладающий лучшей сходимостью.

Сходимость и метод решения. Рассмотрим данные положения применительно к методу Ньютона. В сравнении с зейделевской процедурой метод Ньютона характеризуется высокой сходимостью к решению. Вместе с тем метод чувствителен к качеству исходных значений напряжений в узлах. Сходимость метода гарантируется, если якобиан системы уравнений не равен нулю и начальные приближения напряжений выбраны достаточно близко к решению. В этих условиях сходимость достигается, как правило, за 3—4 итерации независимо от размера системы уравнений. В то же время эти условия не обеспечивают сходимость метода Ньютона с любых начальных приближений переменных при расчете установившихся режимов даже в некоторой области θ , в которой якобиан системы не равен нулю.

Проиллюстрируем высокую сходимость метода Ньютона. Преобразуем выражение (8.82) к виду УУН в форме баланса токов, поделив его на $R = 1/g$. Запишем уравнение в форме невязок:

$$\omega(U) = gU + \frac{P}{U} - gU_6 = 0. \quad (8.84)$$

Приняв данные поз. 2, запишем (8.82) в виде

$$\omega(U) = 0,20 \cdot U + \frac{4,0}{U} - 2,20 = 0.$$

Контроль сходимости выполним по критерию (8.25), $\eta = 0,002$ кА.

При начальном приближении $U^{(0)} = 10,0$ кВ на первой итерации получим:

$$\omega = 0,20 \cdot 10,0 + \frac{4,0}{10,0} - 2,20 = 0,20 \text{ кА};$$

$$\omega' = 0,20 - \frac{4,0}{10,0^2} = 0,16;$$

$$\Delta U^{(1)} = -\omega / \omega' = -0,20 / 0,16 = -1,25;$$

$$U^{(1)} = U^{(0)} + \Delta U^{(1)} = 10,0 - 1,25 = 8,75 \text{ кВ};$$

$$\omega(8,75) = 0,20 \cdot 8,75 + \frac{4,0}{8,75} - 2,20 = 0,71 \cdot 10^{-2}.$$

Уточним решение на второй итерации:

$$\omega' = 0,20 - \frac{4,0}{8,75^2} = 0,148;$$

$$\Delta U^{(2)} = -\frac{0,0071}{0,148} = -0,0482;$$

$$U^{(2)} = U^{(1)} + \Delta U^{(2)} = 8,75 - 0,048 \approx 8,702 \text{ кВ};$$

$$\omega(8,702) = 0,20 \cdot 8,702 + \frac{4,0}{8,702} - 2,20 = 0,64 \cdot 10^{-3},$$

т.е. решение получено уже на второй итерации, методом Якоби — на пятой итерации. Вместе с тем режим, близкий к предельному $P = 6,0$ МВт ($P < P_{\text{пр}} = 6,05$ МВт), получен за четыре итерации (табл. 8.1), методом Якоби — за 15 итераций. Отметим уменьшение производной уравнения по мере приближения к решению. Малое ее значение может рассматриваться в качестве показателя близости режима к предельному.

Таблица 8.1

Итерационный процесс по Ньютону

Номер итерации	$U^{(k)}$, кВ	$\omega(U^{(k)})$	$\frac{\partial \omega(U^{(k)})}{\partial U}$
1	10,000	0,4000	0,1400
2	7,143	0,0696	0,0824
3	6,311	0,0129	0,0493
4	6,049	0,0017	0,0360
5	6,002	0,00007	0,0334

Неоднозначность и единственность решения УУН. Для наглядности анализа представим данное уравнение графически, преобразовав зависимость для токов (8.84) в виде параболы УУН (8.22) баланса мощностей (рис. 8.6):

$$\omega(U) = -gU^2 + gU_6 U - P = 0. \quad (8.85)$$

или по данным поз. 2 имеем:

$$\omega(U) = -0,20U^2 + 2,20U - 4,0 = 0.$$

Известно, что квадратное уравнение в общем случае имеет два решения, нелинейные УУН, как правило, — несколько решений. Поэтому задача заключается в том, чтобы исследовать единственность решения для заданной мощности P при напряжении U , лежащем в заданной области [30].

Если принять $U^{(0)} < U_{\min} = 5,50$ кВ, то итерационный процесс сходится к левому корню $U' = 2,30$ кВ, а при $U^{(0)} > U_{\min}$ получим правый корень или приемлемое решение $U'' = 8,70$ кВ, т.е. решение УУН (8.85) неоднозначно и зависит от принятых начальных приближений (см. рис. 8.6). Неоднозначность решения означает, что для каждого значения P в области aa_1d_1d существуют два решения. Прямая $P = P_1 = \text{const}$ пересекает кривую установившегося режима в точках 1 и 2, т.е. для P_1 существуют два решения U' и U'' , удовлетворяющие уравнению установившегося режима (8.85). Для любого значения P меньше предела передаваемой по линии мощности существуют два решения с $U < U_6/2$ и с $U > U_6/2$. Чем ближе мощность к предельной $P_{\text{нб}}$, тем ближе эти решения (точки 3 и 4). При $P = P_{\text{нб}}$ оба решения сливаются в одно (точка 5 при $U = U_6/2$).

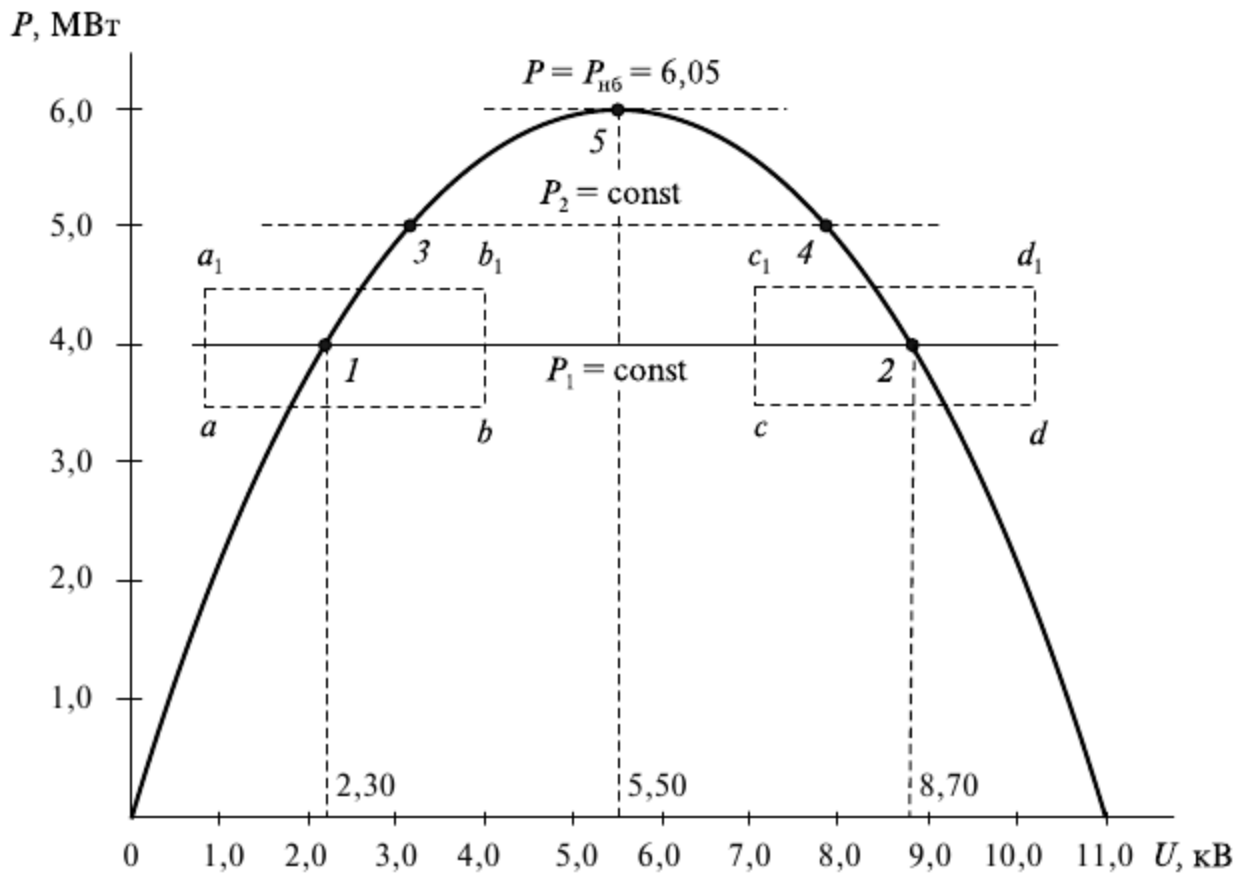


Рис. 8.6. Уравнение установившегося режима сети постоянного тока из двух узлов

Левее прямой $U = U_6 / 2$ для любых $P < P_{нб}$ (область aa_1b_1b , производная $\partial P / \partial U > 0$) и правее прямой $U = U_6 / 2$ для любых $P < P_{нб}$ (область cc_1d_1d , $\partial P / \partial U < 0$) существует единственное решение уравнения (8.85). Отметим, что при мощности, близкой к предельной $P_{нб}$, производная $\partial P / \partial U$ стремится к нулю, а решение уравнения становится неустойчивым (сходится медленно или расходится). Смена знака производной свидетельствует о прохождении предельного режима.

Сходимость, чувствительность и слабоустойчивость решений. Обратимся к системе уравнений. Сходимость решения УУН ухудшается по мере приближения матрицы коэффициентов системы к плохо обусловленной. Как правило, плохо обусловленная матрица коэффициентов характеризуется относительной малостью определителя — если он мал по сравнению с элементами этой матрицы, решение системы уравнений очень чувствительно к ошибкам округления в процессе вычислений [11, 30].

Один из крайних случаев:

$$\begin{cases} 1000x_1 + 2001x_2 = 4003 \\ x_1 + 2x_2 = 4 \end{cases} \quad (8.86)$$

Определитель этой системы $\det A = -1$. Точное решение системы (8.86) дает $x_1 = -2$; $x_2 = 3$. Если коэффициент при x_2 в первом уравнении системы (8.86) изменить всего лишь на $-0,1\%$, т.е. уменьшить до 1999, отразив тем самым погрешность округления, то решение системы уравнений дает $x_1 = 10$; $x_2 = -3$, а если этот же коэффициент увеличить на $+0,1\%$, т.е. до 2003, то решение будет $x_1 = 2$; $x_2 = 1$.

Сравнение этих ситуаций показывает, что даже очень малое изменение одного из коэффициентов (параметров схемы, нагрузок ЭС) может привести к существенной погрешности в решении. Решение системы чувствительно к изменению и погрешности данных. Система уравнений, для которой возникает подобная проблема, и называется плохообусловленной (слабоустойчивой).

Численная оценка степени плохой обусловленности очень трудоемка. На практике плохая обусловленность выявляется по некоторым внешним признакам задачи. Если диагональные элементы малы по сравнению с некоторыми недиагональными, то решение системы уравнений может оказаться затруднительным. Параметры электрической сети могут различаться по величине в несколько сотен и даже тысяч раз при учете устройств продольной компенсации, шиносоединительных выключателей, линий электропередачи очень малой протяженности либо сопротивлений средней обмотки трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. В этих случаях плохо обусловленной является не только матрица проводимостей Y , но и матрица Якоби. Элементы матрицы производных зависят как от параметров сети, так и от параметров режима. Поэтому плохая обусловленность матриц Якоби может быть следствием как очень сильного различия параметров сети, так и близости рассматриваемого режима к предельному по существованию или апериодической устойчивости.

Далее приведены примеры формирования и решения УУН различных форм и записи применительно к простейшим ЭС переменного и постоянного токов. Выполнен анализ решений при различных постановках задачи преимущественно ньютоновскими методами.

Контрольные вопросы

1. Почему расчеты режимов сложных ЭС необходимо выполнять на ЭВМ? Какие средства для этого используют?
2. Какова цель электрического расчета? Как задача формулируется математически?
3. Почему в расчетах установившихся режимов преимущественно используют уравнения узловых напряжений?
4. Что обуславливает нелинейность уравнений узловых напряжений?
5. Каковы свойства матрицы собственных и взаимных проводимостей? Как определить их элементы?
6. Как получить УУН баланса мощностей из уравнений баланса токов?
7. Какие формы записи имеют УУН? Как получить УУН в прямоугольной и полярной системах координат?
8. Что такое небаланс (невязка) УУН? Как вычислить активные и реактивные составляющие токов нагрузок в прямоугольной и полярной системе координат?
9. Какие типы узлов различают при расчете установившихся режимов ЭЭС?
10. Как учитываются опорные генераторные узлы при решении УУН в прямоугольных и полярных координатах?
11. Почему изменяется размерность системы уравнений при переходе от комплексных УУН к вещественным?
12. С какой целью для ЭС переменного тока УУН записывают в системе постоянного тока?
13. Какова общая итерационная формула решения систем нелинейных уравнений различными методами? Каким образом учитываются различия методов?
14. Каковы критерии окончания (точности) решения систем нелинейных уравнений? Какой критерий наиболее строгий?
15. В каком случае можно получить точное решение УУН? Как связаны точность решения нелинейных УУН и величины небалансов в узлах?

16. Каким образом разложение УУН в ряд Тейлора отражает точность моделирования уравнений?
17. Чем отличаются методы решения УУН нулевого, первого и второго порядков?
18. Как получить рекуррентную формулу метода Z -матрицы? В какой ситуации наиболее целесообразно его использовать?
19. Как решить систему нелинейных УУН методом Зейделя? Запишите рекуррентную формулу метода.
20. Что характеризует эффективность метода Зейделя и широкое его применение в практических алгоритмах расчета режимов?
21. Как влияет тяжесть режима (близость режима к предельному) на сходимость при расчете методом Зейделя?
22. Какова идея и область применения метода Ньютона первого порядка?
23. Как образуется система линеаризованных уравнений, решаемых в методе Ньютона?
24. Каковы достоинства и недостатки решения систем нелинейных уравнений методом Ньютона?
25. В чем суть метода Ньютона второго порядка? Почему метод обладает высокой сходимостью?
26. Какие существуют алгоритмы решения квадратичных уравнений в методе Ньютона второго порядка.
27. Какие преимущества записи УУН баланса мощностей? Чем вызвано снижение трудоемкости вычисления и формирования матрицы Якоби при использовании УУН баланса токов в прямоугольных координатах?
28. Как учитываются опорные узлы и изменяются вычислительные схемы при решении УУН в прямоугольных и полярных координатах?
29. В чем заключается второй этап расчета установившихся режимов? Запишите выражения для вычисления токо- и потокораспределения через напряжения узлов.
30. Как вычисляется мощность источника базисного по напряжению и балансирующего по мощности?
31. Какими методами решается СЛУ в алгоритмах расчета режимов? Какие свойства матрицы коэффициентов необходимо учитывать?
32. Какова связь сходимости итерационного процесса решения уравнений установившегося режима, передаваемой мощности (дальности электропередачи) и существования решения?
33. В чем заключается неоднозначность и единственность решения уравнений установившегося режима?
34. Какова зависимость сходимости итерационного решения от свойств матрицы коэффициентов системы уравнений?
35. Какая мощность называется предельной? Какие количественные критерии ее получения?
36. В чем причина плохой обусловленности уравнений и каково ее влияние на точность и сходимость решения уравнений установившегося режима?

Примеры решения задач

Задача 8.1. Определите напряжение в узле 1 простейшей ЭС 110 кВ переменного тока (рис. 8.7) методом Зейделя (сопротивления, Ом; проводимости, См; мощности, МВ·А; напряжения, кВ).

Решение. Постановка задачи алгоритмов решения. В соответствии со схемой замещения ЭС (рис. 8.7, а) нужно решить УУН вида (8.1):

$$\underline{Y}_{11}\dot{U}_1 = -\frac{\dot{S}_1^*}{U_1} + \underline{Y}_{16}U_6 \quad (8.87)$$

или в форме небалансов (8.7, 8.8) для вещественных составляющих:

$$\begin{aligned} \omega_{1'} &= q_{11}U_1' + b_{11}U_1'' - q_{16}U_6 + \frac{P_1U_1' + Q_1U_1''}{U_1'^2 + U_1''^2}; \\ \omega_{1''} &= -b_{11}U_1' + q_{11}U_1'' + \frac{P_1U_1'' - Q_1U_1'}{U_1'^2 + U_1''^2}. \end{aligned} \quad (8.88)$$

Согласно формуле (8.87):

$$\underline{U}_1^{(k+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{11}} \left(-\frac{\dot{S}_1^*}{U_1^{(k)}} + \underline{Y}_{16}\underline{U}_6 \right).$$

Отсюда для составляющих $\dot{U}_1 = U_1' + jU_1''$ получим рекуррентные формулы вида (8.34):

$$\begin{aligned} U_1' &= R \left(-\frac{P_1U_1' + Q_1U_1''}{U_1'^2 + U_1''^2} + b_{16}U_6 \right) + X \left(\frac{P_1U_1'' - Q_1U_1'}{U_1'^2 + U_1''^2} + b_{16}U_6 \right); \\ U_1'' &= R \left(-\frac{P_1U_1' + Q_1U_1''}{U_1'^2 + U_1''^2} - b_{16}U_6 \right) + X \left(\frac{P_1U_1'' - Q_1U_1'}{U_1'^2 + U_1''^2} + b_{16}U_6 \right); \\ R &= q_{11} / (q_{11}^2 + b_{11}^2); \quad X = b_{11} / (q_{11}^2 + b_{11}^2). \end{aligned} \quad (8.89)$$

Определим коэффициенты полученных выражений. Продольная проводимость ветви

$$\underline{Y}_{16} = \frac{1}{\underline{Z}} = \frac{1}{10 + j20} = 0,020 - j0,040 \text{ См.}$$

Собственная проводимость узла 1 определяется с учетом поперечной проводимости:

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{16} + j\frac{B_c}{2} = 0,020 - j0,040 + j\frac{0,135 \cdot 10^{-3}}{2} \approx 0,020 - j0,040 \text{ См.}$$

Для улучшения наглядности расчетов здесь и в дальнейшем емкостная проводимость $jB_c/2$ не учитывается.

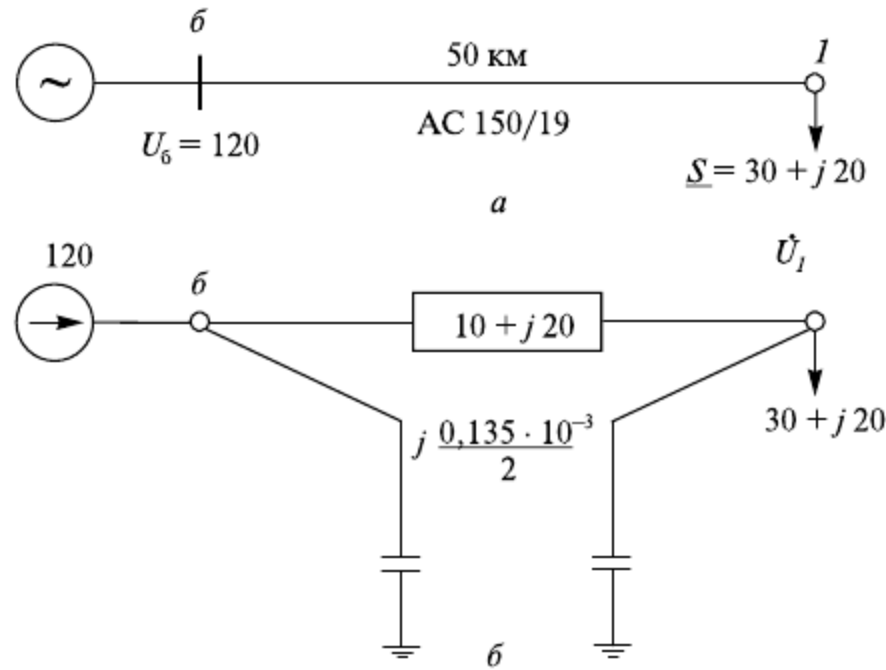


Рис. 8.7. Принципиальная (а) и схема замещения (б) электрической сети

Расчетное сопротивление схемы:

$$R = 0,020 / (0,020^2 + 0,040^2) = 10 \text{ Ом}, \quad X = 0,040 / (0,020^2 + 0,040^2) = 20 \text{ Ом}.$$

С учетом данных об ЭС (рис 8.7, б) из формулы (8.88) получим следующие УУН:

$$\begin{aligned} \omega_{I_1'} &= 0,020U_1' + 0,040U_1'' - 0,020 \cdot 120 + \frac{30U_1' + 20U_1''}{U_1'^2 + U_1''^2}; \\ \omega_{I_1''} &= -0,040U_1' + 0,020U_1'' + 0,040 \cdot 120 + \frac{30U_1'' - 20U_1'}{U_1'^2 + U_1''^2}; \end{aligned} \quad (8.90)$$

решаются эти уравнения по рекуррентным формулам (8.89):

$$\begin{aligned} U_1'^{(k+1)} &= 10 \left(-\frac{30U_1' + 20U_1''}{U_1'^2 + U_1''^2} + 2,4 \right) + 20 \left(-\frac{30U_1'' - 20U_1'}{U_1'^2 + U_1''^2} + 4,8 \right); \\ U_1''^{(k+1)} &= 10 \left(-\frac{30U_1'' - 20U_1'}{U_1'^2 + U_1''^2} - 4,8 \right) + 20 \left(-\frac{30U_1' + 20U_1''}{U_1'^2 + U_1''^2} + 2,4 \right), \end{aligned} \quad (8.91)$$

где $U_1''^{(k+1)}$ вычисляется с учетом найденного на этой же итерации $U_1'^{(k+1)}$.

Примем начальное приближение $\dot{U}_1^{(0)} = 110 + j0$ кВ, наибольшую погрешность балансирования уравнений $\eta = 0,003$ кА (в данном случае меньше на два порядка активной составляющей тока нагрузки $\eta = 0,01 P_1 / U_{\text{ном}}$). При подстановке $U_1^{(0)}$ в УУН (формула (8.90) получим $\omega_{I_1'} = 0,073$ кА, $\omega_{I_1''} = 0,218$ кА, которые не удовлетворяют критерию (8.25).

Итерация 1. Подставив $U_1^{(0)}$ в выражение $U_1'^{(1)}$ (формула (8.91), получим:

$$U_1'^{(1)} = 10 \left(-\frac{30 \cdot 110}{110^2} + 2,4 \right) + 20 \left(-\frac{20 \cdot 110}{110^2} + 4,8 \right) = 113,63 \text{ кВ}.$$

С учетом вычисленного напряжения $\underline{U}_1^{(2)} = 113,74 - j3,54 = 113,795 \angle -1,782^\circ$, кВ имеем $\omega_1'^{(2)} = -0,00822$; $\omega_1''^{(2)} = -0,00425$ кА.

Формально решение не закончено. Сравним его с решением, полученным по программе REGIM (табл. 8.2) [60]:

$$\underline{U}_1 = 113,75 - j3,33 = 113,8 \text{ кВ } \angle -1,68^\circ ;$$

$$\omega_1' = 2,95 \cdot 10^{-6}, \omega_1'' = 0,161 \cdot 10^{-6} \text{ кА.}$$

Задача 8.2. Определите по данным задачи 8.1 напряжение U_1 в ЭС (см. рис. 8.7) методом Z_y -матрицы. Допустимый небаланс $\eta = 0,003$ кА.

Решение. Установившийся режим ЭС (см. рис. 8.7) описывается УУН (8.1):

$$\underline{Y}_{11} \underline{U}_1 = -\frac{\underline{S}_1^*}{\underline{U}_1} + \underline{Y}_{16} \underline{U}_6.$$

Используя подстановку параметров $\underline{Y} = g - jb$, $\underline{S} = P + jQ$, $\underline{U} = U' + jU''$, получим УУН с действительными коэффициентами (8.7, 8.8):

$$\begin{aligned} g_{11} U_1' + b_{11} U_1'' &= -\frac{P_1 U_1' + Q_1 U_1''}{U_1'^2 + U_1''^2} + g_{16} U_6; \\ -b_{11} U_1' + g_{11} U_1'' &= -\frac{P_1 U_1'' - Q_1 U_1'}{U_1'^2 + U_1''^2} - b_{16} U_6; \end{aligned} \quad (8.92)$$

С учетом данных с параметрами схемы и нагрузок перепишем уравнения в форме небалансов:

$$\begin{aligned} \omega_{Ia1} &= 0,020 U_1' + 0,040 U_1'' + \frac{30 U_1' + 20 U_1''}{U_1'^2 + U_1''^2} - 2,4; \\ \omega_{Ipl} &= -0,040 U_1' + 0,020 U_1'' + \frac{30 U_1'' - 20 U_1'}{U_1'^2 + U_1''^2} + 4,8. \end{aligned} \quad (8.93)$$

Итерация 1. Приняв $\underline{U}_1^{(0)} = 110 + j0$ кВ, из уравнения (8.93) получим начальные значения невязок:

$$\overline{W}_t^{(0)} = \|0,0727 \quad 0,218\| \text{ кА,}$$

превышающие допустимую величину $\eta = 0,003$ кА. Силы токов в правых частях уравнений (8.92):

$$\overline{J}_t^{(0)} = \{2,127 \quad -4,618\} \text{ кА.}$$

С учетом составляющих вектора $\overline{J}^{(0)}$ перепишем уравнения (8.92) в матричном виде:

$$\begin{bmatrix} 0,020 & 0,040 \\ -0,040 & 0,020 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U'_i \\ U''_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,127 \\ -4,618 \end{bmatrix};$$

решение получим с помощью \underline{Z}_y -матрицы ($\underline{Z}_y = \underline{Y}^{-1}$);

$$\begin{bmatrix} U'^{(1)}_i \\ U''^{(1)}_i \end{bmatrix} = \frac{1}{0,0020} \begin{bmatrix} 0,020 & -0,040 \\ 0,040 & 0,020 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 2,127 \\ -4,618 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 113,63 \\ -3,64 \end{bmatrix}. \quad (8.94)$$

Значениям $\dot{U}^{(1)}$ соответствуют невязки (8.93):

$$\overline{W}_i^{(1)} = \{-0,0149 \quad 0,0020\} \text{ кА.}$$

Итерация 2. Уточнив через $\dot{U}^{(1)}$ правые части уравнения (8.92)

$$\overline{J}_i^{(1)} = \{2,142 \quad -4,616\} \text{ кА,}$$

по матричному выражению вида (8.94) получим:

$$\underline{U}_1^{(2)} = 113,74 - j3,32 = 113,79 \angle -1,672^\circ \text{ кВ,}$$

принимая за решение, так как соответствующие напряжению $U_1^{(2)}$ небалансов

$$\overline{W}_i^{(2)} = \{0,00041 \quad 0,00062\} \text{ кА}$$

не превышают допустимого значения ($\omega_i \leq 0,003 \text{ кА}$).

Задача 8.3. Определите напряжение \underline{U}_1 в рассматриваемой ЭС (см. рис. 8.7) методом Ньютона, решив УУН в форме баланса токов; допустимый баланс $\eta = 0,003 \text{ кА}$.

Решение. Запишем в функции невязок УУН, полученные в предыдущем примере:

$$\begin{aligned} \omega_{al} &= 0,020U'_1 + 0,040U''_1 - 2,40 + \frac{30U'_1 + 20U''_1}{U'^2_1 + U''^2_1}; \\ \omega_{pl} &= -0,040U'_1 + 0,020U''_1 + 4,80 + \frac{30U''_1 + 20U'_1}{U'^2_1 + U''^2_1}. \end{aligned} \quad (8.95)$$

Приняв за исходное приближение напряжения его номинальное значение $\dot{U}_1 = 110 + j0 \text{ кВ}$, имеем начальные невязки

$$\overline{W}_i^{(0)} = \|0,0727 \quad 0,218\| \text{ кА,}$$

значения которых больше допустимых $\omega_i > 0,003$.

Итерация 1. Выполнив операцию дифференцирования уравнений (8.95) по искомым переменным U'_1 и U''_1 , получим выражения элементов матрицы Якоби:

$$\frac{\partial \omega_{al}}{\partial U'_1} = 0,020 - \frac{30(U'^2_1 + U''^2_1) - 2U'_1(30U'_1 + 20U''_1)}{U^4_1};$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \omega_{a1}}{\partial U_1''} &= 0,040 + \frac{20(U_1'^2 + U_1''^2) - 2U_1''(30U_1' + 20U_1'')}{U_1^4}; \\
\frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_1'} &= -0,040 + \frac{-20(U_1'^2 + U_1''^2) - 2U_1'(30U_1'' - 20U_1')}{U_1^4}; \\
\frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_1''} &= 0,020 + \frac{30(U_1'^2 + U_1''^2) - 2U_1''(30U_1'' - 20U_1')}{U_1^4}.
\end{aligned} \tag{8.96}$$

При принятом $\dot{U}_1^{(2)} = 100 + j0$ кВ имеем матрицу Якоби

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \omega_{a1}}{\partial U_1'} & \frac{\partial \omega_{a1}}{\partial U_1''} \\ \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_1'} & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_1''} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0175 & 0,0416 \\ -0,0385 & 0,0225 \end{bmatrix}$$

и соответствующую линеаризованную систему УУН:

$$\begin{aligned}
0,0175\Delta U_1' + 0,0416\Delta U_1'' &= -0,0727; \\
-0,0383\Delta U_1' + 0,0225\Delta U_1'' &= -0,218,
\end{aligned}$$

решение которой определяет поправки переменных

$$\Delta U_1'^{(1)} = 3,75, \quad \Delta U_1''^{(1)} = -3,32 \text{ кВ.}$$

Первое приближение $\dot{U}_1^{(1)}$ найдем на внешнем шаге метода Ньютона:

$$\begin{aligned}
U_1'^{(1)} &= U_1'^{(0)} + \Delta U_1'^{(1)} = 110 + 3,75 = 113,75; \\
U_1''^{(1)} &= U_1''^{(0)} + \Delta U_1''^{(1)} = 0 - 3,32 = -3,32.
\end{aligned}$$

Подстановка $\dot{U}_1^{(1)}$ в формулу (8.95) дает следующие значения невязок:

$$\bar{W}_t^{(1)} = \|0,00046 \quad 0,000239\| \text{ кА.}$$

Оба предыдущих уравнения сбалансированы с достаточной точностью ($\omega_j < 0,003$), полученные составляющие напряжения

$$\dot{U}_1^{(2)} = 113,75 - j3,32 = 113,8 \angle -1,672^\circ \text{ кВ}$$

являются решением рассматриваемых нелинейных УУН.

Задача 8.4. Решите рассматриваемую задачу (см. рис. 8.7) методом Ньютона применительно к УУН в форме баланса мощностей.

Допустимый небаланс $\eta = 0,03$ МВт (Мвар).

Решение. Для заданной двухузловой ЭС (см. рис. 8.7) перепишем УУН (8.13, 8.14) в виде:

$$\begin{aligned} -P_1 &= U_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_{\delta} Y_{1\delta} \sin(\delta_1 - \alpha_{1\delta}); \\ -Q_1 &= U_1^2 Y_{11} \cos \alpha_{11} - U_1 U_{\delta} Y_{1\delta} \cos(\delta_1 - \alpha_{1\delta}). \end{aligned} \quad (8.97)$$

С учетом параметров схемы ЭС (задача 8.1)

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{1\delta} &= 0,020 - j0,040 = 0,0447 \angle -63,43^\circ; \quad \alpha_{1\delta} = 90^\circ - 63,43^\circ = 26,57^\circ; \\ \underline{Y}_{11} &= \underline{Y}_{1\delta} + jB_c / 2 = 0,020 - j0,040 + j \frac{0,135}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0447 \angle -63,40^\circ; \\ \alpha_{11} &= 90^\circ - 63,4^\circ = 27,6^\circ; \quad U_{\delta} = 120 \text{ кВ}; \quad \underline{S}_1 = 30 + j20 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Представим УУН (8.97) в виде небалансов:

$$\begin{aligned} W_{P_1} &= -0,020 U_1^2 - 5,366 U_1 \sin(\delta_1 - 26,57^\circ) - 30; \\ W_{Q_1} &= -0,040 U_1^2 + 5,366 U_1 \cos(\delta_1 - 26,57^\circ) - 20. \end{aligned} \quad (8.98)$$

Искомými переменными небалансов являются модуль U_1 и фаза δ_1 напряжения \dot{U}_1

Итерация 1. Примем начальное приближение $U_1^{(0)} = 110 \text{ кВ}$, $\delta_1^{(0)} = 0^\circ$. Из уравнений (8.98) имеем вектор небалансов

$$\bar{W}_t^{(0)} = \begin{bmatrix} \omega_{P_1}^{(0)} & \omega_{Q_1}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -7,996 & 23,998 \end{bmatrix} \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

составляющие которого превышают допустимые значения ($\eta = 0,03$).

Продифференцировав уравнения (8.98) по искомым переменным, получим элементы матрицы Якоби:

$$\begin{aligned} \partial \omega_{P_1} / \partial \delta_1 &= -5,366 U_1 \cos(\delta_1 - 26,57^\circ); \\ \partial \omega_{P_1} / \partial U_1 &= -0,040 U_1 - 5,366 \sin(\delta_1 - 26,57^\circ); \\ \partial \omega_{Q_1} / \partial \delta_1 &= -5,366 U_1 \sin(\delta_1 - 26,57^\circ); \\ \partial \omega_{Q_1} / \partial U_1 &= -0,080 U_1 + 5,366 \cos(\delta_1 - 26,57^\circ). \end{aligned} \quad (8.99)$$

При $U_1^{(0)} = 110 \text{ кВ} \angle 0^\circ$ имеем матрицу Якоби:

$$\frac{\partial W}{\partial U} = \begin{bmatrix} \partial \omega_{P_1} / \partial \delta_1 & \partial \omega_{P_1} / \partial U_1 \\ \partial \omega_{Q_1} / \partial \delta_1 & \partial \omega_{Q_1} / \partial U_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -527,92 & -1,9998 \\ 264,02 & -4,0007 \end{bmatrix}.$$

Систему линеаризованных уравнений можно записать в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} -527,92 & -1,9998 \\ 264,02 & -4,0007 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(1)} \\ \Delta U_1^{(1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -7,996 \\ 23,998 \end{bmatrix}.$$

Решим эту задачу, например, методом Гаусса и получим поправки

$$\Delta\delta_1^{(1)} = 0 - 0,0303 \text{ рад} = -1,736^\circ; \quad \Delta U_1^{(1)} = 3,999 \text{ кВ.}$$

Первое приближение переменных:

$$\delta_1^{(1)} = 0 - 1,736^\circ = -1,736^\circ; \quad U_1^{(1)} = 110 + 3,999 = 113,999 \text{ кВ.}$$

В результате первого приближения (итерации) УУН сбалансированы со следующими невязками:

$$\overline{W}_t^{(1)} = [0,1496 \quad -1,2568] \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Итерация 2. Через $\dot{U}_1^{(1)} = 113,999 \text{ кВ} \angle -1,736^\circ$ уточним элементы матрицы Якоби (8.99). Сформируем линейные уравнения:

$$\begin{bmatrix} -538,57 & -2,0155 \\ 290,06 & -4,3955 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\delta_1^{(2)} \\ \Delta U_1^{(2)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0,1496 \\ -1,2568 \end{bmatrix}.$$

Из решения получим поправки:

$$\Delta\delta_1^{(2)} = 0,00108 \text{ рад} = 0,062^\circ; \quad \Delta U_1^{(2)} = -0,215 \text{ кВ.}$$

Второе приближение переменных:

$$\delta_1^{(2)} = -1,736^\circ + 0,062^\circ = -1,674^\circ;$$

$$U_1^{(2)} = 113,999 - 0,215 = 113,784 \text{ кВ;}$$

соответствующие им небалансы УУН (8.98)

$$\overline{W}_t^{(2)} = [0,0988 \cdot 10^{-3} \quad -0,684 \cdot 10^{-3}] \text{ МВ}\cdot\text{А,}$$

что меньше допустимых. Поэтому второе приближение

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_1^{(2)} = 113,78 \angle -1,67^\circ \text{ кВ}$$

принимается за решение УУН.

Данное решение практически совпадает с предыдущими значениями U_1 , полученными в задачах 8.1—8.3. Приведенные численные иллюстрации алгоритмов решения одной и той же задачи применительно к различным формам УУН и методам их решения позволяют сопоставить приведенные математические модели и трудоемкость соответствующих алгоритмов решения систем нелинейных уравнений.

Решение УУН представляет наиболее трудоемкую часть общей задачи расчета установившихся режимов на ЭВМ. Другие параметры режима определяются через вычисленные напряжения по классическим соотношениям теории электрических цепей (см. подраздел 8.4).

Задача 8.5. Определите электрические параметры установившегося режима схемы ЭС (см. рис. 8.7) на основе решения УУН, полученного в предыдущей задаче.

Решение. Из решения УУН имеем \dot{U}_1 , которое перепишем в алгебраической форме:

$$\dot{U}_1 = 113,784e^{-j1,674^\circ} = 113,735 - j3,324 \text{ кВ.}$$

Для данной схемы (см. рис. 8.7) определим:

силу тока ветви

$$\begin{aligned} i_{16} &= \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{U}_6 - \dot{U}_1) \frac{1}{Z_{61}} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{(120 - 113,735 + j3,324)}{10 + j20} = 0,1831e^{-j35,49^\circ} \text{ кА;} \end{aligned}$$

мощность в начале ветви (генерируемая источником)

$$\underline{S}_{61} = \sqrt{3} \dot{U}_6^* i_{16} = \sqrt{3} \cdot 120 \cdot 0,1831e^{j35,49^\circ} = 30,987 + j22,094 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

мощность в конце ветви (потребляемая нагрузкой)

$$\underline{S}_{16} = \sqrt{3} \dot{U}_1^* i_{16} = \sqrt{3} \cdot 113,784e^{-j1,674^\circ} \cdot 0,1831e^{j35,49^\circ} = 29,980 + j20,082 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Заметим, что различие мощностей \underline{S}_{16} и \underline{S}_{61} не превышает принятый допустимый небаланс $\eta = 0,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Потери мощности

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = \underline{S}_{61} - \underline{S}_{16} = 3 \cdot 0,1831^2 \cdot (10 + j20) = 1,006 + j2,012 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Результаты расчета установившегося режима ЭС представлены на рис. 8.8, б.

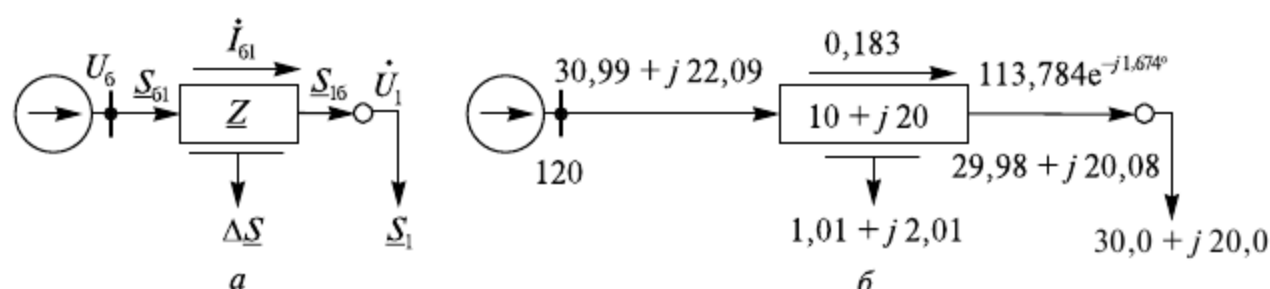


Рис. 8.8. Представление параметров режима: а — общее; б — расчетное

В заключение приведем решение данной задачи инженерным методом. Мощность, генерируемая источником, превышает потребляемую нагрузкой мощность на потери

$$\Delta \underline{S} = S_1^2 \underline{Z} / U_1^{(0)2} = \frac{30^2 + 20^2}{110^2} (10 + j20) = 1,07 + j2,14 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_\delta = \underline{S} + \Delta \underline{S} = 30 + j20 + 1,07 + j2,14 = 31,07 + j22,14 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Напряжение в конце линии отличается от напряжения в начале на падение напряжения:

$$\begin{aligned}\Delta \underline{U} &= \underline{S}_6^* \underline{Z} / U_6 = \frac{P_6 R + Q_6 X}{U_6} + j \frac{P_6 X - Q_6 R}{U_6} = \\ &= \frac{31,07 \cdot 10 + 22,14 \cdot 20}{120} + j \frac{31,07 \cdot 20 - 22,14 \cdot 10}{120} = 6,28 + j3,33 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_1^{(1)} &= U_6 - \Delta \dot{U} = 120 - 6,28 - j3,33 = 113,77 e^{-j1,676^\circ} \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Полученное первое приближение можно уточнить, если вместо номинального $\dot{U}_1^{(0)}$ использовать уточненное напряжение $\dot{U}_1^{(1)}$. Сопоставление результатов с расчетами на ЭВМ (см. табл. 8.2) свидетельствует о приемлемой точности первого приближения инженерного расчета.

Задача 8.6. В рассматриваемой двухузловой ЭС (см. рис.8.7) нагрузочный узел I заменен опорным генераторным узлом типа P , $U = \text{const}$ с располагаемой реактивной мощностью в пределах $Q_{\min} = 0$; $Q_{\max} = -25$ Мвар (рис. 8.9). Выполните электрический расчет сети методом Ньютона.

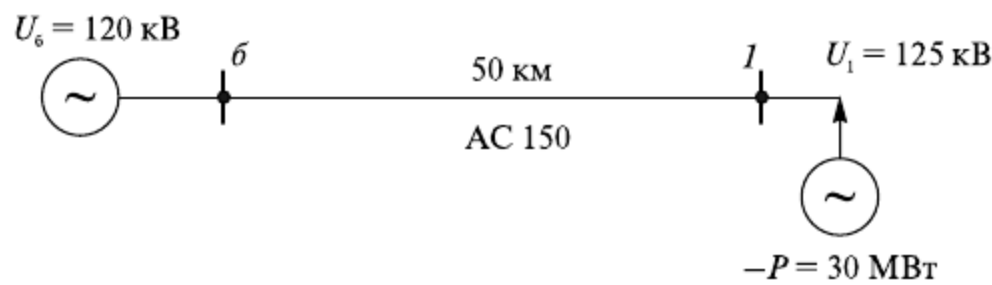


Рис. 8.9. Электрическая сеть с опорным узлом типа P , $U = \text{const}$

Решение. Постановка и характеристика задачи. Для описания режима воспользуемся УУН баланса мощности в прямоугольных координатах (8.54—8.56):

$$\begin{aligned}\omega_{P_1} &= g_{11} (U_1'^2 + U_1''^2) - g_{16} (U_1' U_6' + U_1'' U_6'') - \\ &\quad - b_{16} (U_1' U_6'' + U_1'' U_6') + P_1 = 0; \\ \omega_{Q_1} &= U_1'^2 + U_1''^2 - U_1^2 = 0.\end{aligned}$$

С учетом известных параметров режима и схемы ЭС (задача 8.1)

$$\begin{aligned}U_6 &= 120 + j0 \text{ кВ}; U_1 = 125 \text{ кВ}; -P_1 = 30 \text{ МВт}; \\ Y_{16} &= 0,020 - j0,040 \text{ См}; \\ Y_{11} &= 0,020 - j0,040 + j\frac{1}{2}0,135 \cdot 10^{-3} \approx 0,020 - j0,040 \text{ См}\end{aligned}$$

запишем УУН (8.97) в виде

$$\begin{aligned}\omega_{P_1} &= 0,020(U_1'^2 + U_1''^2) - 2,4U_1' + 4,8U_1'' - 30 = 0; \\ \omega_{Q_1} &= U_1'^2 + U_1''^2 - 125^2 = 0.\end{aligned} \tag{8.100}$$

Данная система уравнений решается относительно составляющих комплекса напряжения $\dot{U} = U_1' + jU_1''$ с допустимым небалансом $\eta = 0,03$ МВт. Искомыми (зависимыми) переменными узла P_1 , U_1 являются фаза напряжения δ_1 и реактивная мощность Q_1 источника.

Итерация 1. Приняв $\dot{U}_1^{(0)} = 125 + j0$ кВ, из формулы (8.100) получим начальные небалансы уравнений

$$\overline{W}_t^{(0)} = [-17,5 \quad 0,0] \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

превышающие допустимые значения η .

Получим выражения производных уравнений (8.100) по всем переменным:

$$\begin{aligned} \partial P_1 / \partial U_1' &= 0,040U_1' - 2,4; \quad \partial P_1 / \partial U_1'' = 0,040U_1'' + 4,8; \\ \partial Q_1 / \partial U_1' &= 2U_1'; \quad \partial Q_1 / \partial U_1'' = 2U_1''. \end{aligned} \quad (8.101)$$

Для начальных значений переменных имеем матрицу Якоби

$$\partial W / \partial U = \begin{bmatrix} 2,6 & 4,8 \\ 250 & 0,0 \end{bmatrix}.$$

Сформируем линеаризованную систему уравнений вида (8.46)

$$\begin{bmatrix} 2,6 & 4,8 \\ 250 & 0,0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta U_1' \\ \Delta U_1'' \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -17,5 \\ 0,0 \end{bmatrix},$$

решение которой дает поправки переменных

$$\dot{U}_t^{(1)} = [0,0 \quad 3,646] \text{ кВ}.$$

Уточним переменные на внешнем шаге (8.57)

$$\dot{U}_t^{(1)} = [125 \quad 3,646] \text{ кВ},$$

в соответствии с которыми имеем небалансы уравнений (8.100)

$$\overline{W}_t^{(1)} = [0,2657 \quad 13,293] \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

превышающие допустимую величину η .

Итерация 2. По результатам первого приближения $\dot{U}_1 = 125 + j3,646$ уточним составляющие матрицы Якоби (8.101). Сформируем СЛУ с учетом новых правых частей $\overline{W}^{(1)}$:

$$\begin{aligned}2,6\Delta U_1' + 4,946\Delta U_1'' &= -0,2657; \\ 250\Delta U_1' + 7,292\Delta U_1'' &= -13,293,\end{aligned}$$

из решения которой, например методом Крамера, получим поправки переменных:

$$\Delta U_1'^{(2)} = -0,0524 \text{ кВ}; \quad \Delta U_1''^{(2)} = -0,0262 \text{ кВ}.$$

Второе приближение переменных

$$\begin{aligned}U_1'^{(2)} &= 125 - 0,0524 = 124,95 \text{ кВ}; \\ U_1''^{(2)} &= 3,646 - 0,0262 = 3,62 \text{ кВ}\end{aligned}$$

можно принять в качестве решения данного УУН

$$\bar{U}_1 \approx \dot{U}_1^{(2)} = 124,95 + j 3,62 = 125 \angle 1,659^\circ \text{ кВ}$$

с допустимым небалансом активной мощности опорного генераторного узла ($\eta = 0,03 \text{ МВт}$)

$$\omega_{P_1} = (U_1^{(2)}) = 0,008 \text{ МВт}$$

и высокой точностью фиксации заданного напряжения

$$\xi = \left(124,95^2 + 3,62^2 \right)^{\frac{1}{2}} - 125 = 2,43 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}.$$

Искомая фаза напряжения опорного узла

$$\delta_1 = \arctg(3,62 / 124,95) = 1,659^\circ.$$

Для поддержания заданного напряжения в опорном узле необходимо генерировать реактивную мощность, определяемую по выражению (8.62)

$$\begin{aligned}Q_1^\Gamma &= b_{11} \left(U_1'^2 + U_1''^2 \right) - b_{16} U_1' U_6 + g_{16} U_1'' = \\ &= -0,040 \left(124,95^2 + 3,62^2 \right) + 0,040 \cdot 124,95 \cdot 120 + \\ &\quad + 0,020 \cdot 3,62 \cdot 120 = -16,55 \text{ Мвар}.\end{aligned}$$

Требуемая генерация Q_1^Γ не выходит за пределы располагаемой реактивной мощности источника, что позволяет сохранить его в качестве опорного. Аналогичные результаты получены на ЭВМ (табл. 8.3).

Таблица 8.3

Расчет установившегося режима на ЭВМ

Номер узла	Граничные узлы		Поток P	Поток Q	Потери P	Потери Q	Ток	Qс
	начало	конец	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кА	Мвар
	U	Фаза	P ген	Q ген.	P наг.	Q наг.	P нб	Q нб
	кВ	град	МВт	Мвар	МВт	Мвар	МВт	Мвар
Район N = 0								
Узел 1	1	10	−30.00	−16.56	.75	1.50	.158	.00
	125.0	1.66	30.00	16.56	.00	.00	.00	.00
Узел 10	10	1	29.25	15.06	.75	1.50	.158	.00
	120.0	.00	−29.25	−15.06	.00	.00	.00	.00
Номер бал.уз. — 10 Точность расчета — .03 Температура — 20.00 Число узлов — 2 Число ветвей — 1 Число тр-ов — 0 Число итераций — 3 Потери мощности в сети: активной — 75 МВт реактивной — 1.50 Мвар Потери в линиях — .75 МВт МВт 1.50 Мвар Потери в трансформаторах — .00 МВт .00 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях — .00 Мвар Суммарная генерация — 30.00 МВт, потребление — 29.25 МВт								

Задача 8.7. Решите предыдущую задачу методом Ньютона применительно к УУН баланса мощности в полярной системе координат. Найдите решение для следующих интервалов располагаемой реактивной мощности источника I :

$$1. Q_{\min} = 0; Q_{\max} = -25 \text{ Мвар.}$$

$$2. Q_{\min} = 0; Q_{\max} = -10 \text{ Мвар.}$$

Решение. Постановка и характеристика задачи. Для двухузловой ЭС (см. рис. 8.9) запишем УУН (8.13, 8.14) в виде:

$$\begin{aligned} \omega_{P1} &= U_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} - U_1 U_6 Y_{16} \sin(\delta_1 - \alpha_{16}) - P_1 = 0; \\ \omega_{Q1} &= -U_1^2 Y_{11} \cos \alpha_{11} + U_1 U_6 Y_{16} \cos(\delta_1 - \alpha_{16}) - Q_1 = 0. \end{aligned} \quad (8.102)$$

В отличие от решения УУН в декартовой системе в данном случае уравнение для искомой (зависимой) реактивной мощности опорного узла исключается из системы (8.102). С учетом данных схемы ЭС (задача 8.6) решается уравнение

$$\omega_{P1} = -0,020 U_1^2 - 5,366 U_1 \sin(\delta_1 - 26,57^\circ) - P_1 = 0.$$

Для узла I с фиксированной генерацией $-P_1 = 30$ МВт и напряжением $U_1 = 125$ кВ в итоге получим нелинейное уравнение с одной переменной δ_1

$$\omega_{P1}(\delta_1) = -312,5 - 670,75 \sin(\delta_1 - 26,57^\circ) - 30 = 0, \quad (8.103)$$

по результатам решения которого (с допустимым небалансом $\eta = 0,03$ МВт) контролируется выполнение ограничения (8.19) для реактивной мощности опорного узла

$$Q_1^r = -625 + 670,75 \cdot \cos(\delta_1 - 26,57^\circ). \quad (8.104)$$

Случай 1. Располагаемая реактивная мощность $Q_{\min} = 0$; $Q_{\max} = -25$ Мвар .

Итерация 1. Для начального значения $\delta_1 = 0^\circ$ имеем небаланс уравнения (8.103) $\omega_{p1}^{(1)} = 17,52$ МВт, превышающий допустимое значение. Матрица Якоби «сжимается» до одной производной

$$\partial \omega_{p1} / \partial \delta_1 = -670,75 \cos(\delta_1 - 26,57^\circ), \quad (8.105)$$

а СЛУ — до одного линейного уравнения

$$\partial \omega_{p1} \Delta \delta_1 / \partial \delta_1 = -\omega_{p1}.$$

В итоге получим первое приближение переменной

$$\Delta \delta_1^{(1)} = \delta_1^{(1)} = -\omega_p / (\partial \omega_p / \partial \delta) = -17,52 / -599,91 = 0,0292 \text{ рад} = 1,673^\circ$$

и соответствующее значение небаланса (8.102)

$$\omega_{p1} \left(\delta_1^{(1)} \right) = -0,1221 \text{ МВт},$$

превышающее допустимую величину.

Итерация 2. Уточнив производную уравнения (8.104) для $\delta_1^{(1)} = 1,673^\circ$, получим поправку переменной

$$\delta_1^{(2)} = 0,1221 / -608,4 = -0,2007 \cdot 10^{-3} \text{ рад} = -0,0115^\circ,$$

значение переменной

$$\delta_1^{(2)} = 1,673^\circ - 0,0115^\circ = 1,6615^\circ$$

и небаланс решаемого уравнения (8.103)

$$\omega_{p1} \left(\delta_1^{(2)} \right) = 0,0366 \cdot 10^{-3} \text{ МВт}.$$

С учетом достижения заданной точности решения уравнения (8.103) второе приближение фазы $\bar{\delta}_1 \approx \delta_1^{(2)} = 1,662^\circ$ и соответствующее значение генерации (8.104)

$$Q_1^r = -16,64 \text{ Мвар}$$

принимаются в качестве решения данной задачи.

Случай 2. Располагаемая реактивная мощность $Q_{\min} = 0$; $Q_{\max} = -10$ Мвар. Расчетная генерация $Q_1^r = -16,64$ Мвар превышает предельную и не может быть реализована. Закрепляется (регулируется) генерация в узле на предельном значении $-Q_1^r = 10$ Мвар.

Генераторный узел 1 становится неопорным. Уравнение для реактивной мощности возвращается в систему (8.102), записываемой в виде

$$\begin{aligned}\omega_{p1} &= -0,020U_1^2 - 5,366U_1 \sin(\delta_1 - 26,57) + 30 = 0; \\ \omega_{q1} &= -0,040U_1^2 + 5,366U_1 \cos(\delta_1 - 26,57) + 10 = 0.\end{aligned}\quad (8.106)$$

С учетом предыдущих приближений переменных $U_1^{(2)} = 125$ кВ, $\delta^{(2)} = 1,662^\circ$ имеем следующий небаланс уравнения (8.105):

$$\overline{W}_t = [-0,002 \quad -6,64] \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

значения которого больше допустимого.

Итерация 3. УУН (8.106) решаются относительно модуля U_1 и фазы δ_1 напряжения. Для принятых приближений переменных, используя выражения производных (задача 8.4), получим элементы матрицы Якоби:

$$\begin{aligned}\partial \omega_{p1} / \partial \delta_1 &= -608,36; & \partial \omega_{p1} / \partial U_1 &= -2,74; \\ \partial \omega_{q1} / \partial \delta_1 &= 282,49; & \partial \omega_{q1} / \partial U_1 &= -5,133.\end{aligned}$$

С учетом возникшего небаланса реактивной мощности сформируем СЛУ:

$$\begin{bmatrix} -608,36 & -2,740 \\ 282,49 & -5,133 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(3)} \\ \Delta U_1^{(3)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -0,002 \\ -6,64 \end{bmatrix},$$

решение которой

$$\Delta \delta_1^{(3)} = 0,004672 \text{ рад} = 0,268^\circ; \Delta U_1^{(3)} = -1,037$$

позволяет уточнить переменные

$$\begin{aligned}\delta_1^{(3)} &= 1,662 + 0,268 = 1,93^\circ; \\ U_1^{(3)} &= 125 - 1,037 = 123,96 \text{ кВ};\end{aligned}$$

и небаланс УУН (8.106)

$$\overline{W}_t = [-0,0014 \quad -0,064] \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Небалансы незначительно превышают допустимые. Решение можно уточнить на следующей итерации, выполняемой аналогично (см. также задачу 8.4). Однако ограничимся результатами данной итерации, в соответствии с результатами которой ясно, что снижение генерации (возбуждения) на станции от 1 до 10 Мвар вызывает уменьшение напряжения на 1 кВ. В заключение получим (аналогично задаче 8.5) решение в первом приближении инженерным методом:

$$\Delta \underline{S} = \left(\frac{\underline{S}_1}{U_1^{(2)}} \right)^2 \underline{Z} = \frac{30^2 + 10^2}{125^2} (10 + j20) = 0,64 + j1,28 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_6 = \underline{S} - \Delta \underline{S} = 30 + j10 - 0,64 - j1,28 = 29,36 + j8,72 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{U} = \underline{S}^* \underline{Z} / U_6 = \frac{29,36 \cdot 10 + 8,72 \cdot 20}{120} + j \frac{29,36 \cdot 20 - 8,72 \cdot 20}{120} = 3,90 + j4,16 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_1^3 = 120 + 3,90 + j4,16 = 123,97 \text{ кВ} \angle 1,923^\circ.$$

Сопоставление данных результатов и расчета на ЭВМ (табл. 8.4) свидетельствует о практической точности, достигнутой на третьей итерации ньютоновского процесса.

Таблица 8.4

Расчет установившегося режима на ЭВМ

Номер узла	Граничные узлы		Поток Р	Поток Q	Потери Р	Потери Q	Ток	Qс
	начало	конец	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кА	Мвар
	U	Фаза	Р ген	Q ген.	Р наг.	Q наг.	Р нб	Q нб
	кВ	град	МВт	Мвар	МВт	Мвар	МВт	Мвар
Район N = 0								
Узел 1	1	10	-30.00	-10.00	.65	1.30	.147	.00
	124.0	1.93	30.00	10.00	.00	.00	.00	.00
Узел 10	10	1	29.35	8.70	.65	1.30	.147	.00
	120.0	.00	-29.35	-8.70	.00	.00	.00	.00
Номер бал.уз. — 10 Точность расчета — .03 Температура — 20.00								
Число узлов — 2 Число ветвей — 1 Число тр-ов — 0 Число итераций — 3								
Потери мощности в сети: активной — .65 МВт								
реактивной — 1.30 Мвар								
Потери в линиях — .65 МВт МВт 1.30 Мвар								
Потери в трансформаторах — .00 МВт .00 Мвар								
Генерация реактивной мощности в линиях — .00 Мвар								
Суммарная генерация — 30.00 МВт, потребление — 29.35 МВт								

Задача 8.8. Определите напряжение в перегруженной электрической сети напряжением 10 кВ (рис. 8.10), представленной в системе постоянного тока, методом Ньютона второго порядка, сопоставив его с методом Ньютона первого порядка.

Решение. С ростом электрических нагрузок возрастает нелинейность уравнений установившихся режимов, что ухудшает их сходимость к решению. Покажем, что более полный учет нелинейности позволяет улучшить сходимость, в данном случае, путем уменьшения небаланса на отдельной итерации.

Для ЭС (см. рис. 8.10) имеем нелинейное уравнение (8.21) с одной переменной

$$\omega(U) = 0,50U + \frac{8,0}{U} - 5,50 = 0. \quad (8.107)$$

Приняв исходное приближение $U^{(0)} = 10$ кВ, получим небаланс уравнения

$$\omega(U^{(0)}) = 0,50 \cdot 10,0 + \frac{8,0}{10,0} - 5,50 = 0,300.$$

Производная данного уравнения по переменной U

$$\partial \omega / \partial U = 0,50 - \frac{8,0}{U^2} = 0,50 - \frac{8,0}{10,0^2} = 0,420.$$

Тогда приращение переменной по Ньютону (приращение первого порядка)

$$\Delta U_1 = -\left(\frac{\partial \omega}{\partial U}\right)^{-1} \omega(U) = -\frac{0,300}{0,420} = -0,714.$$

Первое приближение к решению по Ньютону

$$U_1^{(1)} = U^{(0)} + \Delta U_1 = 10,0 - 0,714 = 9,286$$

уменьшает небаланс уравнения (8.107) до величины

$$\omega_{(1)}^{(1)} = 0,50 \cdot 9,286 + \frac{8,0}{9,286} - 5,50 = 0,0045.$$

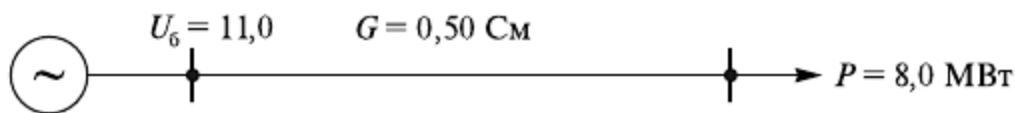


Рис. 8.10. Электрическая сеть напряжением 10 кВ с повышенной нагрузкой

Переходим к квадратичному моделированию уравнения (8.107), вторая производная которого равна

$$\partial^2 \omega / \partial U^2 = 2 \cdot 8,0 / U_{(0)}^3 = 16,0 / 10,0^3 = 0,016.$$

Тогда правая часть СЛУ (8.45)

$$-\omega(U^{(0)}) - \frac{1}{2} \frac{\partial^2 \omega}{\partial U^2} \Delta U_1^2 = -0,300 - \frac{1}{2} \cdot 0,016 \cdot 0,714^2 = -0,304,$$

с учетом которой линейное уравнение вида (8.45)

$$0,420 \Delta U_{(2)} = -0,304,$$

откуда получим результирующее приращение второго порядка

$$\Delta U_{(2)} = -0,724$$

и первое приближение к решению по данному методу

$$U_{(2)}^{(1)} = U^{(0)} + \Delta U_{(2)}^{(1)} = 10,0 - 0,724 = 9,276.$$

Отметим, что по методу Ньютона второго порядка величина небаланса уравнения

$$\omega_{(2)}^{(1)} = 0,50 \cdot 9,276 + \frac{8,0}{9,276} - 5,50 = 0,00040$$

уменьшилась в сравнении с $\omega_{(1)}^{(1)}$ более чем в 10 раз.

Проиллюстрируем другой способ построения итерационной процедуры второго порядка в соответствии с выражениями (8.48)—(8.51).

Сформулируем вспомогательное линейное уравнение вида (8.51)

$$\left(\frac{\partial \omega}{\partial U} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial U^2} \Delta U_1 \right) \delta U = -\frac{1}{2} \frac{\partial^2 \omega}{\partial U^2} \Delta U_1^2,$$

с учетом выполненного одного шага по методу Ньютона

$$[0,420 + 0,016 \cdot (-0,714)] \delta U = -\frac{1}{2} \cdot 0,016 \cdot 0,714^2,$$

или

$$0,4085 \delta U = -0,004078,$$

откуда найденная корректирующая поправка δU позволяет получить по выражению (8.50) результирующее приращение

$$\Delta U_{(2)} = \Delta U_N + \delta U = -0,714 - 0,00998 \approx -0,724$$

и первое приближение к решению

$$U^{(1)} = U^{(0)} + \Delta U_{(2)} = 10,0 - 0,724 = 9,276,$$

совпадающее с результатом предыдущего решения по рассматриваемому методу Ньютона второго порядка.

Задача 8.9. Для ЭС 10 кВ постоянного тока (рис. 8.11) определите напряжения методом Ньютона второго порядка.

Решение. Для ЭС имеем следующие УУН в системе постоянного тока (8.21):

$$W_1(\bar{U}) = 1,50U_1 - 0,50U_2 - \frac{2,0}{U_1} - 11,0 = 0; \quad (8.108)$$

$$W_2(\bar{U}) = -0,50U_1 + 2,50U_2 + \frac{4,0}{U_2} - 22,0 = 0.$$

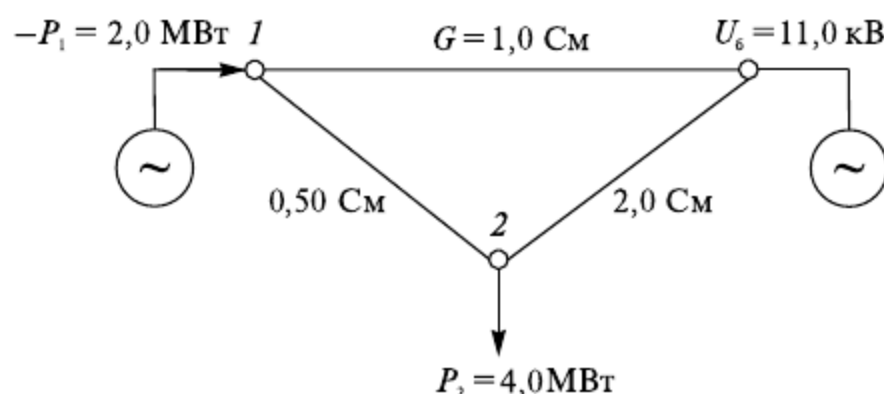


Рис. 8.11. Электрическая сеть постоянного тока

Приняв в качестве исходного приближения номинальные значения напряжений $\bar{U}_i^{(0)} = [10,0 \quad 10,0]$ кВ, получим из выражения (8.108) следующие невязки:

$$\bar{W}_i^{(0)} = [-1,20 \quad -1,60] \text{ кА},$$

значения которых слишком велики.

Сформируем матрицу Якоби

$$\partial W(\bar{U}^{(0)}) / \partial U = \begin{bmatrix} 1,50 + \frac{2,0}{U_1^2} & -0,50 \\ 0 & 2,50 - \frac{4,0}{U_2^2} \end{bmatrix}$$

и соответствующую линеаризованную систему УУН вида (8.78)

$$\begin{bmatrix} 1,52 & -0,50 \\ -0,50 & 2,46 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -1,20 \\ -1,60 \end{bmatrix},$$

решение которой дает линейные поправки по Ньютону

$$\Delta \bar{U}_1^t = [1,075 \quad 0,869] \text{ кВ}.$$

Здесь можно перейти к решению СКУ вида (8.43). Однако доведем решение на первой итерации по Ньютону до конца, сравнив его с результатами метода второго порядка. Первое приближение по Ньютону

$$\bar{U}_1^{(1)} = \bar{U}^{(0)} + \Delta \bar{U}_1 = \begin{bmatrix} 10,0 \\ 10,0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1,075 \\ 0,869 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 11,075 \\ 10,869 \end{bmatrix} \text{ кВ}$$

и соответствующее $\bar{U}_1^{(1)}$ значение небалансов УУН (8.108)

$$\bar{W}_i^{(1)} = [-0,0026 \quad 0,0030] \text{ кА}.$$

Для получения поправок переменных из решения СКУ вычислим элементы матрицы Гессе при $\bar{U}^{(0)}$

$$\partial^2 W / \partial U^2 = \begin{bmatrix} -\frac{2 \cdot 2,0}{U_1^3} & 0 \\ 0 & \frac{2 \cdot 4,0}{U_2^3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,0040 & 0 \\ 0 & 0,0080 \end{bmatrix}$$

и вектор квадратичных добавок в отрезке ряда Тейлора (8.42)

$$\bar{D} = \frac{1}{2} \frac{\partial^2 W}{\partial U^2} \Delta \bar{U}_1^2 = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -0,0040 & 0 \\ 0 & 0,0080 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1,075^2 \\ 0,869^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,00231 \\ 0,00302 \end{bmatrix},$$

с помощью которого вычисляем вектор правых частей вспомогательной СЛУ вида (8.45):

$$-\bar{W}^{(0)} - \bar{D} = -\begin{bmatrix} -1,20 \\ -1,60 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -0,00231 \\ 0,00302 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,2023 \\ 1,5970 \end{bmatrix}.$$

Решение вспомогательной СЛУ

$$\begin{bmatrix} 1,52 & -0,50 \\ -0,50 & 2,46 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,2023 \\ 1,5970 \end{bmatrix}$$

дает решения результирующих поправок по данному методу Ньютона второго порядка

$$\Delta \bar{U}_{(2)}^t = [1,0765 \quad 0,8680] \text{ кВ}$$

и искомые значения напряжений в узлах

$$\bar{U}^{(1)} = \bar{U}^{(0)} + \Delta \bar{U}_{(2)} = \begin{bmatrix} 10,0 \\ 10,0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1,076 \\ 0,868 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 11,076 \\ 10,868 \end{bmatrix} \text{ кВ.}$$

При подстановке значения $\bar{U}^{(1)}$ в УУН (8.108) получим следующие невязки:

$$\bar{W}_t^{(1)} = [0,15 \cdot 10^{-3} \quad -0,20 \cdot 10^{-3}] \text{ кА},$$

которые на порядок меньше, чем по методу Ньютона с линейной аппроксимацией УУН. В заключение отметим, что с ростом электрических нагрузок, а значит, и нелинейности УУН эффективность метода Ньютона второго порядка увеличивается за счет лучшей сходимости итерационного процесса к решению.

ГЛАВА 9

МЕТОДЫ РАСЧЕТА И АНАЛИЗА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

9.1. Общая характеристика проблемы расчета, анализа и снижения потерь электроэнергии

Электрическая сеть, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии, как и любой другой технический объект, требует для своего функционирования определенных затрат энергии, которые выражаются в виде технологического расхода электроэнергии на ее передачу (рис. 9.1). Он состоит из затрат энергии на производственные нужды подстанций и технических потерь электроэнергии, связанных с физической сущностью процесса передачи электроэнергии. Качественный уровень построения и эксплуатации электрической сети характеризуется коэффициентом полезного действия, %

$$\eta = \frac{W_{\text{п}} - W_{\text{т.р}}}{W_{\text{п}}} 100 = \frac{W_{\text{п}} - W_{\text{с.н}} - \Delta W}{W_{\text{п}}} 100, \quad (9.1)$$

где $W_{\text{п}}$ — энергия, поступившая в сеть; $W_{\text{т.р}}$ — технологический расход ЭЭ на ее передачу; $W_{\text{с.н}}$ — расход электроэнергии на собственные нужды; ΔW — потери электроэнергии.

При финансовых расчетах между энергосистемой и потребителями важен анализ баланса энергии

$$W_{\text{п}} = W_{\text{о}} + W_{\text{т.р}} \pm \Delta W_{\text{к}},$$

где $W_{\text{о}}$ — оплаченная потребителем электроэнергия; $\Delta W_{\text{к}}$ — так называемые коммерческие потери ЭЭ.

Коммерческие потери связаны с погрешностями (которые могут быть как положительными, так и отрицательными) многочисленных приборов учета электроэнергии на электростанциях, в сетях и у потребителей, возможной несвоевременной оплатой потребленной электроэнергии, а также возможными хищениями электроэнергии.

Заметим, что при анализе режима сети представляют интерес потери как активной, так и реактивной мощности. При переходе же к анализу потерь энергии важны только потери активной энергии. Расчет «реактивной энергии» практического значения не имеет.

В данной главе рассматриваются вопросы, связанные только с техническими потерями. Потери обычно оценивают по процентам относительно отпущенной энергии. Возникает вопрос: а каковы должны быть потери электроэнергии? Конечно, их можно снизить, применив, например, на линиях провода с большей площадью сечения. Но это приведет к увеличению капитальных затрат. Поэтому при выборе путей рационального построения электрической сети всегда в качестве конкурирующих выступают факторы капитальных затрат и стоимости потерь электроэнергии. Из сказанного следует, что не всегда целесообразно стремиться к снижению потерь, так как существует какой-то оптимальный (рациональный) уровень потерь, основанный

на условиях определенной энергосистемы с учетом указанных факторов. В условиях же эксплуатации всегда нужно стремиться к снижению потерь, если оно не связано с дополнительными капитальными затратами.



Рис. 9.1. Структура расхода электроэнергии на ее передачу

Опыт работы энергосистем различных стран мира свидетельствует о том, что потери электроэнергии могут находиться в достаточно широких пределах (от 7 до 15%).

Задача рационализации уровня потерь важна из-за того, что они связаны с необходимостью дополнительной выработки электроэнергии на электростанциях, что, в свою очередь, требует дополнительных затрат топлива. Таким образом, потери электроэнергии напрямую связаны с дополнительным расходом топлива на тепловых электростанциях, являющихся замыкающим видом затрат электростанций в энергосистеме, и, следовательно, непосредственно влияют на экономические показатели функционирования энергосистем.

Иногда высказывается мнение: а нужно ли вообще выполнять расчеты потерь электроэнергии? Ведь, казалось бы, их можно определить в виде разности показаний приборов учета электроэнергии на электростанциях и у потребителей. Однако такой подход к проблеме потерь электроэнергии неприемлем. Как уже отмечалось, приборы учета имеют погрешности, которые позволяют оценить потери лишь приближенно. Кроме того, приборы учета обычно не устанавливают на всем тракте передачи энергии от электростанции до потребителей. Поэтому не имеется возможности выявлять места (очаги) повышенных потерь, в том числе по сетям различных напряжений, и как следствие, намечать эффективные меры по их снижению. При разработке таких мер, а тем более при проектировании сети, необходимо знать изменение потерь, которое, конечно же, может быть выявлено только расчетным путем.

В условиях эксплуатации выделяют отчетные (фактические за прошедший период) и плановые потери, которые должны быть рассчитаны на перспективу с учетом ожидаемых режимов, намечаемых мер по их снижению и др. При этом потери электроэнергии могут определяться за 1 месяц, 1 квартал или 1 год. При проектировании электрической сети представляют интерес, как правило, годовые потери. Очевидно, что в проектных расчетах допустимо вычислять потери электроэнергии менее точно, чем в эксплуатационных расчетах, так как точность задания исходной информации ниже. Вообще, информационная обеспеченность расчетов тесно связана с выбором соответствующих методов расчета.

Для выявления нерационально спроектированных участков сети необходимо изучать структуру потерь во всей системе передачи и распределения электроэнергии. Структурный анализ потерь производят путем их разделения по группам сетей: протяженные и межсистемные электропередачи, основные сети 110—750 кВ, распределительные сети 6—35 кВ, сети до 1000 В. Внутри каждой группы сети обычно разделяют по классам напряжений. В линиях и трансформаторах потери разделяют на зависящие и не зависящие от нагрузки (потери холостого хода). Информация, получаемая в результате такого анализа, позволяет оценить удельный вес потерь энергии во всех звеньях системы. Накопление информации в динамике дает возможность намечать пути рационального снижения потерь. Отобранные пути в дальнейшем должны быть подвергнуты более детальному технико-экономическому анализу и оценке их эффективности. После реализации намеченных путей выясняется фактическое их влияние на потери энергии.

Если бы режим работы сети, характеризующийся активными и реактивными нагрузками потребителей и генераторов электростанций, а также напряжениями в узлах сети, оставался в течение времени t неизменным, то потери электроэнергии можно было бы вычислять предельно просто:

$$\Delta W = \Delta P t, \quad (9.2)$$

где ΔP — потери мощности при указанных параметрах режима.

Однако в действительности параметры режима сети постоянно изменяются, поэтому изменяются и потери мощности. Причем изменения во многом носят вероятностный характер.

В любом случае расчет потерь электроэнергии наиболее просто вести для одного какого-то элемента сети (линии, трансформатора). При сложной сети (от системообразующей до распределительной) с многочисленными участками, когда на режим какого-то участка сети оказывают влияние режимы большого числа потребителей, применяют специальные методы, базирующиеся, однако, на методах расчета для одного участка сети.

В линиях электропередачи и трансформаторах имеют место потери холостого хода и нагрузочные потери (см. рис. 9.1). Потери холостого хода не зависят от нагрузки участка сети и полагаются условно постоянными, хотя на них и оказывает влияние режим напряжений.

Потери энергии холостого хода в трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta W_{x_t} = \Delta P_x T_t, \quad (9.3)$$

где ΔP_x — потери мощности холостого хода; T_t — продолжительность работы трансформатора в течение расчетного периода T .

Если, например, расчетный период равен одному году, то принимают $T_t \approx 8760$ ч.

Потери энергии холостого хода в кабельных линиях высокого напряжения, вызванные потерями активной мощности $\Delta P_{из}$ в изоляции, за продолжительность работы линии $T_{кл}$

$$\Delta W_{x_{кл}} = \Delta P_{из} T_{кл}. \quad (9.4)$$

Потери энергии холостого хода в воздушных линиях преимущественно состоят из потерь на корону, а также потерь от токов утечки по изоляторам. Потери на коро-

ну зависят от площади сечения провода, рабочего напряжения, конструкции фазы и вида погоды (хорошая, сухой снег, влажная, изморозь). Потери энергии определяют на основании потерь мощности, которые находят экспериментальным путем с учетом продолжительности различных видов погоды в соответствующем регионе. В табл. 9.1 по данным работы [25] приведены удельные потери мощности на корону, а в табл. 9.2 — удельные потери электроэнергии для некоторых регионов.

Если площадь сечения фазы отличается от данных, приведенных в табл. 9.1 и 9.2, то потери мощности и энергии определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\kappa} &= \Delta P_{\kappa_{\text{табл}}} \frac{F_{\text{т}}}{F_{\text{факт}}}, \\ \Delta W_{\kappa} &= \Delta W_{\kappa_{\text{табл}}} \frac{F_{\text{т}}}{F_{\text{факт}}}, \end{aligned} \right\} \quad (9.5)$$

где $\Delta P_{\kappa_{\text{табл}}}$, $\Delta W_{\kappa_{\text{табл}}}$ — табличные значения потерь мощности и энергии соответственно; $F_{\text{т}}$, $F_{\text{факт}}$ — табличная и фактическая площадь сечения фазы.

Если рабочее напряжение U отличается от номинального $U_{\text{ном}}$, то данные, приведенные в табл. 9.1 и 9.2, находятся по формулам [25]:

$$\Delta P_{\kappa_U} = \Delta P_{\kappa_{\text{табл}}} k_{U_{\kappa}}, \quad \Delta W_{\kappa_U} = \Delta W_{\kappa_{\text{табл}}} k_{U_{\kappa}}; \quad (9.6)$$

$$k_{U_{\kappa}} = 6,88 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 - 5,88 \frac{U}{U_{\text{ном}}}. \quad (9.7)$$

В случаях когда необходимо определить потери энергии ежемесячно (в условиях эксплуатации), то годовые потери, приведенные в табл. 9.2, рекомендуется относить по $1/10$ на каждый из месяцев первого и четвертого кварталов и по $1/15$ на каждый из месяцев второго и третьего кварталов.

Таблица 9.1

Удельные потери мощности на корону на линиях с типовыми конструкциями фаз (на одну цепь)

Номинальное напряжение линии, кВ	Количество цепей	Количество проводов в фазе, умноженное на сечение провода, мм ²	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде			
			Хорошая	Сухой снег	Влажная	Изморозь
750	1	4 × 600	4,6	17,5	65,0	130,0
750	1	5 × 240	3,9	15,5	55,0	115,0
500	1	3 × 400	2,4	9,1	30,2	79,2
330	1	2 × 400	0,8	3,3	11,0	33,5
220 (ст)	1	1 × 300	0,3	1,5	5,4	16,5
220 (жб)	1	1 × 300	0,4	2,0	8,1	24,5
220 (ст)	2	1 × 300	0,6	2,8	10,0	30,7
220 (жб)	2	1 × 300	0,8	3,7	13,3	40,9
110 (ст)	1	1 × 120	0,013	0,04	0,17	0,69
110 (жб)	1	1 × 120	0,018	0,06	0,3	1,10
110 (ст)	2	1 × 120	0,015	0,05	0,25	0,93
110 (жб)	2	1 × 120	0,02	0,07	0,35	1,21

Примечание. ст — стальные опоры; жб — железобетонные опоры.

Таблица 9.2

Удельные потери электроэнергии на корону (на одну цепь)

Номинальное напряжение линии, кВ	Количество цепей	Количество проводов в фазе, умноженное на сечение провода, мм ²	Удельные потери электроэнергии на корону, МВт·ч/км в год, в регионе		
			1	2	3
750	1	4 × 600	167,2	189,8	177,3
750	1	5 × 240	144,6	163,8	153,6
500	1	3 × 400	93,2	106,0	103,4
330	1	2 × 400	35,2	39,9	39,8
220 (ст)	1	1 × 300	13,3	14,8	15,3
220 (жб)	1	1 × 300	19,3	21,5	22,2
220 (ст)	2	1 × 300	24,7	27,5	28,5
220 (жб)	2	1 × 300	32,9	36,6	37,9
110 (ст)	1	1 × 120	0,72	0,80	0,85
110 (жб)	1	1 × 120	1,15	1,28	1,36
110 (ст)	2	1 × 120	0,96	1,07	1,13
110 (жб)	2	1 × 120	1,25	1,39	1,47

Примечания: 1. ст — стальные опоры; жб — железобетонные опоры.

2. регион 1 — области: Белгородская, Брянская, Московская, Смоленская; регион 2 — области: Ленинградская, Новгородская, Псковская; регион 3 — края: Алтайский, Красноярский, Приморский; области: Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская.

На потери мощности от токов утечки по изоляции, которые находятся в пределах 0,5—1 мА, влияют степень загрязнения изоляторов, вид погоды и количество опор на 1 км линии. В работе [25] рекомендуется пользоваться обобщенными данными, приведенными в табл. 9.3.

С учетом продолжительности различных видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам характеризуются данными, приведенными в табл. 9.4.

Если необходимо определить потери энергии ежемесячно, то за каждый месяц можно принять $1/12$ годовых потерь, приведенных в табл. 9.4.

Таблица 9.3

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляции воздушных линий

Вид погоды	Потери мощности от токов утечки, кВт/км, для ВЛ напряжением, кВ							
	6	10	35	110	220	330	500	750
Хорошая (с влажностью менее 90%), сухой снег, изморозь, гололед	0,011	0,017	0,035	0,055	0,069	0,103	0,156	0,235
Дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90% и более	0,094	0,153	0,324	0,510	0,637	0,953	1,440	2,160
Туман	0,154	0,255	0,543	0,850	1,061	1,587	2,400	3,600

Таблица 9.4

Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам

Регион	Удельные потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/км в год, при напряжении, кВ							
	6	10	35	110	220	330	500	750
1	0,31	0,51	1,07	1,68	2,10	3,14	4,75	7,13
2	0,28	0,45	0,95	1,49	1,86	2,78	4,2	6,31
3	0,16	0,26	0,55	0,86	1,08	1,61	2,43	3,66

Нагрузочные потери электроэнергии в элементе сети за период T при неизменных активном сопротивлении R и напряжении U можно было бы определить по выражению

$$\Delta W = 3R \int_0^T I^2(t) dt = \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt, \quad (9.8)$$

где I , S — сила тока и мощность по элементу сети в момент времени t .

Однако описать изменение параметров $I^2(t)$ и $S^2(t)$ аналитической функцией даже за 1 сут., а тем более за 1 год, представляется весьма затруднительным. Поэтому при расчете нагрузочных потерь электроэнергии вынужденно прибегают к различным допущениям и упрощениям, на базе которых и разрабатываются многочисленные методы расчета. Для практических расчетов на основе этих методов разработаны программы на ЭВМ различного назначения.

В формуле (9.8) активное сопротивление воздушных линий обычно принимают из справочных данных по проводам при температуре воздуха $t_b = 20^\circ\text{C}$. В отдельных случаях может оказаться полезным учет влияния фактической температуры окружающего воздуха и режима работы линии на активное сопротивление. Как известно, температура провода зависит от температуры воздуха, значения силы тока, проходящего по проводнику, сечения проводника, солнечной радиации, скорости и направления ветра. Специальные исследования показали, что зависимость активного сопротивления провода R_n от температуры воздуха, токовой нагрузки и сечения проводника F может быть описана формулой [25]:

$$R_n = R_{20} \left[1 + 0,004 \left(t_b - 20 + 8,3J^2 \sqrt{\frac{F}{300}} \right) \right]; \quad (9.9)$$

$$J = I/F,$$

где R_{20} — активное сопротивление провода при температуре воздуха 20°C , Ом; J — плотность тока, А/мм²; I — сила тока в проводе линии, А.

9.2. Метод характерных суточных режимов

По этому методу намечают характерные сутки в пределах расчетного периода T . Для каждого из выбранных суток составляют графики нагрузок, которые представляют в виде ступенчатых линий, причем на каждой ступени графика нагрузка I_i , S_i остается неизменной. Тогда потери энергии за соответствующие характерные сутки можно определить по формуле

$$\Delta W_x = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i = 3R \sum_{i=1}^n I_i^2 t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 t_i, \quad (9.10)$$

где I_i , S_i — сила тока и мощность на i -й ступени графика нагрузки; t_i — продолжительность ступени; n — количество ступеней суточного графика.

Годовые потери электроэнергии составят:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^m \Delta W_{x_j} n_{x_j}, \quad (9.11)$$

где m — количество намеченных характерных суток; n_{x_j} — количество j -х характерных суток.

В качестве характерных могут быть рабочие и выходные зимние, летние, весенние и осенние сутки, т.е. 8 сут. Тогда величина $m = 8$ сут.

Для приближенных расчетов ориентируются лишь на характерные зимние и летние сутки. Тогда потери энергии

$$\Delta W = \Delta W_3 n_3 + \Delta W_{\text{л}} n_{\text{л}}, \quad (9.12)$$

где ΔW_3 , $\Delta W_{\text{л}}$ — потери энергии за характерные зимние и летние сутки; n_3 , $n_{\text{л}}$ — количество зимних и летних характерных суток, обычно принимается $n_3 = 213$ сут, $n_{\text{л}} = 152$ сут.

В условиях эксплуатации графики нагрузки формируются на основе специальных замеров в характерные сутки года. При проектировании сетей расчетные нагрузки могут быть определены лишь приближенно, поэтому вычисленные потери также — приближенные. К недостаткам метода относится то, что он предполагает использование графиков полной, а не активной мощности, которые являются менее точными. Кроме того, на результатах расчета отражается изменение схемы сети в течение 1 года, динамика нагрузок, изменение нагрузок электростанций и др. Поэтому потери энергии, рассчитанные за характерные сутки, не остаются неизменными в течение всего характерного для этих суток периода. Тем не менее метод характерных режимов можно считать одним из наиболее точных. Он рекомендуется при расчете потерь в основных сетях энергосистемы, а также в качестве эталонного для сравнения с другими методами. Для повышения точности расчета годовых потерь, рассчитанных по формулам (9.11) или (9.12), рекомендуется [52] использовать коэффициент нерегулярности $k_{\text{сх}}$, учитывающий влияние вынужденных режимов из-за изменения схемы:

$$\Delta W_{\text{сх}} = \Delta W k_{\text{сх}}. \quad (9.13)$$

Значение коэффициента $k_{\text{сх}}$ может быть принято равным 1,04—1,08.

В тех случаях, когда затруднительно определить потери электроэнергии ΔW_{x_j} (формула (9.11)) за характерные сутки, можно применить подход, основанный на расчете характерных режимов. Тогда годовые потери электроэнергии находятся по формуле

$$\Delta W = \sum_{j=1}^k \Delta P_j \Delta t_j, \quad (9.14)$$

где ΔP_j — нагрузочные потери мощности j -м режиме; Δt_j — продолжительность j -го режима; k — количество выбранных характерных режимов.

Основной недостаток такого подхода заключается в трудности обоснования каждого характерного режима и особенно его продолжительности.

9.3. Метод средних нагрузок

Нагрузочные потери электроэнергии за рассматриваемый период времени T находят по формуле

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} T, \quad (9.15)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ — потери активно й мощности при средних нагрузках сети.

В условиях эксплуатации средние нагрузки находятся на основании измерений активного W_a и реактивного W_p электропотребления по формулам (4.10):

$$P_{\text{ср}} = W_a / T; \quad Q_{\text{ср}} = W_p / T.$$

Приблизленно, а также при перспективных расчетах, когда измерить величины W_a и W_p невозможно, они могут быть определены по формулам:

$$P_{\text{ср}} = (P_{\text{нб}} + P_{\text{нм}}) / 2; \quad Q_{\text{ср}} = (Q_{\text{нб}} + Q_{\text{нм}}) / 2, \quad (9.16)$$

где $P_{\text{нб}}, Q_{\text{нб}}$ — активные и реактивные мощности в режиме наибольших нагрузок соответственно; $P_{\text{нм}}, Q_{\text{нм}}$ — активные и реактивные мощности в режиме наименьших нагрузок за период времени T .

Таким образом, для определения потерь энергии необходимо составить схему сети со средними нагрузками, найти потокораспределение, а по нему — средние потери мощности.

Формула (9.15), однако, позволяет оценить базовую составляющую потерь электроэнергии. Вместе с тем характер графиков нагрузки отдельных узлов может быть различным, что будет отражаться на потоках мощности по ветвям схемы в различных режимах и соответственно на потери электроэнергии. Для учета этого обстоятельства в формулу потерь энергии вводят коэффициент формы графика нагрузки k_ϕ [24,57]:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} T k_\phi^2. \quad (9.17)$$

Этот коэффициент связывают с продолжительностью использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$ [24]:

$$k_\phi = \frac{1090}{T_{\text{нб}}} + 0,876. \quad (9.18)$$

Для участков разомкнутой сети период $T_{\text{нб}}$ для активной или полной мощности может быть определен как средневзвешенное на основании известной продолжительности наибольшей нагрузки каждого из n узлов периода $T_{i \text{ нб}}$, который электро-снабжается по данному участку сети:

$$T_{\text{ср.вз}} = \sum_{i=1}^n P_i T_{i \text{ нб}} / \sum_{i=1}^n P_i, \quad (9.19)$$

где P_i — нагрузка i -го узла.

В замкнутой сети период $T_{\text{ср.вз}}$ приходится определять весьма грубо по величинам P_i и $T_{i \text{ нб}}$ всех узлов. Другим способом в замкнутой сети коэффициент формы для каждого участка сети может быть найден по выражению [24, 57]

$$k_\phi = \sqrt{1 + \frac{3(1 - k_{\text{мин}})^2}{4(1 + k_{\text{мин}})^2}}, \quad (9.20)$$

где k_{\min} — минимальный коэффициент. Он представляет собой отношение наименьшей нагрузки к наибольшей на данном участке сети;

$$k_{\min} = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}} \quad \text{или} \quad k_{\min} = S_{\text{нм}} / S_{\text{нб}}. \quad (9.21)$$

По данным работы [57] коэффициент формы k_{ϕ} для реальных графиков нагрузки сетей напряжением 10—110 кВ находится в диапазоне 1,05—1,15.

Данный метод может быть использован для оценки потерь электроэнергии в замкнутых сетях напряжением 110 кВ и выше. Однако его применение ограничено в случаях оценки изменения потерь при рассмотрении различных путей по их снижению.

9.4. Метод среднеквадратичных параметров режима

В данном методе используется искусственный прием, заключающийся в замене реальной нагрузки участка сети, изменяющейся во времени в течение периода T , некоторой среднеквадратичной нагрузкой, неизменной за период T и дающей те же самые потери электроэнергии. В качестве нагрузки может использоваться ток или полная мощность. С учетом формулы (9.8) можно записать:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W &= 3R \int_0^T I^2(t) dt = 3RI_{\text{ск}}^2 T \\ \text{или} \\ \Delta W &= \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt = \frac{R}{U^2} S_{\text{ск}}^2 T, \end{aligned} \right\} \quad (9.22)$$

где $I_{\text{ск}}$, $S_{\text{ск}}$ — среднеквадратичные сила тока и мощность соответственно.

Из формул (9.22) следует:

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\int_0^T I^2(t) dt}{T}}$$

или

$$S_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\int_0^T S^2(t) dt}{T}},$$

т.е. среднеквадратичные параметры режима $I_{\text{ск}}$ и $S_{\text{ск}}$ зависят от характера графиков нагрузки $I(t)$ и $S(t)$.

Конечно, если известны графики нагрузки участка сети, то лучше использовать непосредственно метод расчета характерных режимов. Однако если однажды заблаговременно провести исследования и установить связь между среднеквадратичными параметрами режима и параметрами графиков нагрузки, то в дальнейшем многочисленные расчеты потерь электроэнергии существенно упрощаются. Так, установлена эмпирическая зависимость вида [52]

$$I_{\text{ск}} = I_{\text{нб}} (0,12 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4}), \quad (9.23)$$

где $I_{\text{нб}}$ — наибольшая сила тока из графика нагрузки, являющаяся характерной величиной и используемая для других целей (выбора сечения проводов, проверки их по допустимой силе тока нагрева и др.).

Известна также зависимость среднеквадратичной силы тока от средней силы тока и коэффициента формы графика нагрузки:

$$I_{\text{ск}} = k_{\text{ф}} I_{\text{ср}}; \quad (9.24)$$

За время T

$$I_{\text{ср}} = \sqrt{W_{\text{а}}^2 + W_{\text{р}}^2} / (\sqrt{3}UT). \quad (9.25)$$

Таким образом, по методу среднеквадратичных параметров нагрузочные потери электроэнергии находятся по формулам:

$$\Delta W = 3I_{\text{ск}}^2 RT \quad (9.26)$$

или

$$\Delta W = S_{\text{ск}}^2 RT / U^2. \quad (9.27)$$

На практике метод среднеквадратичных параметров может быть использован при определении нагрузочных потерь электроэнергии в разомкнутых распределительных сетях напряжением 6—35 кВ. Что касается замкнутых сетей напряжением 110 кВ и выше, то его вряд ли можно рекомендовать, так как в них нет тесной корреляционной связи между величинами $T_{\text{нб}}$, $k_{\text{ф}}$ и параметрами графиков нагрузки в узлах электрической сети.

9.5. Метод времени наибольших потерь

Метод основан на том, что определяют так называемое время наибольших потерь τ , в течение которого при пропускании по сети наибольшей неизменной нагрузки получают те же потери электроэнергии, что и при переменной нагрузке в соответствии с действительным графиком нагрузки за рассматриваемый период T . Такая замена действительного режима нагрузки сети на искусственный с неизменной наибольшей нагрузкой позволяет с использованием формулы (9.8) записать следующие уравнения:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W &= 3R \int_0^T I^2(t) dt = 3RI_{\text{нб}}^2 \tau \\ \text{или} \\ \Delta W &= \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt = \frac{R}{U^2} S_{\text{нб}}^2 \tau, \end{aligned} \right\} \quad (9.28)$$

где $I_{\text{нб}}$, $S_{\text{нб}}$ — наибольшие сила тока и мощность.

Отсюда время наибольших потерь

$$\tau = \frac{\int_0^T I^2(t) dt}{I_{\text{нб}}^2} \quad (9.29)$$

или

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2(t) dt}{S_{\text{нб}}^2} \quad (9.30)$$

Из формул (9.29) и (9.30) следует, что время наибольших потерь связано с характером графиков нагрузки $I(t)$ или $S(t)$. Поэтому очевидно, что можно установить связь между временем наибольших потерь и различными характерными параметрами графиков нагрузки, такими, как время использования наибольшей нагрузки, коэффициент мощности, отношение наименьшей нагрузки к наибольшей и др. Для установления такой связи необходимо провести специальные исследования, задаваясь различными графиками нагрузки, описывающими наиболее характерные режимы работы потребителей. На основании таких исследований предложены различные эмпирические соотношения.

Так, связь между временем наибольших потерь и временем использования наибольшей нагрузки устанавливает формула

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (9.31)$$

Недостатком данной формулы является то, что в нее входит время использования наибольшей полной мощности, нахождение которой связано с определенными трудностями и допущениями.

Учет коэффициентов мощности $\cos\varphi$ произведен в зависимостях $\tau = f(T_{\text{нб}})$, приведенных на рис. 9.2 [21], которые, однако, предполагают $\cos\varphi = \text{const}$ в течение всего расчетного периода, т.е. идентичность суточных графиков активной и реактивной мощности. Эти зависимости, как и зависимость (9.31), дают меньшие погрешности при расчете потерь энергии в разомкнутых электрических сетях.

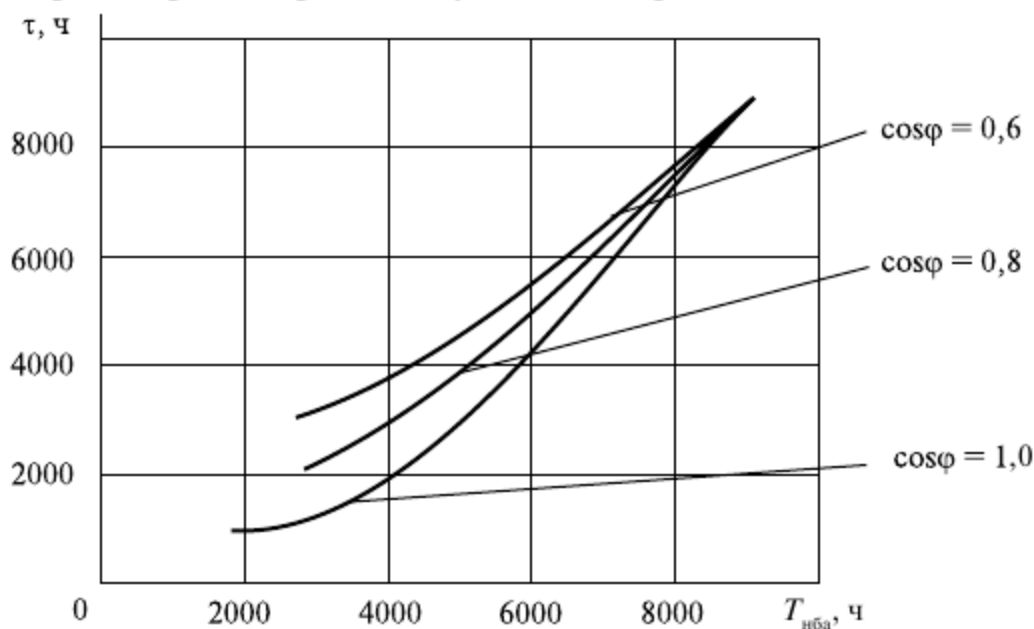


Рис. 9.2. Зависимости времени наибольших потерь от времени использования наибольшей нагрузки

Для проектных расчетов как в распределительных сетях, так и в питающих сетях напряжением 110 кВ и выше рекомендуется формула [66]:

$$\tau = 2T_{\text{нба}} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{нба}}}{1 + \frac{T_{\text{нба}}}{8760} - 2\frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}\right)^2, \quad (9.32)$$

где $T_{\text{нба}}$ — время использования наибольшей активной мощности, ч; $P_{\text{нб}}$, $P_{\text{нм}}$ — наибольшая и наименьшая активная мощность за рассматриваемый период.

Параметры $T_{\text{нба}}, P_{\text{нб}}, P_{\text{нм}}$ при проектировании сети могут быть определены достаточно легко. Однако и эта формула не учитывает изменение $\cos\varphi$ во времени, а также зависимость времени наибольших потерь от формы графика нагрузки.

Таким образом, по данному методу расчет потерь электроэнергии ведут по формулам:

$$\Delta W = 3I_{\text{нб}}^2 R\tau \quad (9.33)$$

или

$$\Delta W = S_{\text{нб}}^2 R\tau / U^2 = (P_{\text{нб}}^2 + Q_{\text{нб}}^2) R\tau / U^2. \quad (9.34)$$

Несмотря на отмеченные недостатки, данный метод широко используется на практике из-за его простоты, особенно в проектных расчетах.

9.6. Метод раздельного времени наибольших потерь

В общем случае коэффициент мощности участка сети в течение расчетного периода не остается постоянным, а максимумы активной, реактивной и полной мощности могут не совпадать во времени в пределах 1 суток и 1 года. Чтобы учесть эти факторы, можно расчет потерь электроэнергии рассчитывать раздельно от передачи активной и реактивной мощностей. В этом случае формулу (9.30) можно записать в виде [50, 52]

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2(t) dt}{S_{\text{нб}}^2} = \frac{\int_0^T P^2(t) dt}{S_{\text{нб}}^2} + \frac{\int_0^T Q^2(t) dt}{S_{\text{нб}}^2}.$$

Умножив и разделив первое слагаемое данного выражения на $P_{\text{нб}}^2$, а второе на $Q_{\text{нб}}^2$, получим:

$$\tau = \tau_a \frac{P_{\text{нб}}^2}{S_{\text{нб}}^2} + \tau_p \frac{Q_{\text{нб}}^2}{S_{\text{нб}}^2}, \quad (9.35)$$

где τ_a и τ_p — время наибольших потерь от передачи активной и реактивной мощности соответственно.

Их значения определяются выражениями:

$$\tau_a = \frac{\int_0^T P^2(t) dt}{P_{\text{нб}}^2} \quad \text{и} \quad \tau_p = \frac{\int_0^T Q^2(t) dt}{Q_{\text{нб}}^2}. \quad (9.36)$$

Эти выражения идентичны формуле (9.30), но только отражают характер графика нагрузки не полной мощности, а раздельно активной и реактивной мощностей.

Если максимумы активной, реактивной и полной мощностей совпадают во времени, то формула (9.35) принимает вид

$$\tau = \tau_a \cos^2 \varphi_{\text{нб}} + \tau_p \sin^2 \varphi_{\text{нб}}. \quad (9.37)$$

Подставив выражение (9.35) в формулу (9.34), получим следующую зависимость для нагрузочных потерь электроэнергии:

$$\Delta W = P_{\text{нб}}^2 R\tau_a / U^2 + Q_{\text{нб}}^2 R\tau_p / U^2 = \Delta P_{\text{нб а}} \tau_a + \Delta P_{\text{нб р}} \tau_p, \quad (9.38)$$

где $\Delta P_{\text{нб а}}, \Delta P_{\text{нб р}}$ — потери активной мощности в режиме наибольших нагрузок от передачи активной и реактивной мощностей соответственно.

Если нагрузка задана в виде тока, то выражение (9.38) принимает вид

$$\Delta W = 3I_{\text{нб}}^2 R(\tau_a \cos^2 \varphi_{\text{нб}} + \tau_p \sin^2 \varphi_{\text{нб}}). \quad (9.39)$$

Трудность использования выражений (9.38) и (9.39) заключается в том, что необходимо определять время наибольших потерь τ_p от передачи реактивной мощности, для нахождения которого в соответствии с формулами (9.36) требуется знание графика реактивной нагрузки.

Специальные статистические исследования графиков позволили установить следующие соотношения [52]:

$$\tau_{*a} = (0,7T_{*нба} + 0,3)T_{*нба}; \quad (9.40)$$

$$\tau_{*p} = (0,7T_{*нба}^b + 0,3)T_{*нба}^b; \quad (9.41)$$

$$\tau_* = \frac{\tau}{8760}, \quad T_* = \frac{T}{8760},$$

где $T_{*нба}$ — время использования наибольшей активной нагрузки. Оно достаточно хорошо известно для различных потребителей и их групп. Например, для электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже, питающих коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей, получен коэффициент $b = 0,75$, а для сетей напряжением 110 кВ, непосредственно примыкающих к основной сети энергосистемы, $b = 0,50$.

Характер зависимостей (9.38) и (9.39) при коэффициенте $b = 0,75$ приведен на рис. 9.3.

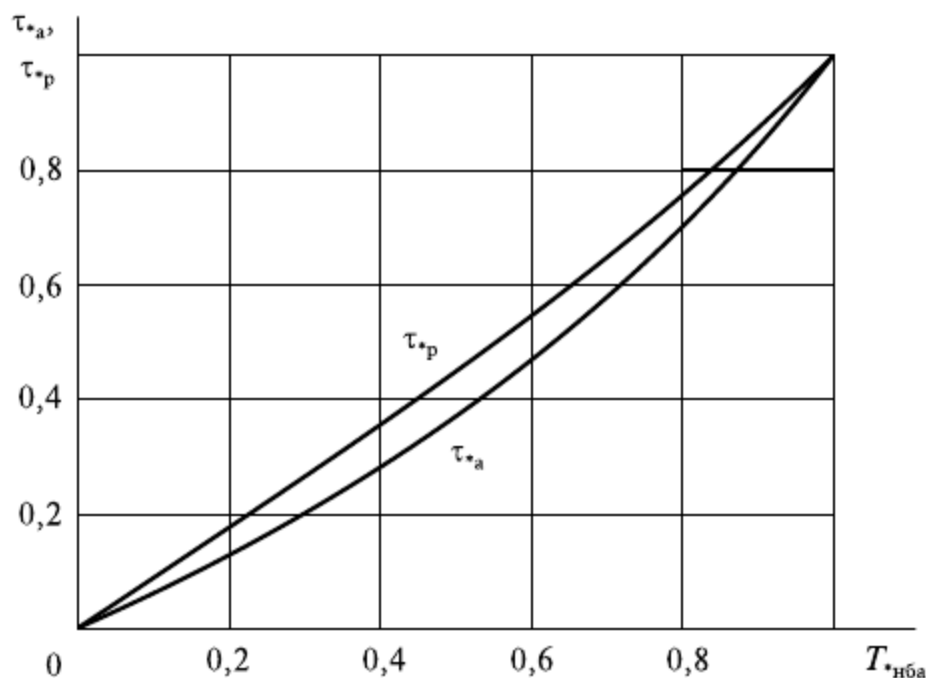


Рис. 9.3. Зависимости между параметрами графиков нагрузки

Метод раздельного времени наибольших потерь рекомендуется для определения нагрузочных потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях.

9.7. Метод эквивалентного сопротивления

Распределительные электрические сети напряжением 6—20 кВ, а также 35 кВ характеризуются большим числом элементов (участков линий, трансформаторов) и меньшей полнотой и достоверностью информации по сравнению с основными замкнуты-

ми сетями энергосистем. Они работают, как правило, в разомкнутом режиме. В этих условиях затруднительно определять потери электроэнергии поэлементно и целесообразно использовать упрощенные подходы, основанные на эквивалентировании сети по критерию равенства потерь энергии. Один из таких подходов реализуется в методе эквивалентного сопротивления. Его сущность заключается в том, что реальная распределительная сеть (рис. 9.4, *а*) заменяется одним элементом с эквивалентным сопротивлением R_{Σ} и нагрузкой (током, полной мощностью), равной нагрузке головного участка $I_{\text{гв}}$ в режиме наибольших нагрузок (рис. 9.4, *б*). Причем значение эквивалентного сопротивления должно быть таково, что потери электроэнергии в нем равны нагрузочным потерям в реальной сети [71]. Эквивалентное сопротивление может быть также представлено в виде двух последовательных эквивалентных сопротивлений (рис. 9.4, *в*), отражающих потери энергии в линиях ($R_{\Sigma\text{л}}$) и трансформаторах ($R_{\Sigma\text{т}}$).

Имея в виду, что структура потребителей за трансформаторами в какой-то одной распределительной сети примерно идентична, на каждом участке сети время использования наибольшей нагрузки и соответственно время наибольших потерь можно считать одинаковым. Тогда потери электроэнергии в сети можно представить в виде

$$\Delta W = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}} = 3\tau \sum_{i=1}^n I_{\text{ли}}^2 R_{\text{ли}} + 3\tau \sum_{j=1}^m I_{\text{тj}}^2 R_{\text{тj}} = 3I_{\text{гв}}^2 R_{\Sigma\text{л}} \tau + 3I_{\text{гв}}^2 R_{\Sigma\text{т}} \tau,$$

где $\Delta W_{\text{л}}$, $\Delta W_{\text{т}}$ — потери энергии в линиях и трансформаторах соответственно; $I_{\text{ли}}$, $R_{\text{ли}}$ — сила тока и сопротивление i -го участка линии; $I_{\text{тj}}$, $R_{\text{тj}}$ — сила тока и сопротивление j -го трансформатора; n , m — количество участков линии и трансформаторов соответственно.

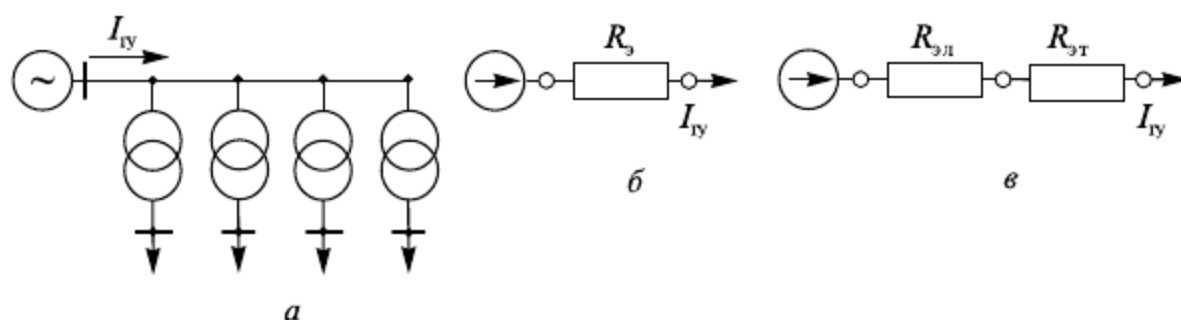


Рис. 9.4. Эквивалентирование распределительной сети: *а* — принципиальная схема; *б* — схема замещения с общим эквивалентным сопротивлением; *в* — с отдельными эквивалентными сопротивлениями для линий и трансформаторов

Отсюда можно найти эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов:

$$R_{\Sigma\text{л}} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{\text{ли}}^2 R_{\text{ли}}}{I_{\text{гв}}^2}; \quad (9.42)$$

$$R_{\Sigma\text{т}} = \frac{\sum_{j=1}^m I_{\text{тj}}^2 R_{\text{тj}}}{I_{\text{гв}}^2}, \quad (9.43)$$

причем $R_{\Sigma\text{л}} + R_{\Sigma\text{т}} = R_{\Sigma}$.

Выполнив однажды расчет токораспределения (потокораспределения) для заданной сети и найдя по формулам (9.42) и (9.43) эквивалентные сопротивления, можно вычислять потери электроэнергии многократно при изменяющейся нагрузке головного участка в режиме наибольших нагрузок:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}} = 3I_{\text{гв}}^2 (R_{\text{эл}} + R_{\text{эт}}) \tau = 3I_{\text{гв}}^2 R_{\Sigma} \tau. \quad (9.44)$$

Как уже отмечалось, для распределительных электрических сетей характерна недостаточная и недостоверная информация, касающаяся нагрузок распределительных трансформаторов, подключенных к ним. Поэтому, как правило, известную нагрузку головного участка распределяют пропорционально установленным мощностям распределительных трансформаторов, т.е. полагают одинаковыми коэффициенты загрузки этих трансформаторов. При этом, как показали специальные исследования [71], погрешности при вычислении эквивалентных сопротивлений оказываются приемлемыми.

Описанные принципы нахождения эквивалентных сопротивлений одной распределительной линии могут быть распространены на совокупность распределительных сетей одного номинального напряжения целого электросетевого района. С этой целью шины, от которых питаются отдельные линии, объединяют в эквивалентные шины (рис. 9.5, а).

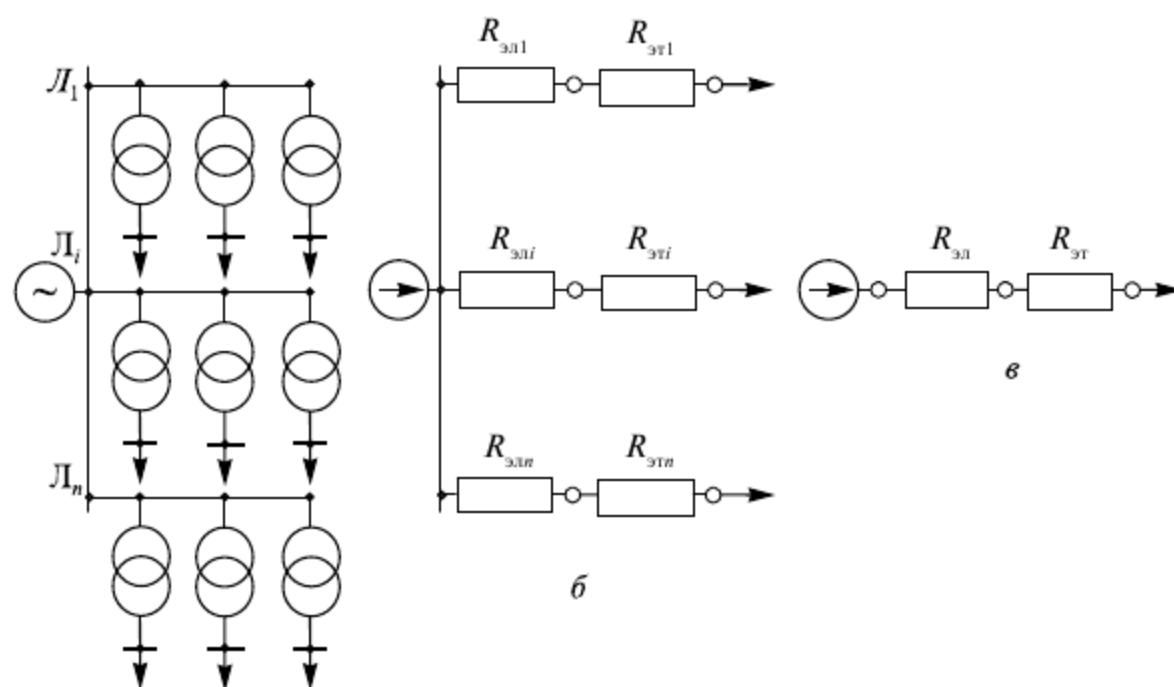


Рис. 9.5. Эквивалентирование совокупности распределительных линий: а — исходная схема; б — схема замещения с эквивалентными сопротивлениями линий; в — схема замещения с эквивалентными сопротивлениями совокупности линий

Для каждой линии и трансформаторов, подключенных к ней, находят эквивалентные сопротивления $R_{элi}$ и $R_{эти}$ (рис. 9.5, б), затем — эквивалентные сопротивления $R_{эл}$ и $R_{эт}$ всей совокупности линий (рис. 9.5, в).

Эти сопротивления находят по формулам [71]:

$$R_{\text{эл}} = \sum_{i=1}^n R_{\text{эл}i} k_{\text{эл}i}^2 S_{\text{т}i}^2 / \left(\sum_{i=1}^n k_{\text{эл}i} S_{\text{т}i} \right)^2; \quad (9.45)$$

$$R_{\Sigma T} = \sum_{i=1}^n R_{\Sigma Ti} k_{\Sigma li}^2 S_{Ti}^2 / \left(\sum_{i=1}^n k_{\Sigma li} S_{Ti} \right)^2, \quad (9.46)$$

где n — количество эквивалентируемых линий; S_{Ti} — установленная мощность трансформаторов, подключенных к i -й линии; $k_{\Sigma li}$ — коэффициент загрузки i -й линии, равный отношению мощности нагрузки головного участка $S_{\Sigma li}$ к мощности S_{Ti} , $k_{\Sigma li} = S_{\Sigma li} / S_{Ti}$.

9.8. Вероятностно-статистический метод

Особенность метода заключается в том, что он не предполагает расчетов токораспределения в сети. Потери электроэнергии рассчитывают на основе таких обобщенных статистических характеристик сети, как отпуск электроэнергии в распределительную сеть, количество распределительных линий, протяженность линий, установленная мощность трансформаторов и др. При этом зависимости потерь электроэнергии от обобщенных статистических характеристик сети находят на основе обработки результатов определенного количества заранее выполняемых электрических расчетов для статистически представительной (репрезентативной) выборки распределительных линий. В результате получают соответствующие регрессионные зависимости.

Например, для использования метода эквивалентных сопротивлений при большом числе эквивалентируемых линий их можно находить не по результатам расчетов токораспределения в каждой сети, как это было показано в подразделе 9.7, а на основании регрессионных зависимостей. Так, для линий напряжением 6–10 кВ при их количестве $80 \leq n \leq 100$ рекомендуется зависимость [57]

$$R_{\Sigma} = R_{\Sigma l} + R_{\Sigma T} = 19,1 S_{\Sigma T}^{-2} \sum_{i=1}^n L_i^{0,735} S_{Ti}^{1,45}, \quad (9.47)$$

где L_i — длина i -й линии, км; $S_{\Sigma T}$ — суммарная установленная мощность всех трансформаторов сети, кВ·А.

Для линий напряжением 35 кВ при их количестве $5 < n \leq 15$

$$R_{\Sigma} = R_{\Sigma l} + R_{\Sigma T} = S_{\Sigma T}^{-2} \sum_{i=1}^n S_{\Sigma li}^2 (1,07 + 7,64 \cdot 10^{-2} L_i - 7,93 \cdot 10^{-2} S_{Ti} + 0,855 R_{\Sigma li}), \quad (9.48)$$

где $R_{\Sigma li}$ — сопротивление головного участка, Ом.

В другом варианте данного метода нагрузочные потери электроэнергии и потери холостого хода, тыс. кВт·ч, в сети напряжением 10 кВ вычисляются непосредственно по одной из регрессионных зависимостей [57]:

$$\Delta W = 31,46 W_{\Sigma T}^{0,62} L_{\Sigma}^{0,3} \quad (9.49)$$

или

$$\Delta W = 18,93 W_{\Sigma T} + 2,32 L_{\Sigma} + 3,66 L_0 - 4,21, \quad (9.50)$$

где $W_{\Sigma T}$ — активная энергия, отпущенная потребителям данной распределительной линии, (МВт·ч)· 10^{-3} ; L_{Σ} — длина магистрали распределительной сети, в качестве которой принято расстояние от шин питающей подстанции до наиболее удаленного распределительного трансформатора, км; L_0 — суммарная длина ответвлений распределительной линии, км.

Аналогичные зависимости рекомендуются и для определения потерь энергии от переданной энергии, %:

$$\Delta W = 3,13 S_{\Sigma}^{0,2} L_M^{0,22} n_T^{0,17} \quad (9.51)$$

или

$$\Delta W = 1,23 S_{\Sigma} + 0,1 L_M + 0,04 L_0 + 0,02 n_T + 3,68, \quad (9.52)$$

где S_{Σ} — суммарная установленная мощность трансформаторов, присоединенных к распределительной линии, МВ·А; n_T — количество присоединенных трансформаторов, шт.

В заключение заметим, что вероятностно-статистический метод позволяет оценить суммарные потери в сети без проведения большого числа электрических расчетов. В то же время он не дает возможность выявить места повышенных потерь в сети и соответственно намечать пути по их снижению.

9.9. Расчет потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1000 В

Электрические сети напряжением до 1000 В по сравнению с распределительными сетями напряжением 6—10 кВ характерны тем, что в них практически отсутствует информация о нагрузках узлов для проведения расчетов режимов. Могут быть известны лишь токовые нагрузки головных участков линий либо энергия, отпущенная по линиям от трансформаторных подстанций напряжением 6—10/0,38 кВ. Кроме того, в них обычно имеет место несимметричная загрузка фаз. Каждая линия на всей длине или на ее части может представляться с равномерно распределенной нагрузкой.

В то же время к каждой линии или даже ко всей сети, питающейся от одной трансформаторной подстанции, обычно подключаются однородные потребители, что позволяет для определения потерь электроэнергии с успехом применять метод времени наибольших потерь. Поэтому основная задача заключается в определении потерь мощности, а переход от потерь мощности к потерям энергии не представляется затруднительным.

В зависимости от поставленных эксплуатационных и проектных задач разработаны различные подходы для определения потерь энергии, которые описаны в специальной литературе [52, 57, 71]. Здесь же рассмотрим лишь один из методов, основанный на связи между потерями напряжения и потерями мощности в сети напряжением до 1000 В [57, 71]. Его особенно удобно использовать в условиях эксплуатации, когда потери напряжения от источника питания до наиболее электрически удаленной точки сети могут быть найдены на основании замеров.

Для участка сети с сопротивлением R и наибольшей нагрузкой на конце $I_{нб}$ потери мощности относительно передаваемой мощности можно записать в виде, %

$$\Delta P_{нб} = \frac{3 I_{нб}^2 R}{\sqrt{3} U_{ном} I_{нб} \cos \varphi} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{3} I_{нб} R}{U_{ном} \cos \varphi} \cdot 100\%. \quad (9.53)$$

Потери напряжения в режиме наибольшей нагрузки относительно номинального напряжения, %

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{нб}} (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% . \quad (9.54)$$

Тогда

$$\Delta P_{\text{нб}} / \Delta U_{\text{нб}} = R / [(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cos \varphi].$$

Отсюда

$$\Delta P_{\text{нб}} = k_{\text{нм}} \Delta U_{\text{нб}}; \quad (9.55)$$

$$k_{\text{нм}} = \frac{R}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cos \varphi}, \quad (9.56)$$

где $k_{\text{нм}}$ — коэффициент перехода от потерь напряжения к потерям мощности.

При $X \approx 0$, что характерно для кабельных сетей с малыми площадями сечений проводников:

$$k_{\text{нм}} = 1 / \cos^2 \varphi,$$

а при $\cos \varphi = 1$ $k_{\text{нм}} = 1$.

При равномерно распределенной нагрузке вдоль линии, что характерно для сетей напряжением до 1000 В, и той же суммарной нагрузке $I_{\text{нб}}$ формулы (9.53) и (9.54) принимают вид

$$\Delta P_{\text{нб}} = \frac{I_{\text{нб}} R}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi} \cdot 100\%,$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{нб}} (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{2 U_{\text{ном}}} \cdot 100\%.$$

Соответственно

$$k_{\text{нм}} = \frac{\Delta P_{\text{нб}}}{\Delta U_{\text{нб}}} = \frac{2R}{3(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cos \varphi}. \quad (9.57)$$

При $X = 0$ $k_{\text{нм}} = 2 / (3 \cos^2 \varphi)$, а при $\cos \varphi = 1$ $k_{\text{нм}} = 2/3$.

Зная потери мощности в режиме наибольших нагрузок, можно найти потери электроэнергии относительно отпущенной энергии, %:

$$\begin{aligned} \Delta W = \Delta P_{\text{нб}} \tau 100 / W = \Delta P_{\text{нб}} \tau 100 / (P_{\text{нб}} T_{\text{нба}}) &= \frac{\Delta P_{\text{нб}}}{P_{\text{нб}}} 100 \frac{\tau}{T_{\text{нба}}} = \\ &= \Delta P_{\text{нб}} \tau / T_{\text{нба}} = k_{\text{нм}} \Delta U_{\text{нб}} \tau / T_{\text{нба}}, \end{aligned} \quad (9.58)$$

где $T_{\text{нба}}$ — продолжительность использования наибольшей активной мощности; W — энергия, отпущенная потребителям данной линии.

В разветвленных сетях коэффициент $k_{\text{нм}}$ зависит от конфигурации схемы и количества нагрузок линии, несимметрии токов по фазам и потерь мощности в нулевом проводе, сечения фазных и нулевых проводов. Специальные исследования показали [57], что

для оценочных расчетов потерь энергии можно принимать $k_{\text{им}} = 0,8$ при неравномерности нагрузки фаз до 10% и $k_{\text{им}} = 0,6$ — при неравномерности нагрузки более 10%.

Распространяя потери энергии, полученные по формуле (9.58) для репрезентативной выборки линий, на всю сеть района, абсолютную величину потерь находят по формуле

$$\Delta W_c = \Delta W W_c / 100, \quad (9.59)$$

где W_c — электроэнергия, отпускаемая в сеть района напряжением до 1000 В за расчетный период.

Для обобщенной оценки потерь электроэнергии в сетях напряжением до 1000 В может быть, так же как и для распределительных сетей напряжением 6—10 кВ, использован вероятностно-статистический метод. Так, в работе [52] приводится следующая зависимость для оценки потерь:

$$\Delta W_c = a W_c^{b_1} \ell^{b_2} n^{b_3}, \quad (9.60)$$

где ℓ — протяженность сети, км; n — количество линий, шт.; a, b — коэффициенты регрессии; W_c — отпуск энергии потребителям, кВт·ч.

9.10. Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

Потери электроэнергии в батареях конденсаторов, подключаемых параллельно нагрузке, определяют по одной из формул [24]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\text{бк}} &= \Delta p_{\text{бк}} Q_{\text{бк}} T_{\text{э}}; \\ \Delta W_{\text{бк}} &= \Delta p_{\text{бк}} W_Q, \end{aligned} \right\} \quad (9.61)$$

где $\Delta p_{\text{бк}}$ — удельные потери, кВт/квар·ч., для конденсаторов напряжением до 1000 В принимаются равными 0,004 и для конденсаторов выше 1000 В — 0,002; $Q_{\text{бк}}$ — номинальная мощность батареи, квар; $T_{\text{э}}$ — эквивалентная продолжительность работы батареи на полную мощность, ч; W_Q — выработка «реактивной энергии» батареями за расчетный период, квар·ч.

Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе состоят из доли, не зависящей от его нагрузки, и доли, характеризующей нагрузочный режим его работы. Приближенно потери электроэнергии можно определять по формуле

$$\Delta W_{\text{ск}} = k_{\text{уд}} W_Q / 100, \quad (9.62)$$

где $k_{\text{уд}}$ — удельное потребление активной мощности, % от выдаваемой (потребляемой) реактивной мощности, принимается $k_{\text{уд}} = 1,4\%$.

Потери электроэнергии в неуправляемых шунтирующих реакторах

$$\Delta W_{\text{шр}} = \Delta P_{\text{хшр}} T_{\text{шр}}$$

или

$$\Delta W_{\text{шр}} = k_{\text{шр}} Q_{\text{шр}} T_{\text{шр}}, \quad (9.63)$$

где $\Delta P_{\text{х шр}}$ — потери мощности холостого хода по паспортным данным; $T_{\text{шр}}$ — продолжительность работы шунтирующего реактора за расчетный период, ч; $k_{\text{шр}}$ — удельные потери мощности, кВт/квар; $Q_{\text{шр}}$ — мощность реактора, квар.

Контрольные вопросы

1. Как определить коэффициент полезного действия электрической сети?
2. С чем связаны коммерческие потери электроэнергии?
3. Какие потери электроэнергии относятся к техническим?
4. Какие факторы выступают в качестве конкурирующих при выборе путей рационального построения электрической сети?
5. В чем заключается структурный анализ потерь электроэнергии?
6. Как определяются потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах?
7. Какие составляющие входят в потери электроэнергии холостого хода в воздушных и кабельных линиях?
8. От чего и как зависят потери электроэнергии в линиях электропередачи на корону?
9. Какие параметры влияют на потери электроэнергии в сопротивлениях линии?
10. От чего зависит активное сопротивление провода линии, находящейся под нагрузкой?
11. В чем сущность метода характерных суточных режимов? Какие сутки принимают в качестве характерных?
12. Как определяются нагрузочные потери электроэнергии по методу средних нагрузок?
13. Какими способами можно определить средние нагрузки сети?
14. Что учитывает коэффициент формы графика нагрузки?
15. Что понимается под среднеквадратичной силой тока и среднеквадратичной мощностью?
16. Какие имеются связи между среднеквадратичной силой тока и параметрами графиков нагрузки?
17. Как определяются потери электроэнергии по методу среднеквадратичных параметров?
18. В чем сущность метода времени наибольших потерь?
19. Что понимается под временем наибольших потерь? От чего оно зависит?
20. Как определяются потери электроэнергии по методу времени наибольших потерь?
21. Чем отличается метод раздельного времени наибольших потерь от метода наибольших потерь?
22. В каких случаях целесообразно применять метод раздельного времени наибольших потерь вместо метода наибольших потерь?
23. Что понимается под временем наибольших потерь от передачи активной (реактивной) мощности?
24. Как определяются потери электроэнергии по методу раздельного времени наибольших потерь?
25. В чем сущность метода эквивалентного сопротивления?
26. Для каких сетей применяется метод эквивалентного сопротивления?

27. Как определяются потери электроэнергии методом эквивалентного сопротивления?
28. Как определяются эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов?
29. В чем сущность вероятностно-статистического метода?
30. Какие параметры входят в регрессионные зависимости для определения потерь электроэнергии?
31. В чем сущность метода определения потерь электроэнергии в сетях напряжением до 1000 В, основанный на связи между потерями напряжения и потерями мощности?
32. Как определяются потери электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1000 В?
33. Как определяются потери электроэнергии в батареях конденсаторов, синхронных компенсаторах и шунтирующих реакторах?
34. Будут ли иметь место потери активной мощности и энергии в линии при передаче по ней только реактивной мощности? Почему?
35. Будут ли в линии электропередачи потери активной мощности и энергии, если она включена с одной стороны и разомкнута с другой? Почему?
36. Каким может быть годовое наибольшее значение времени использования наибольшей нагрузки и наибольшее значение времени наибольших потерь?

Примеры решения задач

Задача 9.1. К двухцепной линии электропередачи напряжением $U = 110$ кВ длиной $L = 40$ км, выполненной проводом марки АС 120/19, подключена нагрузка, режим работы которой характеризуется годовым графиком нагрузки по продолжительности, приведенным в табл. 9.5. Наибольшая передаваемая активная мощность $P_{\text{нб}} = 60$ МВт.

Таблица 9.5

Характеристика годового графика нагрузки по продолжительности

Показатель нагрузки	Номер ступени графика			
	1	2	3	4
Нагрузка в долях от наибольшей передаваемой активной мощности	1,0	0,80	0,60	0,40
Длительность ступеней, ч	1 000	2 000	3 000	2 760
Коэффициент мощности	0,90	0,85	0,82	0,79

Определите годовые нагрузочные потери электроэнергии следующими методами:

- характерных режимов;
- среднеквадратичных параметров;
- времени наибольших потерь;
- раздельного времени наибольших потерь;
- средних нагрузок.

Вычислите различия в потерях энергии (в процентах) по различным методам, приняв за эталонный метод характерных режимов.

Решение. Для заданной марки провода найдем из справочника удельное активное сопротивление $r_0 = 0,27$ Ом/км. Сопротивление одной цепи $R_1 = r_0 L = 0,27 \cdot 40 = 10,8$ Ом, а двух параллельных цепей $R = 0,5 R_1 = 0,5 \cdot 10,8 = 5,4$ Ом.

Для вычисления потерь электроэнергии по *методу характерных режимов* воспользуемся формулой (9.14), приняв в качестве характерных режимов каждую из ступеней заданного годового графика нагрузки по продолжительности:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^4 \Delta P_j \Delta t_j,$$

где ΔP_j — потери мощности при нагрузке P_j j -й ступени графика нагрузки по продолжительности, МВт; Δt_j — длительность j -й ступени, ч.

На каждой ступени графика потери мощности найдем по формуле

$$\Delta P_j = P_j^2 R / (U^2 \cos^2 \varphi_j).$$

В результате получим:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \frac{60^2}{110^2 \cdot 0,90^2} \cdot 5,4 \cdot 1000 + \frac{(60 \cdot 0,80)^2}{110^2 \cdot 0,85^2} \cdot 5,4 \cdot 2000 + \frac{(60 \cdot 0,60)^2}{110^2 \cdot 0,82^2} \cdot 5,4 \cdot 3000 + \\ &+ \frac{(60 \cdot 0,40)^2}{110^2 \cdot 0,79^2} \cdot 5,4 \cdot 2760 = 8547 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

На основании графика нагрузки по продолжительности определим энергию, переданную по линии:

$$\begin{aligned} W_a &= \sum_{j=1}^4 P_j \Delta t_j = 60 \cdot 1000 + 60 \cdot 0,80 \cdot 2000 + 60 \cdot 0,60 \cdot 3000 + 60 \cdot 0,40 \cdot 2760 = \\ &= 330\,240 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Тогда потери электроэнергии от передаваемой мощности составят

$$\Delta W = 8547 \cdot 100\% / 330\,240 = 2,6\%.$$

Из графика нагрузки по продолжительности определим время использования наибольшей активной мощности и наибольшей полной мощности:

$$T_{\text{нба}} = W / P_{\text{нб}} = \sum_{j=1}^4 P_j \Delta t_j / P_{\text{нб}} = 330\,240 / 60 = 5504 \text{ ч};$$

$$T_{\text{нб}} = \frac{\sum_{j=1}^4 \frac{P_j}{\cos \varphi_j} \Delta t_j}{P_{\text{нб}} / \cos \varphi_{\text{нб}}} = \frac{\frac{60}{0,90} \cdot 1000 + \frac{60 \cdot 0,80}{0,85} \cdot 2000 + \frac{60 \cdot 0,60}{0,82} \cdot 3000 + \frac{60 \cdot 0,40}{0,79} \cdot 2760}{60 / 90} = 5924 \text{ ч}.$$

Для определения потерь электроэнергии по *методу среднеквадратичных параметров* сначала из графика нагрузки по продолжительности найдем среднеквадратичную мощность:

$$S_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^4 S_j^2 \Delta t_j}{T}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^4 \frac{P_j^2}{\cos^2 \varphi_j} \Delta t_j}{T}} =$$

$$= \sqrt{\frac{\left(\frac{60}{0,9}\right)^2 1000 + \left(\frac{60 \cdot 0,8}{0,85}\right)^2 2000 + \left(\frac{60 \cdot 0,6}{0,82}\right)^2 3000 + \left(\frac{60 \cdot 0,4}{0,79}\right)^2 2760}{8760}} =$$

$$= 46,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Среднеквадратичная сила тока

$$I_{\text{ск1}} = S_{\text{ск}} / (\sqrt{3}U) = 46,7 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 246 \text{ А}.$$

Тогда годовые потери электроэнергии по формуле (9.26):

$$\Delta W_1 = 3 I_{\text{ск}}^2 R T = 3 \cdot 246^2 \cdot 5,4 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 8588 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешность относительно результата по методу характерных режимов составляет

$$\delta \Delta W_1 = \frac{8588 - 8547}{8547} \cdot 100\% = 0,48\%.$$

Найдем силу тока в режиме наибольших нагрузок:

$$I_{\text{нб}} = S_{\text{нб}} / (\sqrt{3}U) = 60 / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9) = 350 \text{ А}.$$

Определим среднеквадратичную силу тока по формуле (9.23):

$$I_{\text{ск2}} = 350(0,12 + 5924 \cdot 10^{-4}) = 249 \text{ А}.$$

Тогда потери электроэнергии

$$\Delta W_2 = 3 \cdot 249^2 \cdot 5,4 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 8799 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

а погрешность

$$\delta \Delta W_1 = \frac{8799 - 8547}{8547} \cdot 100\% = 2,9\%.$$

Таким образом, использование эмпирической формулы (9.23) приводит к большей погрешности, чем при вычислении среднеквадратичной силы тока по графику нагрузки.

Вычислим также среднеквадратичную силу тока по формуле (9.24). Для этого найдем сначала по формуле (9.18) коэффициент формы графика нагрузки

$$k_{\phi} = \frac{1090}{T_{\text{нб}}} + 0,876 = \frac{1090}{5924} + 0,876 = 1,06$$

и по формуле (9.25) значение средней силы тока. Активная энергия была вычислена ранее ($W_a = 330\,240$ МВт · ч). Реактивную энергию найдем так:

$$W_p = \sum_{j=1}^4 Q_j \Delta t_j = \sum_{j=1}^4 P_j \operatorname{tg} \varphi_j \Delta t_j = \sum_{j=1}^4 60 \cdot 0,48 \cdot 1000 + 60 \cdot 0,80 \cdot 0,62 \cdot 2000 + \\ + 60 \cdot 0,60 \cdot 0,70 \cdot 3000 + 60 \cdot 0,40 \cdot 0,78 \cdot 2760 = 215\,587 \text{ Мвар} \cdot \text{ч}.$$

Тогда средняя сила тока

$$I_{\text{ср}} = \frac{10^3 \sqrt{330\,240^2 + 215\,587^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 8760} = 237 \text{ А}.$$

Среднеквадратичная сила тока

$$I_{\text{скз}} = k_{\phi} I_{\text{ср}} = 1,06 \cdot 237 = 250 \text{ А}.$$

Потери электроэнергии

$$\Delta W_3 = 3 \cdot 250^2 \cdot 5,4 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 8870 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

а погрешность

$$\delta \Delta W_3 = \frac{8870 - 8547}{8547} \cdot 100\% = 3,8\%.$$

Таким образом, можно сделать вывод о том, что вычисление среднеквадратичной силы тока различными способами привело к приемлемым погрешностям определения потерь электроэнергии по сравнению с методом характерных режимов, принятым за эталонный.

Перейдем теперь к определению потерь энергии по *методу времени наибольших потерь* различными способами.

На основании заданного графика нагрузки по продолжительности

$$\tau_1 = \sum_{i=1}^4 S_i^2 \Delta t_i / S_{\text{нб}}^2 = \\ = \frac{\left(\frac{60}{0,90}\right)^2 \cdot 1000 + \left(\frac{60 \cdot 0,80}{0,85}\right)^2 \cdot 2000 + \left(\frac{60 \cdot 0,60}{0,82}\right)^2 \cdot 3000 + \left(\frac{60 \cdot 0,40}{0,90}\right)^2 \cdot 2760}{(60 / 0,9)^2} = \\ = 4094 \text{ ч}.$$

По эмпирической формуле (9.31)

$$\tau_2 = (0,124 + 5924 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4496 \text{ ч}.$$

По зависимостям, приведенным на рис. 9.2, при $T_{\text{нб}} = 5924$ ч и при $\cos \varphi$ в интервале от 0,90 до 0,79 (примем $\cos \varphi = 0,85$) $\tau_3 = 4200$ ч.

По формуле (9.32) при вычисленном ранее $T_{\text{нба}} = 5504$ ч и заданных в графике нагрузки по продолжительности $P_{\text{нб}} = 60$ МВт, $P_{\text{нм}} = 60 \cdot 0,40 = 24$ МВт

$$\tau_4 = 2 \cdot 5504 - 8760 + \frac{8760 - 5504}{1 + \frac{5504}{8760} - 2 \frac{24}{60}} \left(1 - \frac{24}{60}\right)^2 = 3660 \text{ ч.}$$

Тогда по формуле (9.34) найдем соответственно годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_1 = \frac{60^2}{110^2 \cdot 0,9^2} 5,4 \cdot 4094 = 8120 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_2 = \frac{60^2}{110^2 \cdot 0,9^2} 5,4 \cdot 4496 = 8916 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_3 = \frac{60^2}{110^2 \cdot 0,9^2} 5,4 \cdot 4200 = 8329 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_4 = \frac{60^2}{110^2 \cdot 0,9^2} 5,4 \cdot 3660 = 7258 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешности вычислений относительно эталонного метода соответственно составят:

$$\delta \Delta W_1 = \frac{8120 - 8547}{8547} \cdot 100\% = -5,0\%;$$

$$\delta \Delta W_2 = \frac{8916 - 8547}{8547} \cdot 100\% = 4,3\%;$$

$$\delta \Delta W_3 = \frac{8329 - 8547}{8547} \cdot 100\% = -2,6\%;$$

$$\delta \Delta W_4 = \frac{7258 - 8547}{8547} \cdot 100\% = -15,1\%.$$

Как видно, вычисление времени наибольших потерь различными способами привело к разным, но вполне допустимым погрешностям. Наибольшая погрешность оказалась при использовании формулы (9.32), поэтому она и рекомендуется для оценки потерь лишь в проектных расчетах, когда достоверность исходной информации меньше, чем в условиях эксплуатации.

Определим теперь потери электроэнергии по *методу раздельного времени наибольших потерь*. Как видно из таблицы 9.5, графики нагрузки активной и реактивной мощности не идентичны, так как коэффициент мощности изменяется во времени. Найдем реактивную мощность для каждой ступени графика, используя формулу

$$Q_j = P_j \operatorname{tg} \varphi_j.$$

Номер ступени графика нагрузки	1	2	3	4
Активная мощность, МВт.....	60	48	36	24
Реактивная мощность, Мвар	29	30	25	19

Отсюда следует, что максимумы активной и реактивной нагрузки также не совпадают во времени.

На основе формул (9.36) по графикам нагрузки найдем время наибольших потерь от передачи активной и реактивной мощности:

$$\tau_{al} = \sum_{j=1}^4 P_j^2 \Delta t_j / P_{нб}^2 = \frac{60^2 \cdot 1000 + 48^2 \cdot 2000 + 36^2 \cdot 3000 + 24^2 \cdot 2760}{60^2} = 3802 \text{ ч};$$

$$\tau_{pl} = \sum_{j=1}^4 Q_j^2 \Delta t_j / Q_{нб}^2 = \frac{29^2 \cdot 1000 + 30^2 \cdot 2000 + 25^2 \cdot 3000 + 19^2 \cdot 2760}{60^2} = 6124 \text{ ч}.$$

Потери электроэнергии определим по формуле (9.38):

$$\Delta W_1 = \frac{60^2}{110^2} \cdot 5,4 \cdot 3802 + \frac{30^2}{110^2} \cdot 5,4 \cdot 6124 = 8568 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Найдем погрешность расчета относительно эталонного метода:

$$\delta \Delta W_1 = \frac{8568 - 8547}{8547} \cdot 100\% = 0,25\%,$$

т.е. погрешность оказалась минимальной, зависящей лишь от точности вычислений.

Вычислим время наибольших потерь по эмпирическим формулам (9.40) и (9.41) при найденном ранее значении $T_{нба} = 5504 \text{ ч}$ и коэффициенте $b = 0,5$:

$$\tau_{a2} = \left(0,7 \cdot \frac{5504}{8760} + 0,3 \right) \cdot \frac{5504}{8760} \cdot 8760 = 4072 \text{ ч};$$

$$\tau_{p2} = \left(0,7 \cdot \left(\frac{5504}{8760} \right)^{0,5} + 0,3 \right) \cdot \left(\frac{5504}{8760} \right)^{0,5} \cdot 8760 = 5937 \text{ ч}.$$

Тогда потери электроэнергии

$$\Delta W_2 = \frac{60^2}{110^2} \cdot 5,4 \cdot 4072 + \frac{30^2}{110^2} \cdot 5,4 \cdot 5937 = 8927 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешность расчета

$$\delta \Delta W_2 = \frac{8927 - 8547}{8547} \cdot 100\% = 4,4\%.$$

Как и следовало ожидать, погрешность вычислений по эмпирическим формулам выше, чем по графикам нагрузки, но тем не менее она не велика.

Перейдем теперь к вычислению потерь электроэнергии по *методу средних нагрузок*. Для этого определим сначала среднюю активную и реактивную мощность по вычисленным ранее значениям активной $W_a = 330\,240 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ и реактивной $W_p = 215\,587 \text{ Мвар} \cdot \text{ч}$ энергии:

$$P_{cp} = W_a / T = 330240 / 8760 = 37,7 \text{ МВт};$$

$$Q_{cp} = W_p / T = 215587 / 8760 = 24,6 \text{ Мвар}.$$

Тогда годовые потери электроэнергии по формуле (9.17) при вычисленном ранее коэффициенте формы графика нагрузки $k_\phi = 1,06$

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} T k_{\text{ф}}^2 = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U^2} R T k_{\text{ф}}^2 = \frac{37,7^2 + 24,6^2}{110^2} \cdot 5,4 \cdot 8760 \cdot 1,06^2 = 8901 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешность относительно эталонного метода

$$\delta \Delta W = \frac{8901 - 8547}{8547} \cdot 100\% = 4,1\%.$$

Определим средние нагрузки приближенно по формулам (9.16):

$$P_{\text{ср}} = (P_{\text{нб}} + P_{\text{нм}}) / 2 = (60 + 24) / 2 = 42 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ср}} = (30 + 19) / 2 = 24,5 \text{ Мвар}.$$

Тогда при этих нагрузках потери энергии

$$\Delta W = \frac{42^2 + 24,5^2}{110^2} \cdot 5,4 \cdot 8760 \cdot 1,06^2 = 10\,385 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешность

$$\delta \Delta W = \frac{10\,385 - 8547}{8547} \cdot 100\% = 21,5\%.$$

Как и следовало ожидать, приближенное вычисление средних нагрузок приводит к достаточно большой погрешности расчета потерь энергии.

Задача 9.2. Задана схема сети напряжением 10 кВ (рис. 9.6) и параметры сети: длины участков сети, км, их марки проводов и номинальные мощности трансформаторов 10/0,38 кВ, кВ · А. Сила тока головного участка в режиме наибольших нагрузок $I_{\text{гн}} = 30$ А. Время использования наибольшей нагрузки всех потребителей, подключенных к сети, $T_{\text{нб}} = 4500$ ч.

Определите годовые потери электроэнергии методом эквивалентного сопротивления и вероятностно-статистическим методом.

Решение. Применяя метод эквивалентного сопротивления, по заданным номинальным мощностям трансформаторов, используя паспортные данные, найдем их активные и реактивные сопротивления. По заданным маркам проводов из справочников находим их удельные сопротивления r_0 и x_0 . По заданным длинам участков найдем их активные и реактивные сопротивления. Результаты представлены на рис. 9.7.

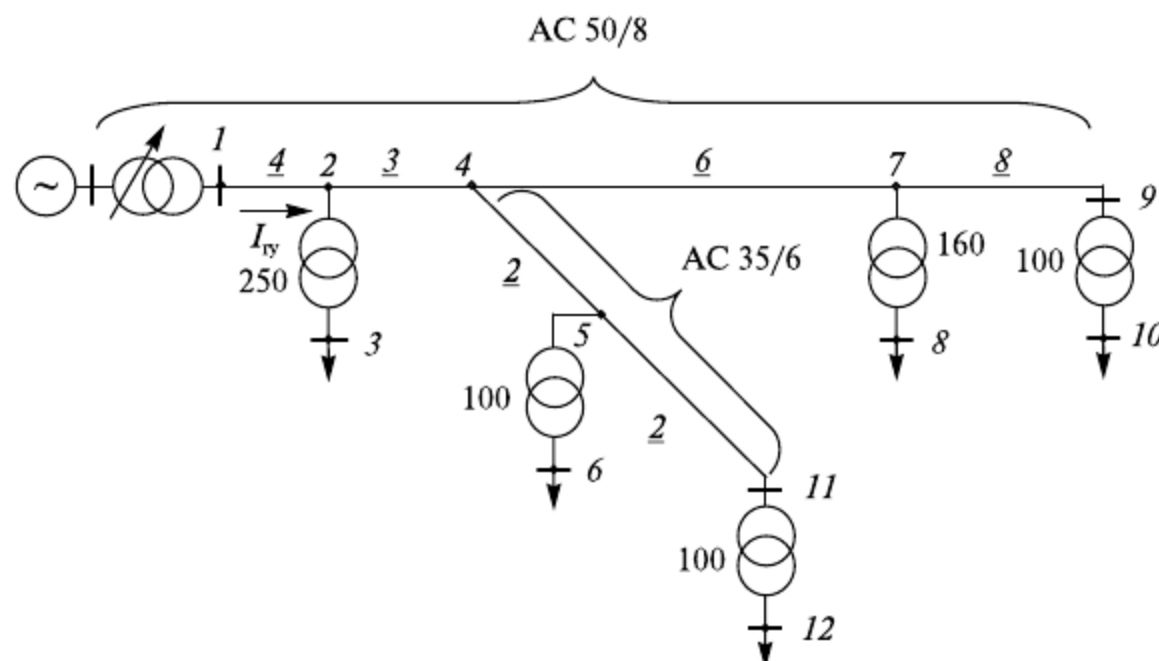


Рис. 9.6. Схема сети с исходными параметрами

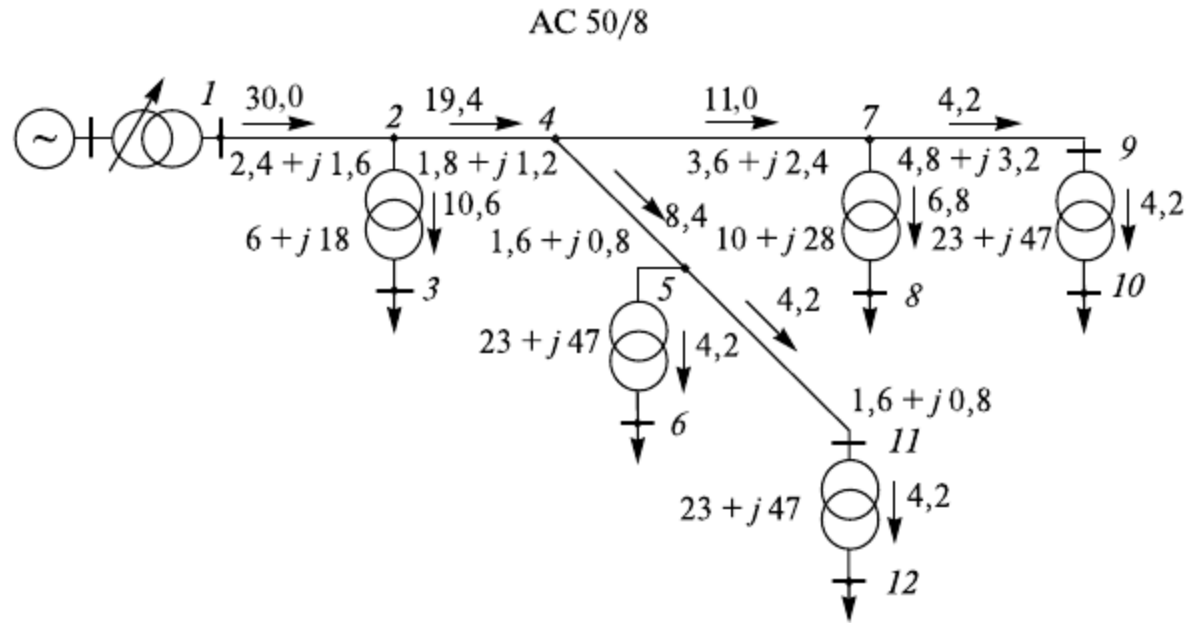


Рис. 9.7. Схема сети с сопротивлениями участков и токораспределением

Известную нагрузку головного участка распределим пропорционально номинальным мощностям трансформаторов, подключенных к сети. Так, сила тока трансформатора 23

$$I_{23} = I_{\text{гв}} S_{\text{ном}23} / \sum_{i=1}^5 S_{\text{ном}i} = 30 \cdot 250 / 710 = 10,6 \text{ А},$$

где суммарная номинальная мощность трансформаторов

$$\sum_{i=1}^5 S_{\text{ном}i} = 250 + 160 + 100 + 100 + 100 = 710 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Используя первый закон Кирхгофа, найдем силы токов на всех участках (см. рис. 9.7).

По формулам (9.42) и (9.43) найдем эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов:

$$R_{\text{эл}} = \frac{30^2 \cdot 2,4 + 19,4^2 \cdot 1,8 + 11^2 \cdot 3,6 + 4,2^2 \cdot 4,8 + 8,4^2 \cdot 1,6 + 4,2^2 \cdot 1,6}{30^2} = 3,9 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{эт}} = \frac{10,6^2 \cdot 6 + 6,8^2 \cdot 10 + 4,2^2 \cdot 23 + 4,2^2 \cdot 23 + 4,2^2 \cdot 23}{30^2} = 2,6 \text{ Ом}.$$

По формуле (9.31) вычислим время наибольших потерь

$$\tau = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч}.$$

Тогда по формуле (9.44) определим годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W = 3 \cdot 30^2 (3,9 + 2,6) \cdot 2886 \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 30^2 \cdot 6,5 \cdot 2886 \cdot 10^{-6} = 50,6 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Полагая время использования наибольшей активной мощности равным времени использования наибольшей полной мощности $T_{\text{нба}} = T_{\text{нб}} = 4500 \text{ ч}$ и принимая коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,90$, найдем годовую энергию, пропущенную через головной участок:

$$W = P_{\text{нбгу}} T_{\text{нба}} = \sqrt{3} U I_{\text{гу}} \cos \varphi T_{\text{нба}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 30 \cdot 0,90 \cdot 4500 \cdot 10^{-3} = 2102 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери энергии от переданной энергии составят, %

$$\Delta W = 50,6 \cdot 100 / 2102 = 2,4.$$

Зная эквивалентное сопротивление для данной сети, можно находить потери энергии при других силах токов головного участка в режиме наибольших нагрузок. Так, если сила тока головного участка увеличилась в 2 раза, т.е. стала $I_{\text{гу}} = 60 \text{ А}$, то потери энергии составят

$$\Delta W = 3 \cdot 60^2 \cdot 6,5 \cdot 2886 \cdot 10^{-6} = 202,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Переданная энергия

$$W = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 60 \cdot 0,90 \cdot 4500 \cdot 10^{-3} = 4204 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери энергии от переданной энергии, %:

$$\Delta W = \frac{202,6}{4204} \cdot 100 = 4,8.$$

В общем виде потери электроэнергии от переданной энергии можно выразить так, %:

$$\Delta W = \Delta W \cdot 100 / W = \Delta W \cdot 100 / (P_{\text{нбгу}} T_{\text{нба}}) = 3 I_{\text{гу}}^2 R_{\Sigma} \tau \cdot 100 / (\sqrt{3} U I_{\text{гу}} \cos \varphi T_{\text{нба}}) = A I_{\text{гу}};$$

$$A = 3 R_{\Sigma} \tau \cdot 100 / (\sqrt{3} U \cos \varphi T_{\text{нба}}) = \text{const}.$$

Следовательно, при неизменных параметрах сети (U , R_{Σ}) и параметрах графика нагрузки ($\cos \varphi$, $T_{\text{нба}}$) потери энергии в процентах пропорциональны силе тока головного участка, что и подтвердил проведенный расчет. При увеличении силы тока в 2 раза с 30 А до 60 А потери энергии также увеличились в 2 раза с 2,4 до 4,8%.

Для вычисления потерь электроэнергии *вероятностно-статистическим методом* воспользуемся формулой (9.49), принимая в качестве магистрали линии 1—2—4—7—9 (см. рис. 9.6):

$$\Delta W = 31,46 W_{\text{гу}}^{0,62} L_{\text{м}}^{0,3} = 31,46 (2102 \cdot 10^{-3})^{0,62} \cdot (4 + 3 + 6 + 8)^{0,3} = 124,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

что от переданной энергии составляет, %

$$\Delta W = 124,3 \cdot 100 / 2102 = 5,9.$$

Найдем потери энергии по формуле (9.51):

$$\Delta W = 3,13 S_{\Sigma}^{0,2} L_{\text{м}}^{0,22} n_{\text{т}}^{0,17} = 3,13 \cdot (710 \cdot 10^{-3})^{0,2} \cdot (4 + 3 + 6 + 8)^{0,22} \cdot 5^{0,17} = 6,9\%,$$

то несколько отличается от полученного значения по формуле (9.49).

Если в качестве расчетной модели принять формулу (9.50), то получим:

$$\Delta W = 18,93 W_{\text{гу}} + 2,32 L_{\text{м}} + 3,66 L_0 - 4,21 = 18,93 \cdot 2102 \cdot 10^{-3} +$$

$$+ 2,32 \cdot (4 + 3 + 6 + 8) + 3,66 \cdot (2 + 2) - 4,21 = 98,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

что от переданной энергии составляет, %:

$$\Delta W = 98,9 \cdot 100 / 2102 = 4,7.$$

При вычислении потерь энергии по формуле (9.52) получим:

$$\begin{aligned} \Delta W &= 1,23S_{\Sigma} + 0,1L_M + 0,04L_0 + 0,02n_T + 3,68 = 1,23(710 \cdot 10^{-3}) + \\ &+ 0,1 \cdot (4 + 3 + 6 + 8) + 0,04(2 + 2) + 0,02 \cdot 5 + 3,68 = 6,9\%, \end{aligned}$$

что близко к полученному по формуле (9.50) значению 6,8%.

Из проведенных расчетов видно, что результаты по формулам (9.49) и (9.50) могут несколько различаться, а также и от результата, полученного по методу эквивалентного сопротивления. Это объясняется тем, что по методу эквивалентного сопротивления вычисляются только нагрузочные потери, а по вероятностно-статистическому методу — как нагрузочные, так и потери холостого хода.

Расхождение в результатах по различным формулам может уменьшаться при увеличении в сети числа участков и трансформаторов.

Задача 9.3. Определите годовые потери электроэнергии в трехфазной сети напряжением 0,38 кВ длиной $L = 0,30$ км с симметричной нагрузкой по фазам (рис. 9.8). Нагрузка равномерно распределена вдоль длины линии и в режиме наибольших нагрузок составляет $p = 0,06$ кВт/м с $\cos \varphi = 0,90$. Линия выполнена маркой провода А 35. Время использования наибольшей нагрузки составляет $T_{\text{нб}} = 3000$ ч.

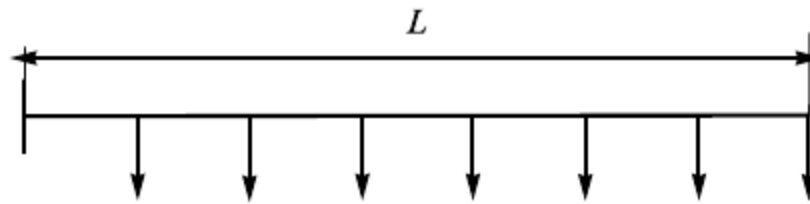


Рис. 9.8. Схема сети с равномерно распределенной нагрузкой

Решение. Для марки провода А 35 удельные сопротивления $r_0 = 0,84$ Ом/км и $x_0 = 0,31$ Ом/км. Тогда сопротивления всей линии $R = 0,84 \cdot 0,30 = 0,25$ Ом, $X = 0,31 \cdot 0,30 = 0,09$ Ом.

Сила тока, приходящаяся на 1 км линии:

$$I_{\text{нб}} = P / (\sqrt{3}U \cos \varphi) = 0,06 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,90) = 101,4 \text{ А/км},$$

а сила тока от всей заданной нагрузки $I_{\text{нб}} = I_{\text{нб}} L = 101,4 \cdot 0,30 = 30,4$ А.

Потери мощности в линии с распределенной нагрузкой равны потерям мощности от такой же сосредоточенной нагрузки, но подключенной на расстоянии $L/3$ от начала линии:

$$\Delta P_{\text{нб}} = 3I_{\text{нб}}^2 R / 3 = 30,4^2 \cdot 0,25 = 231 \text{ Вт}.$$

Потери мощности от передаваемой мощности составят, %:

$$\Delta P_{\text{нб}} = \Delta P_{\text{нб}} 100 / (pL) = 231 \cdot 100 / (0,06 \cdot 0,30) = 1,28.$$

Время наибольших потерь определим по формуле (9.31):

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 3000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч}.$$

Тогда потери электроэнергии по методу времени наибольших потерь

$$\Delta W = \Delta P_{\text{нб}} \tau = 231 \cdot 1575 \cdot 10^{-3} = 364 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Переданная энергия (при $T_{\text{нба}} = T_{\text{нб}}$)

$$W = P_{\text{нб}} T_{\text{нба}} = p L T_{\text{нба}} = 0,06 \cdot 0,30 \cdot 10^3 \cdot 3000 = 54 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери энергии от переданной энергии составят, %:

$$\Delta W = 364 \cdot 100 / (54 \cdot 10^3) = 0,67.$$

Определим теперь потери энергии через потери напряжения, которые для линии с распределенной нагрузкой равны потерям напряжения от такой же сосредоточенной нагрузки, но подключенной на расстоянии $1/2$ от начала линии (см. подраздел 9.9):

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{нб}} &= \sqrt{3} I_{\text{нб}} (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cdot 100\% / (2 U_{\text{ном}}) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 30,4 (0,25 \cdot 0,90 + 0,09 \cdot 0,44) \cdot 100\% / (2 \cdot 0,38 \cdot 10^3) = 1,8\%. \end{aligned}$$

По формуле (9.57) найдем коэффициент перехода от потерь напряжения к потерям мощности:

$$k_{\text{нм}} = \frac{2 \cdot 0,25}{3(0,25 \cdot 0,90 + 0,09 \cdot 0,44) \cdot 0,90} = 0,70.$$

По формуле (9.55) определим потери мощности от передаваемой мощности:

$$\Delta P_{\text{нб}} = k_{\text{нм}} \Delta U_{\text{нб}} = 0,70 \cdot 1,8 = 1,26\%,$$

что практически соответствует найденным ранее потерям мощности.

Потери электроэнергии относительно переданной энергии по формуле (9.58) составят

$$\Delta W = k_{\text{нм}} \Delta U_{\text{нб}} \tau / T_{\text{нба}} = 0,70 \cdot 1,8 \cdot 1575 / 3000 = 0,66\%,$$

что практически соответствует найденным ранее потерям энергии.

Обратим внимание на то, что потери мощности в процентах от передаваемой мощности в режиме наибольших нагрузок оказываются больше потерь энергии в процентах от передаваемой энергии ($\Delta P_{\text{нб}}\% > \Delta W\%$).

Задача 9.4. Определите годовые потери электроэнергии в нерегулируемой батарее конденсаторов мощностью $Q_{\text{бк}} = 1000$ квар, подключенной на шины напряжением 10 кВ подстанции. По условию работы предприятия, которое питается от этих шин, установлен следующий режим работы батареи конденсаторов: она отключается от сети на все выходные и праздничные дни и с 0.00 до 6.00 ежедневно в рабочие дни. Во все остальное время она работает с полной мощностью.

Решение. Определим продолжительность работы батареи конденсаторов, например, в 2005 г. Из 365 дней количество выходных дней равно 52, а праздничных, не совпадающих с выходными, — 4, т.е. в течение полных суток батарея конденсаторов не будет работать 56 дней. Тогда количество рабочих дней составит $365 - 56 = 309$, а количество рабочих часов $T_{\text{бк}} = (24 - 6) \cdot 309 = 5562$ ч.

Годовые потери электроэнергии вычислим по формуле (9.61) при удельных потерях $p = 0,002$ кВт/квар:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{бк}} Q_{\text{бк}} T_{\text{бк}} = 0,002 \cdot 1000 \cdot 5562 = 11\,124 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Задача 9.5. Определите годовые потери электроэнергии на корону в линии электропередачи длиной 200 км, напряжением 330 кВ, выполненной с количеством проводов в фазе, равным 2, сечением каждого провода 400 мм² и проходящей по территории Смоленской области. Постройте зависимость изменения потерь электроэнергии на корону от среднеэксплуатационного напряжения в пределах от 0,95 до 1,1 $U_{\text{ном}}$.

Решение. Из таблицы 9.2 для региона 1, соответствующего Смоленской области, находим удельные потери $\Delta W_{\text{к. табл}} = 35,2$ кВт · ч/(км · год). Тогда при длине линии $L = 200$ км получим

$$\Delta W = \Delta W_{\text{к. табл}} L = 35,2 \cdot 200 = 7040 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии при реальном напряжении равны потерям, взятым из таблицы 9.2 и умноженным на поправочный коэффициент $k_{U_{\text{к}}}$. Поэтому для построения зависимости изменения потерь на корону от напряжения достаточно вычислить этот коэффициент по формуле (9.7):

$$k_{U_{\text{к}}} = 6,88 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 - 5,88 \frac{U}{U_{\text{ном}}}.$$

Задаваясь различными значениями напряжения, получаем:

Напряжение $U/U_{\text{ном}}$	0,95	1,0	1,05	1,1
Коэффициент $k_{U_{\text{к}}}$	0,91	1,0	1,41	1,83

Результаты представлены на рис. 9.9. Из результатов расчета видно, что потери мощности и энергии на корону сильно зависят от напряжения. При повышении напряжения на 10% относительно номинального они увеличиваются в 1,83 раза.

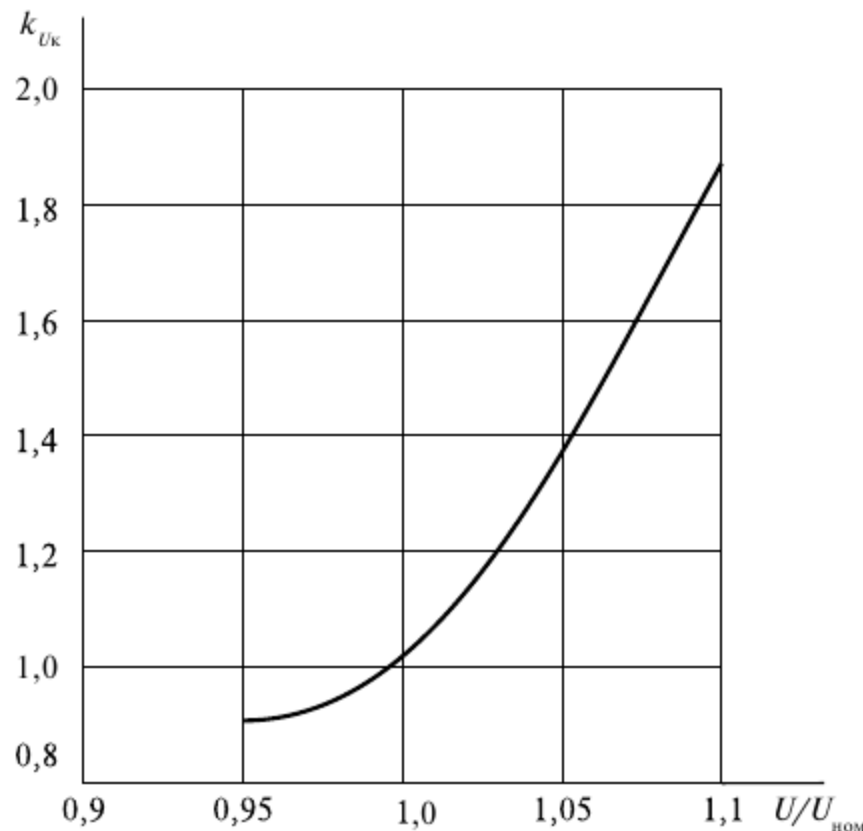


Рис. 9.9. Зависимость $k_{U_{\text{к}}}$ от напряжения

Задача 9.6. Определите потери электроэнергии за 1 сут. в воздушной линии электропередачи длиной 30 км, выполненной проводом марки АС 120/19, если в течение 12 ч при температуре окружающего воздуха $t_{\text{в}} = 0$ по ней пропускается ток силой $I = 200$ А, а в течение остальных 12 ч при температуре $t_{\text{в}} = 20$ °С — предельно допустимая сила тока $I = 380$ А.

Решение. Для решения задачи воспользуемся формулой (9.9), по которой вычисляется активное сопротивление провода:

$$R_{\text{н}} = R_{20} \left[1 + 0,004 \left(t_{\text{в}} - 20 + 8,3 J^2 \sqrt{\frac{F}{300}} \right) \right],$$

где F — сечение провода, мм²; J — плотность тока, А/мм², равная $J = I/F$.

Для заданной марки провода при температуре $t_{\text{в}} = 20$ °С из справочников найдем активное сопротивление $R_{20} = 0,27$ Ом/км. Тогда при температуре $t_{\text{в}} = 0$ получим:

$$R_{\text{н}} = 0,27 \left[1 + 0,004 \left(0 - 20 + 8,3 \frac{I^2}{120^2} \sqrt{\frac{120}{300}} \right) \right] = 0,27 \left[1 + 0,004 \left(-20 + 0,365 I^2 \cdot 10^{-3} \right) \right].$$

Подставив различные значения силы тока, найдем сопротивление провода, соответствующее данной силе тока при температуре $t_{\text{в}} = 0$. Так, при силе тока $I = 200$ А получим

$$R_{\text{н}} = 0,27 \left[1 + 0,004 \left(-20 + 0,365 \cdot 200^2 \cdot 10^{-3} \right) \right] = 0,264 \text{ Ом.}$$

Аналогичным образом при температуре $t_{\text{в}} = 20$ °С получим

$$R_{\text{н}} = 0,27 \left[1 + 0,004 \left(20 - 20 + 8,3 \frac{I^2}{120^2} \sqrt{\frac{F}{300}} \right) \right] = 0,27 \left[1 + 0,004 \cdot \left(0,36 I^2 \cdot 10^{-3} \right) \right].$$

Результаты расчетов при различных значениях силы тока приведены в табл. 9.6, из которой видны изменения активного сопротивления провода в зависимости от температуры провода и пропускаемого тока. Так, при температуре $t_{\text{в}} = 20$ °С и силе тока $I = 380$ А сопротивление провода по сравнению с сопротивлением при силе тока $I = 0$ увеличивается в 1,215 раза.

Найдем теперь потери электроэнергии в соответствии с заданным режимом работы линии:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^2 3 I_i^2 R_i t_i = \left(3 \cdot 200^2 \cdot 0,264 \cdot 30 \cdot 12 + 3 \cdot 380^2 \cdot 0,33 \cdot 30 \cdot 12 \right) 10^{-6} = 62,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Таблица 9.6

Активные сопротивления провода при различной силе тока

Температура воздуха $t_{\text{в}}$, °C	Параметр	Сила тока, А				
		0	100	200	300	380
0	$R_{\text{п}}$, Ом/км	0,248	0,252	0,264	0,284	0,306
	$R_{\text{п}}/R_{20}$	0,92	0,934	0,979	1,051	1,135
20	$R_{\text{п}}$, Ом/км	0,27	0,274	0,286	0,310	0,330
	$R_{\text{п}}/R_{20}$	1	1,014	1,059	1,131	1,215

Определим также потери энергии без учета зависимости активного сопротивления от температуры воздуха и силы тока линии:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^2 3 I_i^2 R t_i = 3 \cdot 200^2 \cdot 0,27 \cdot 30 \cdot 12 + 3 \cdot 380^2 \cdot 0,27 \cdot 30 \cdot 12 = 53,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешность расчета составляет, %

$$\delta \Delta W = \frac{62,9 - 53,8}{62,9} \cdot 100 = 14,5.$$

ГЛАВА 10

ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

10.1. Задачи регулирования режимов

Под режимом работы системы передачи и распределения электроэнергии понимают состояние системы, характеризующееся совокупностью условий и величин, в какой-либо момент времени или на интервале времени. Различают нормальные, ремонтные, аварийные и послеаварийные режимы.

Нормальным режимом работы называется режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей и качество электрической энергии (качество частоты и качество напряжения) в установленных пределах.

К основным параметрам нормального режима относятся: частота переменного тока в системе; напряжения, токи, потоки активной и реактивной мощности в узлах системы; токи, потоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы сети (в линиях и трансформаторах); активная и реактивная мощность электростанций; реактивная мощность компенсирующих устройств.

Если один или несколько элементов системы отключены для проведения их ремонта, то наступает *ремонтный режим*.

Аварийные режимы относятся к переходным режимам и характеризуются кратковременностью (доли секунды, несколько секунд). Они возникают при различных повреждениях, например при коротких замыканиях, при этом параметры режима изменяются быстро и сильно отличаются от параметров установившегося режима.

В случае же отключения одного или нескольких элементов из-за возникших внезапных повреждений (аварийный режим) система оказывается в состоянии *послеаварийного режима*.

Нормальные, ремонтные и послеаварийные режимы относятся к установившемуся режимам. Они характеризуются достаточно большой продолжительностью (часами, сутками, месяцами) и неизменными или медленно изменяющимися параметрами режима. В ремонтных и послеаварийных режимах, так же как и в нормальных режимах, должно обеспечиваться качество электроэнергии в соответствии с нормативами. Вместе с тем в отличие от нормальных режимов при возникновении ремонтных и послеаварийных режимов иногда допускают некоторое ограничение потребителей по мощности.

Регулирование нормальных режимов осуществляется в соответствии с суточным планом. Если условия функционирования системы изменились по сравнению с планом, то проводится коррекция режима. При этом должны быть удовлетворены условия требуемой надежности электроснабжения потребителей, качества электроэнергии и наибольшей экономичности.

При управлении нормальными режимами обеспечивается производство оперативных переключений, вывод в ремонт и резерв оборудования и ввод его в работу

после окончания ремонта, соответствующая настройка релейной защиты и системной автоматики, сбор и обработка информации о работе системы.

Управление нормальными режимами системы передачи и распределения электроэнергии можно условно подразделить:

- на управление режимами для обеспечения надежности электроснабжения;
- управление напряжением и реактивной мощностью для обеспечения экономичности режимов электрических сетей и качества электроэнергии по напряжению.

Управление режимами для обеспечения надежности включает:

- оперативный контроль параметров режима (перетоков активной мощности, напряжений в основных узлах системы) и принятие мер в случае выхода их за допустимые пределы по условию надежности;
- оценку ожидаемых ремонтных и возможных аварийных режимов, принятие мер по корректировке режима, изменению схемы сети, состава включенного оборудования для предотвращения возможных недопустимых послеаварийных режимов;
- ограничение перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям электропередачи.

Управление по напряжению и реактивной мощности включает:

- поддержание напряжения у электроприемников в соответствии с нормами качества электроэнергии;
- обеспечение экономичности режима электрической сети с учетом технических ограничений по ее элементам.

10.2. Способы и средства регулирования режимов

Оперативному управлению режимами электрических сетей предшествует планирование режимов. Различают долгосрочное и краткосрочное планирование. Оно осуществляется на различных уровнях диспетчерского управления и неразрывно связано с планированием режимов работы электрических станций.

К *долгосрочному планированию* относится планирование режимов на несколько лет, год, квартал, месяц. В зависимости от иерархического уровня при долгосрочном планировании применительно к электросетевой части энергосистемы проводятся следующие основные работы:

- осуществляется прогнозирование электропотребления и типовых суточных графиков активной нагрузки узлов электрической сети;
- разрабатываются годовые и месячные планы ремонта оборудования;
- разрабатываются режимы на характерные периоды года (зимнего максимума нагрузки, летних ремонтов оборудования и др.);
- выполняются электрические расчеты режимов и определяются предельно допустимые значения мощности линий электропередачи;
- анализируются структуры и динамики потерь мощности и электроэнергии, на основании чего намечаются пути снижения потерь;
- рассматриваются вопросы использования средств регулирования напряжения в наиболее характерных контрольных точках системы и разрабатываются меры по повышению качества напряжения;
- выбираются нормальные схемы электрических соединений сети с учетом ограничений токов короткого замыкания и требований надежности электроснабжения;

- устанавливаются оптимальные графики напряжений в центрах питания распределительных сетей;
- выбираются режимы работы компенсирующих устройств.

К *краткосрочному планированию* относится планирование режимов на неделю и на сутки. Применительно к электросетевой части энергосистемы подразделениями диспетчерского управления решаются следующие задачи:

- осуществляется прогнозирование суточных графиков узлов нагрузки;
- рассматриваются заявки на вывод в ремонт оборудования электрических сетей и на основании их корректируется схема сети;
- выполняются расчеты по оптимизации суточного режима электрической сети;
- осуществляется анализ фактических режимов за прошедшие сутки в целях выявления причин их отклонений от запланированных.

На основании краткосрочного планирования формируется задаваемый режим на 1 сут., который включает в себя:

- нормальную схему сети;
- разрешенные заявки на вывод в ремонт оборудования;
- суточные графики нагрузки;
- плановые перетоки мощности по межсистемным линиям;
- суточные графики напряжений в контрольных точках;
- допустимые нагрузки по линиям электропередачи.

Для ведения заданного режима в зависимости от иерархического уровня диспетчерского управления необходимо осуществлять:

- коррекцию перетоков мощности путем изменения мощности электростанций и контроль за ними;
- поддержание схемы коммутации электрической сети и текущее управление ею путем организации и осуществления оперативных переключений;
- вывод в ремонт и ввод в работу оборудования в соответствии с разрешенными заявками;
- руководство регулированием напряжения;
- предупредительные меры, предотвращающие возможные перегрузки линий, трансформаторов и аварийные состояния;
- ликвидацию возникших аварий;
- определение вида и места повреждения линий, направление бригад для устранения повреждений.

Заметим, что многие из перечисленных задач планирования и путей ведения режима непосредственно связаны с режимами работы электростанций, описание которых, однако, выходит за рамки данного курса. Тем не менее из-за тесной взаимосвязи режимов работы электростанций и электрических сетей обобщенно перечислим основные средства и способы регулирования режимов. К средствам регулирования и управления ими, оказывающими различное влияние на режимы, относятся:

- 1) котлоагрегаты, турбогенераторы, гидрогенераторы электростанций с их системами регулирования и вспомогательным технологическим оборудованием;
- 2) трансформаторы без регулирования напряжения под нагрузкой (без РПН);
- 3) устройства РПН трансформаторов и вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) продольного, поперечного и продольно-поперечного регулирования;

- 4) различные компенсирующие устройства: батареи конденсаторов (БК), синхронные компенсаторы (СК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), шунтирующие реакторы (ШР) и др.;
- 5) коммутационные аппараты, прежде всего выключатели, а также выключатели нагрузки, разъединители, отделители, выключатели-включатели и др.;
- 6) дугогасящие катушки для компенсации емкостных токов в сетях с изолированной нейтралью;
- 7) различные устройства автоматического регулирования: возбуждения генераторов (АРВ), напряжения с помощью трансформаторов (АРНТ) и др.;
- 8) каналы связи (проводные, высокочастотные, радиоканалы), системы телеизмерения, телесигнализации и телеуправления;
- 9) устройства телеуправления мощностью электростанций, выключателями, настройкой релейной защиты и автоматики;
- 10) информационно-вычислительные комплексы для сбора, обработки, хранения и передачи информации о параметрах оборудования и режимов;
- 11) автоматизированные системы управления электростанциями и подстанциями.

С помощью перечисленных средств возможно использование различных способов регулирования режимов. Основные из них следующие:

- управление нагрузкой котлоагрегатов, активной нагрузкой турбо- и гидрогенераторов. Такое управление позволяет обеспечивать регулирование частоты, оптимизацию расхода топлива на выработку требуемой электроэнергии, поддержание заданных перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям;
- управление реактивной нагрузкой генераторов электростанций с помощью их систем возбуждения. Оно позволяет регулировать напряжение, поддерживать заданные уровни напряжения в системообразующей сети и в контрольных точках, осуществлять снижение потерь активной мощности за счет оптимизации потоков реактивной мощности, обеспечивать заданные запасы статической устойчивости;
- управление реактивной нагрузкой компенсирующих устройств. Их воздействие в части регулирования напряжения, снижения потерь активной мощности в сети идентично воздействию реактивной мощности генераторов. Некоторые типы компенсирующих устройств (СК, СТК и др.) также положительно влияют на статическую устойчивость;
- управление коэффициентами трансформации трансформаторов. Оно осуществляется в целях обеспечения и регулирования заданных режимов напряжения. Если трансформаторы выполнены без РПН (что имеет место обычно в сетях напряжением 6—20 кВ и на ряде электростанций), то регулирование их коэффициентов трансформации, как правило, осуществляется посезонно. При наличии на трансформаторах РПН регулирование проводится при необходимости ежедневно, в зависимости от изменения нагрузки;
- управление потоками активной и реактивной мощностями в замкнутых сетях. Регулирование коэффициентов трансформации трансформаторов связи замкнутых сетей различных напряжений и нагрузки источников реактивной мощности приводит к созданию в контурах сети принудительной уравнивающей мощности, с помощью которой можно обеспечивать режимы со сниженными потерями активной мощности;

- управление схемой сети. Такое воздействие на режим осуществляется прежде всего для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, включая различные ремонтные режимы, а также повышения экономичности сети и обеспечения качества напряжения;
- управление настройкой средств компенсации емкостных токов в сетях с изолированной нейтралью. Необходимость в регулировании настройки дугогасящих катушек возникает при развитии сети, при изменении схемы сети из-за производимых ремонтов или по другим причинам, когда изменяется суммарная длина сети, подключенной к трансформатору, в нейтрали которого установлено устройство компенсации емкостных токов;
- управление нагрузкой потребителей. Необходимость воздействия на режим работы потребителей обычно возникает в случаях отсутствия в системе резервов мощности или электроэнергии;
- управление настройкой релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики. Регулирование осуществляется путем задания (и при необходимости — изменения) уставок АРВ, АРНТ, автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), выбора уставок и распределения по регионам устройств автоматической частотной разгрузки и др.

Очевидно, что каждый из перечисленных способов регулирования режимов при оперативном управлении энергосистемой или электрической сетью в зависимости от ситуации может применяться как самостоятельно, так и в комплексе с другими способами.

На надежность электроснабжения потребителей и качество электрической энергии непосредственное влияние оказывают схемы электрических соединений. При формировании нормальных и ремонтных схем диспетчерским службам различного уровня приходится рассматривать такие вопросы, как пропускная способность линий электропередачи и электрических сетей, оперативные свойства схем, схемные способы ограничения токов короткого замыкания, настройка релейной защиты и автоматики, управления режимами нейтралей трансформаторов и др.

Схемы электрических соединений в нормальных и ремонтных режимах должны обеспечивать:

- надежное электроснабжение потребителей, которое непосредственно связано с пропускной способностью линий электропередачи, сети, сечением сети;
- устойчивость электрических станций, узлов нагрузки и энергосистемы в целом;
- соответствие токов короткого замыкания, допустимым для установленного оборудования (выключателей, разъединителей, шин и др.);
- правильность работы противоаварийной и системной автоматики;
- экономическое потокораспределение активных и реактивных мощностей;
- качество электрической энергии в соответствии с требованиями стандарта;
- локализацию возможных аварий с минимальными отключениями потребителей и минимальной потерей генерирующих мощностей.

Сети высших напряжений, в которых потокораспределение определяется непосредственно мощностями, выдаваемыми электростанциями, составляют основную (транзитную) сеть энергосистемы. При изменении коммутационного состояния основной сети обычно изменяются транзитные потоки мощности. Остальные сети относятся к распределительным. Изменение состояния распределительной сети отражается в основном на показателях электроснабжения потребителей, подключенных к данной сети.

Нормальные схемы электрических соединений основной и распределительных сетей разрабатываются соответствующими диспетчерскими службами по результатам расчетов потокораспределения, токов короткого замыкания, устойчивости, оптимизации, надежности и живучести.

В случае необходимого изменения схемы электрических соединений, а также при возникновении изменений схемы из-за аварийного отключения линий, трансформаторов, систем шин и др., дежурный диспетчер в соответствии с оперативной подчиненностью проверяет новую схему:

- на соответствие релейной защиты и автоматики новому режиму;
- допустимость возможной токовой нагрузки в новом нормальном или послеаварийном режиме на линии и трансформаторы;
- возможность обеспечения статической и динамической устойчивости;
- возможность обеспечения требуемого режима напряжения;
- допустимость токов короткого замыкания и возможность их ограничения;
- возможность создания требуемого режима заземления нейтрали.

В последующих параграфах рассмотрено одно из направлений регулирования систем передачи и распределения электроэнергии, а именно направление, связанное с регулированием напряжения.

10.3. Показатели качества электрической энергии

Формирование принципов регулирования режимов основывается на определенных требованиях к качеству электрической энергии. Такие требования сформулированы в межгосударственном стандарте [47].

Для большинства нормированных показателей качества электроэнергии установлены нормально допустимые и предельно допустимые значения. При этом за интервал времени измерений не менее 24 ч значения показателя не должны выходить за предельно допустимые значения и с вероятностью 0,95 должны находиться в пределах нормально допустимого значения. Данные требования должны соблюдаться во всех нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, кроме режимов, обусловленных стихийными бедствиями и непредвиденными ситуациями (ураган, землетрясение, наводнение, пожар и др.).

Качество электроэнергии характеризуется качеством частоты напряжения переменного тока и качеством напряжения. Для оценки качества частоты установлен один показатель — *отклонение частоты*, под которым понимают медленные плавные изменения частоты (менее 1 %/с) относительно ее номинального значения:

$$\delta f = f - f_{\text{ном}}. \quad (10.1)$$

Причина появления отклонения частоты заключается в нарушении баланса генерируемой и потребляемой активной мощности в электроэнергетической системе. Действующим стандартом [47] установлено нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты соответственно $\delta f_{\text{норм}} = \pm 0,2$ Гц и $\delta f_{\text{пред}} = \pm 0,4$ Гц.

Качество напряжения оценивают несколькими показателями, большинство из которых также характеризуется допустимыми значениями (табл. 10.1). К повсеместно используемым показателям относится *отклонение напряжения* в данной точке сети, под которым понимают медленные плавные изменения напряжения относительно его номинального значения. Они вызываются изменением режима работы

подключенных к сети потребителей, включением (отключением) дополнительных потребителей и, как следствие, изменением при этом падения напряжения в элементах сети. Другая причина появления отклонений напряжения заключается в изменении напряжения в центрах питания, т.е. на шинах электростанций или шинах вторичного напряжения понижающих подстанций, к которым присоединены распределительные сети.

Таблица 10.1

Нормы основных показателей качества напряжения

Показатель качества напряжения	Нормы качества напряжения	
	нормально допустимые	предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения δU_y , %	± 5	± 10
Размах изменения напряжения δU_r , В	—	В зависимости от частоты повторения
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения k_u , %, при $U_{\text{ном}}$, кВ, 0,38 6—20 35 110—330	8 5 4 2	12 8 6 3
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $k_{u(n)}$, %	В зависимости от напряжения и исполнения сети, номера гармоники	$1,5k_{u(n)\text{ном}}$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности k_{2U} , %	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности k_{0U} , %	2	4
Длительность провала напряжения при напряжении до 20 кВ включительно, Δt_n , с	—	30

Отклонение напряжения влияет на работу как непосредственно электроприемников, так и элементов электрической сети. Например, такие наиболее распространенные электроприемники, как асинхронные электродвигатели, при отклонении напряжения изменяют скорость вращения, что в ряде случаев может приводить к изменению производительности механизмов, которые приводятся в движение этими электродвигателями. Отрицательные отклонения напряжения приводят к снижению освещенности, что может быть причиной уменьшения производительности труда на ряде предприятий, требующих зрительного напряжения. Отклонения напряжения влияют на потери холостого хода и нагрузочные потери в трансформаторах и линиях электропередачи, на зарядную мощность линий.

Количественно отклонение напряжения оценивают значением установившегося отклонения напряжения:

$$\delta U_y = (U_y - U_{\text{ном}}) \cdot 100\% / U_{\text{ном}}. \quad (10.2)$$

Действующим стандартом [47] допустимые отклонения напряжения нормируются на выводах приемников электроэнергии (см. табл. 10.1), которые могут быть присоединены к сетям напряжением до 1000 В, а также непосредственно к сети напряжением 6—10 кВ. При этом полагается, что в распределительных сетях напряжением 6—110 кВ, в сетях районного и системного значения отклонения напряжения допускаются такими, при которых на выводах электроприемников соблюдаются требования стандарта. Вместе с тем по условию работы изоляции ограничиваются верхние пределы допустимых отклонений напряжения, которые равны: при номинальных напряжениях 6—20 кВ — 20%, 35—220 кВ — 15%, 330 кВ — 10%, 500—750 кВ — 5%. Нижние пределы напряжения ограничены условиями статической устойчивости в сетях напряжением 110 кВ и выше и возможностью устройств регулирования напряжения.

В условиях эксплуатации невозможно постоянно контролировать отклонения напряжения у каждого электроприемника. Поэтому в системах передачи и распределения электроэнергии устанавливают так называемые *контрольные точки*, для которых путем расчета устанавливаются допустимые отклонения напряжения. Если в этих наиболее характерных точках напряжения находятся в допустимых пределах, то значит, что у большинства потребителей оно также не выходит за допустимые пределы. Контрольные точки обычно выбираются на шинах вторичного напряжения в основных узлах нагрузки, а также на шинах электростанций.

Под *колебаниями напряжения* понимают резкие кратковременные изменения напряжения (со скоростью свыше 1 %/с) относительно значения напряжения до наступления изменения. Они вызываются внезапными достаточно большими изменениями нагрузки потребителей, например пусковыми токами электродвигателей. Колебания напряжения в сети появляются также при питании нагрузки с повторно-кратковременным режимом работы, например сварочных агрегатов (рис. 10.1). При этом из-за изменения силы тока в сети изменяется падение напряжения и, как следствие, напряжение в узлах сети. Колебания напряжения вызывают мигания ламп и другие нежелательные явления, что в ряде случаев может приводить к повышенной утомляемости людей, снижению производительности труда и др. Они возникают, как правило, в электрических сетях напряжением до 1000 В.

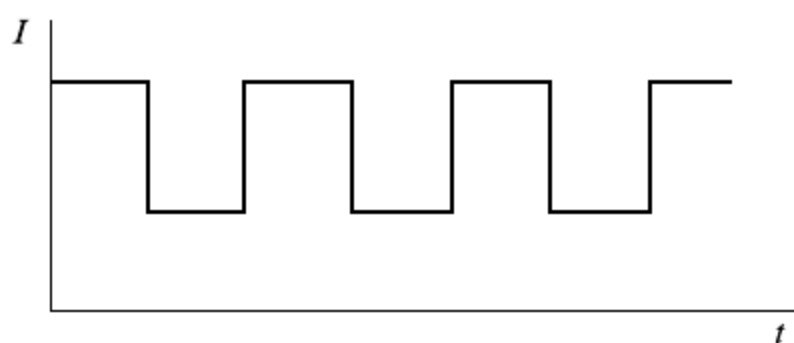


Рис. 10.1. Изменение силы тока во времени потребителя с повторно-кратковременным режимом работы

Количественно колебания напряжения оцениваются *размахом изменения напряжения*

$$\delta U_t = \frac{|U_t - U_{t+1}|}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (10.3)$$

где U_i, U_{i+1} — значения следующих один за другим экстремумов огибающей амплитудных значений напряжения.

Допустимые значения размаха изменения напряжения установлены в зависимости от частоты его появления. С увеличением частоты изменения напряжения допустимое значение размаха уменьшается.

Для оценки колебания напряжения используется также такое понятие, как «доза фликера», которая характеризуется мерой восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени. При этом под *фликером* понимается субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения [47].

Несинусоидальность напряжения характеризуется отличием формы кривой напряжения от синусоидальной (рис. 10.2). Ее появление связано с наличием в сети нелинейных элементов. К ним относятся все перегруженные электромагнитные устройства (от катушки магнитного пускателя до силового трансформатора), работающие на нелинейной части кривой намагничивания и потребляющие из сети несинусоидальный ток, а также выпрямительные установки промышленных предприятий, электрифицированного железнодорожного транспорта и других установок, работающих с другой частотой переменного тока. При наличии несинусоидальности напряжения по элементам сетей протекают токи высших гармоник, которые приводят к ряду отрицательных последствий: дополнительному нагреванию проводников линий, генераторов, трансформаторов, двигателей; повреждению силовых конденсаторных батарей; ложным срабатываниям ряда релейных защит и автоматики и др.

Несинусоидальность напряжения количественно оценивается *коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения* (см. табл. 10.1) как результат i -го наблюдения по формуле

$$k_{Ui} = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2} \cdot 100\% / U_{\text{ном}}, \quad (10.4)$$

где $U_{(n)i}$ — действующее значение напряжения n -й гармоники для i -го наблюдения.

Кроме того, нормируется *коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения* (табл. 10.1):

$$k_{U(n)i} = U_{(n)i} \cdot 100\% / U_{\text{ном}}. \quad (10.5)$$

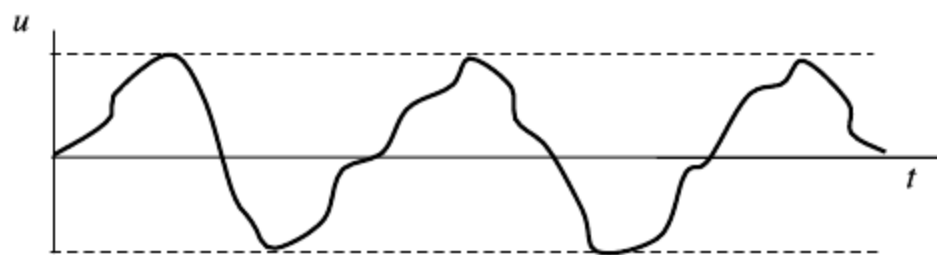


Рис. 10.2. Несинусоидальность напряжения

Нормально допустимые значения $k_{U(n)\text{ном}}$ устанавливаются в зависимости от номинального напряжения сети, исполнения сети (трехфазная или однофазная) и номера гармоники (нечетные, в том числе кратные 3 и не кратные 3 или четные) (см. табл. 10.1). Чем выше номинальное напряжение, тем меньше допустимый уровень гармоник. Допустимый уровень гармоник находят по формуле

$$K_{u(n)\text{пред}} = 1,5 K_{u(n)\text{норм}}.$$

Несимметрия напряжений характеризуется различием значений напряжения в разных фазах. Она обусловлена неравномерным присоединением однофазных электроприемников по фазам и случайным одновременным включением и отключением некоторой части однофазных электроприемников (вероятностная симметрия). В результате подключения неодинаковой нагрузки к разным фазам в какой-то момент времени падения напряжения в фазах оказываются различными. Следствием этого являются различия напряжений фаз в узлах сети (рис. 10.3). Несимметрия значительна в сетях, имеющих крупные однофазные электроприемники, например электровагоны в сетях с тяговыми подстанциями, а также в сетях напряжением до 1000 В с коммунально-бытовой нагрузкой.

Несимметрия напряжения вызывает появление токов обратной и нулевой последовательностей. Эти токи создают дополнительные потери мощности в элементах сети (линиях, трансформаторах) и асинхронных электродвигателях, вызывая их дополнительное нагревание. Несимметрия нагрузок может приводить к недопустимым отклонениям напряжения в отдельных фазах.

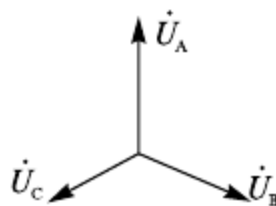


Рис. 10.3. Трехфазная система несимметричных напряжений

Несимметрия напряжений количественно характеризуется следующими показателями (см. табл. 10.1):

коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности при i -м наблюдении

$$k_{2Ui} = U_{2(1)i} \cdot 100\% / U_{\text{ном}}, \quad (10.6)$$

коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности при i -м наблюдении

$$k_{0Ui} = U_{0(1)i} \cdot 100\% / U_{\text{ном}}, \quad (10.7)$$

где $U_{2(1)i}$ — действующее междуфазное напряжение обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i -м наблюдении; $U_{0(1)i}$ — действующее напряжение нулевой последовательности основной частоты; $U_{\text{ном}}$ — номинальное междуфазное напряжение.

Упомянем также некоторые другие показатели качества напряжения.

Провал напряжения — резкое снижение напряжения ниже уровня $0,9 U_{\text{ном}}$ с последующим восстановлением до этого уровня. Причина появления провалов напряжения заключается в возникновении коротких замыканий в электрической сети. Ясно, что продолжительные короткие замыкания недопустимы из-за чрезмерных сил токов по элементам сети, невозможности нормального функционирования электроприемников при сниженном напряжении. Поэтому провал количественно оценивается *длительностью провала* напряжения (рис. 10.4):

$$\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}}, \quad (10.8)$$

где t_n и t_k — начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

Нормами [47] устанавливается предельно допустимое значение длительности провала напряжения (см. табл. 10.1). При этом длительность автоматически устраняемого провала напряжения не нормируется и определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики.

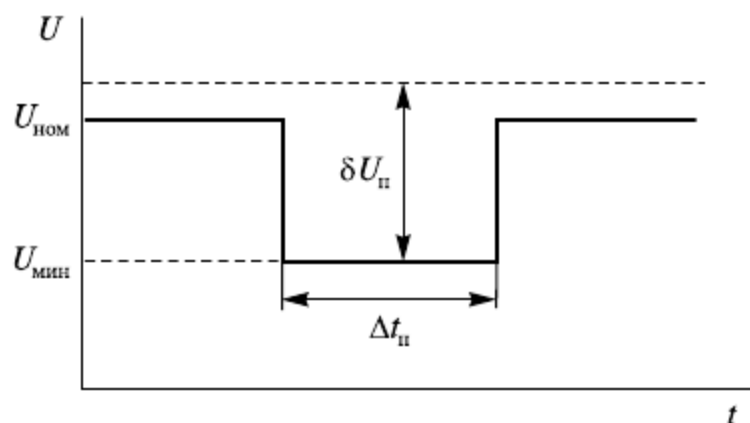


Рис. 10.4. Провал напряжения

Глубина провала напряжения (см. рис. 10.4)

$$\delta U_{\text{п}} = (U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}}) \cdot 100\% / U_{\text{ном}}$$

также не нормируется.

Качество напряжения рекомендуется также оценивать *импульсным напряжением*, которое связано с грозовыми и коммутационными импульсами, а также *коэффициентом временного перенапряжения*, оценивающим временные перенапряжения, возникающие при различных нарушениях в сетях. Предельно допустимые значения указанных показателей не нормируются.

10.4. Понятие о регулировании режимов протяженных электропередач

К протяженным отнесем электропередачи длиной более 300 км, в которых необходим учет распределенности параметров вдоль линии. Такие электропередачи сооружают преимущественно для выдачи мощности крупных электростанций в систему (рис. 10.5, а) либо для связи двух энергосистем (или двух частей энергосистемы) (рис. 10.5, б). Они могут работать как в режиме односторонней передачи активной мощности, так и в режиме реверса мощности.

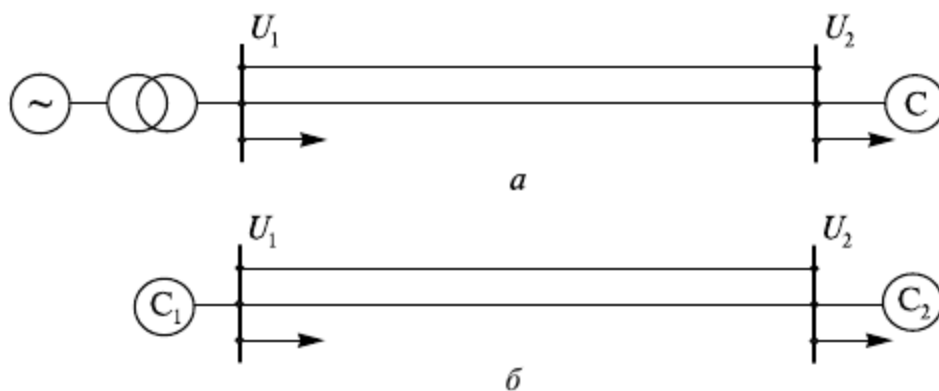


Рис. 10.5. Схемы протяженных электропередач: а — для выдачи мощности электростанции; б — для связи двух систем

Обе схемы представляют собой линию электропередачи с двухсторонним питанием, на каждом из концов которой имеются регулирующие напряжение устройства (генераторы электростанций, компенсирующие устройства и др.). С помощью этих устройств по концам линии могут устанавливаться из каких-либо соображений напряжения U_1 и U_2 . При фиксированных напряжениях U_1 и U_2 задача анализа режимов протяженной электропередачи заключается в выяснении режимов реактивной мощности и напряжения вдоль длины линии при изменении передаваемой по линии активной мощности. При этом на режим реактивной мощности линии оказывает влияние состояние зарядной мощности и потерь реактивной мощности в ней, а режим реактивной мощности в свою очередь влияет на распределение напряжения вдоль линии. Такой анализ режимов позволяет выявлять технически допустимые режимы, внутри семейства которых отыскиваются наиболее экономичные.

Получим сначала некоторые соотношения, характеризующие режим передачи активной мощности. Для качественного анализа рассмотрим идеализированную линию без потерь активной мощности, когда активные сопротивление и проводимость $R_0 = 0$ и $g_0 = 0$ (рис. 10.6). Отложим вектор фазного напряжения $\dot{U}_{1\phi}$ в начале линии по вещественной оси. Под углом φ к нему построим вектор тока \dot{I} в линии. Разложим его на активную I_a и реактивную I_p составляющие. Вычтем из вектора $\dot{U}_{1\phi}$ падение напряжения в сопротивлении X от реактивной составляющей тока I_p ($I_p X \perp I_p$). В результате получим падение напряжения $\Delta \dot{U}$ и вектор фазного напряжения $\dot{U}_{2\phi}$ в конце линии. Обозначим угол между векторами $\dot{U}_{1\phi}$ и $\dot{U}_{2\phi}$ через δ . Из векторной диаграммы (рис. 10.6, б) можно записать:

$$I_a X = U_{2\phi} \sin \delta.$$

Отсюда

$$I_a = U_{2\phi} \sin \delta / X.$$

Тогда активная мощность в начале линии

$$P_1 = 3U_{1\phi} I_a = 3 \frac{U_{1\phi} U_{2\phi}}{X} \sin \delta. \quad (10.9)$$

Выражение (10.9) называется *угловой характеристикой активной мощности* (рис. 10.6, в).

Из выражения угловой характеристики линии без потерь можно сделать важные выводы [73].

1. Передача активной мощности через реактивное индуктивное сопротивление возможна только при наличии расхождения векторов напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 на угол δ . При этом предел пропускной способности линии получается при угле $\delta = 90^\circ$:

$$P_{1\text{пр}} = P_{2\text{пр}} = U_1 U_2 / X.$$

Угол δ можно изменить на генераторах электростанций, подключенных по концам линии, путем изменения механического вращающегося момента ротора генератора за счет воздействия на мощность турбины регулированием количества энергоносителя, подаваемого в нее. При этом устойчивый стационарный режим генератора возможен только на левой ветви угловой характеристики [53].

2. При индуктивном характере линии передача активной мощности происходит в направлении от конца линии с опережающим вектором напряжения в конец с отстающим вектором напряжения, что следует из векторной диаграммы, приведенной на рис. 10.6, б.
3. Передача активной мощности с одного конца линии в другой может осуществляться при любых соотношениях модулей напряжения: $U_1 > U_2$, $U_1 = U_2$, $U_1 < U_2$ (рис. 10.7).

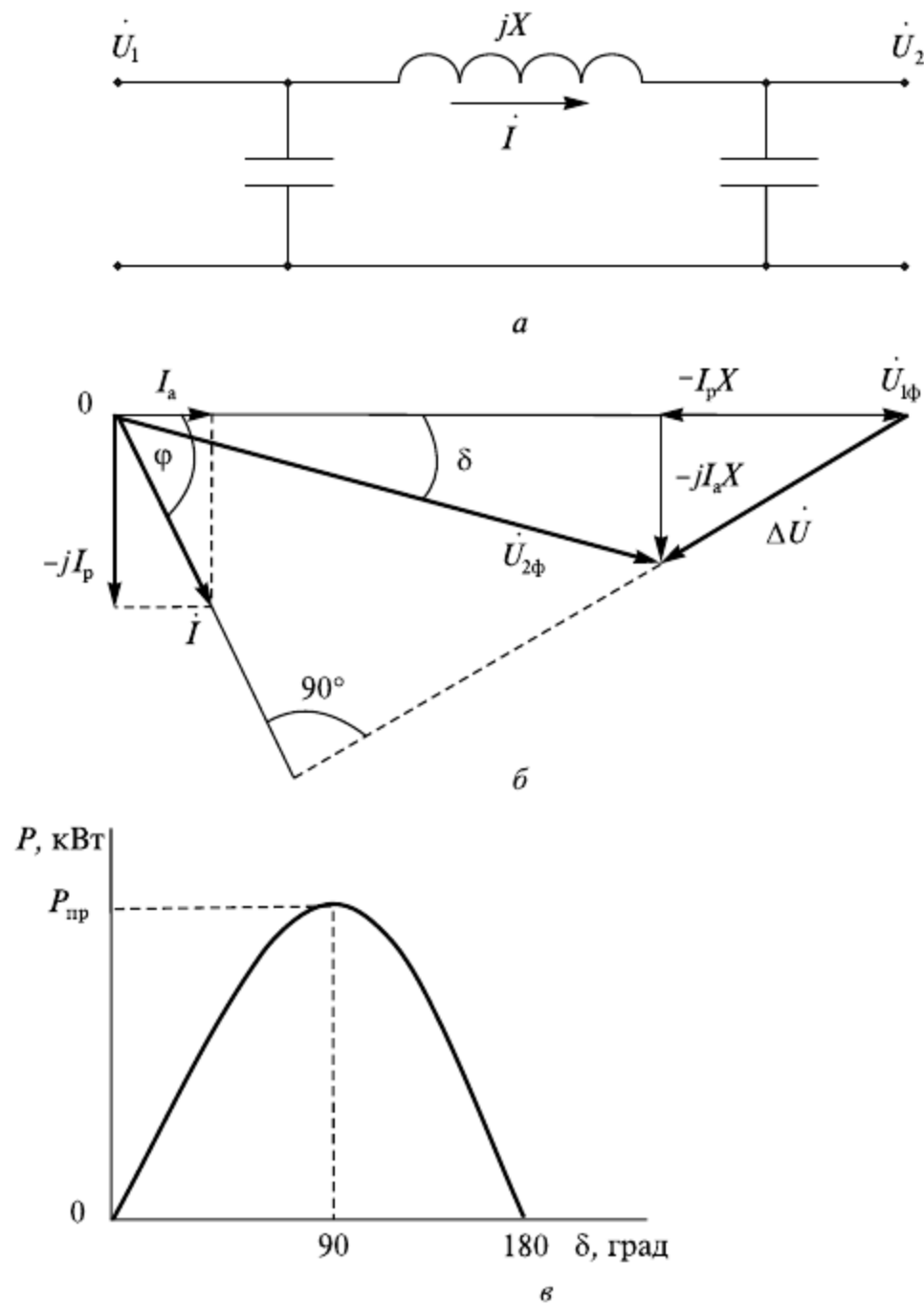


Рис. 10.6. Линия без потерь: *а* — схема замещения; *б* — векторная диаграмма; *в* — угловая характеристика активной мощности

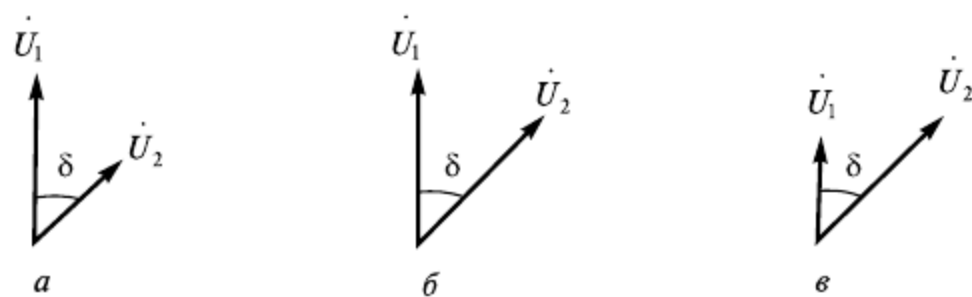


Рис. 10.7. Варианты возможных соотношений напряжений: *а* — $U_1 > U_2$; *б* — $U_1 = U_2$; *в* — $U_1 < U_2$

Сделанные выводы справедливы и для воздушных линий при $R_0 \neq 0$, $g_0 \neq 0$, в которых $X_0 \gg R_0$ [73].

Продолжим, однако, рассмотрение линии без потерь как линии с распределенными параметрами. В ней связь между режимными параметрами конца линии \dot{U}_2, \dot{I}_2 и параметрами \dot{U}_x, \dot{I}_x какой-то точки x линии, удаленной от конца на расстояние ℓ_x , описывается уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_2 \cos(\alpha_0 \ell_x) + j\sqrt{3}\dot{I}_2 Z_B \sin(\alpha_0 \ell_x), \\ \dot{I}_x &= \dot{I}_2 \cos(\alpha_0 \ell_x) + j\frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}Z_B} \sin(\alpha_0 \ell_x), \end{aligned} \right\} \quad (10.10)$$

где Z_B — волновое сопротивление (вещественное число); α_0 — коэффициент изменения фазы волны напряжения (тока).

Связь режимных параметров начала и конца линии соответственно выражается при $\ell_x = L$ в виде:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos(\alpha_0 L) + j\sqrt{3}\dot{I}_2 Z_B \sin(\alpha_0 L), \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \cos(\alpha_0 L) + j\frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}Z_B} \sin(\alpha_0 L). \end{aligned} \right\} \quad (10.11)$$

Рассмотрим натуральный режим линии, характеризующийся равенством сопротивления нагрузки Z_2 и волнового сопротивления Z_B (рис. 10.8, а). Для него можно записать:

$$\dot{U}_2 = \sqrt{3}\dot{I}_2 Z_B \quad \text{или} \quad \dot{I}_2 = \dot{U}_2 / (\sqrt{3}Z_B). \quad (10.12)$$

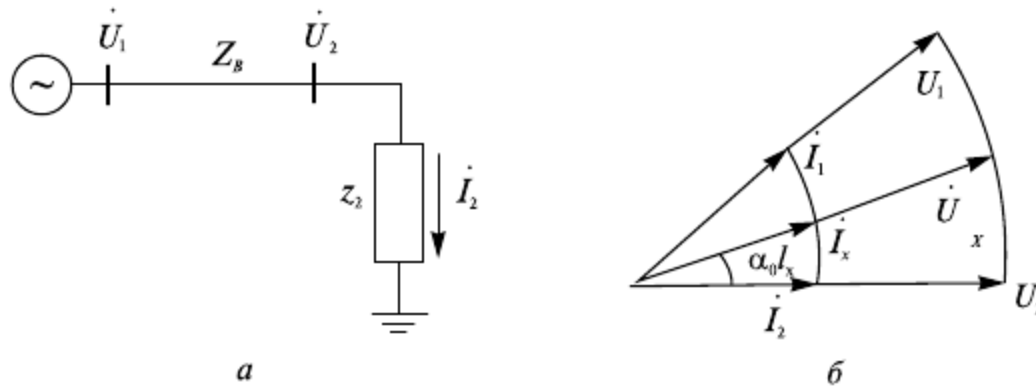


Рис. 10.8. Натуральный режим линии без потерь: а — схема линии с нагрузкой; б — векторная диаграмма

С учетом формулы (10.12) уравнения (10.10) примут вид

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_2 \cos(\alpha_0 \ell_x) + j\dot{U}_2 \sin(\alpha_0 \ell_x), \\ \dot{I}_x &= \dot{I}_2 \cos(\alpha_0 \ell_x) + j\dot{I}_2 \sin(\alpha_0 \ell_x). \end{aligned} \right\} \quad (10.13)$$

Направляя вектор напряжения \dot{U}_2 по вещественной оси ($\dot{U}_2 = U_2$), из формулы (10.12) получим $\dot{U}_2 = U_2$. Тогда из формул (10.13) получим:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= U_2 e^{j\alpha_0 x}, \\ \dot{I}_x &= I_2 e^{j\alpha_0 x}. \end{aligned} \right\} \quad (10.14)$$

Отсюда можно сформулировать свойства натурального режима работы без потерь.

1. Во всех точках по длине линии напряжения и силы токов неизменны по модулю, что объясняется коэффициентом затухания по амплитуде волны $\beta = 0$.
2. В каждой точке линии вектор напряжения совпадает с вектором тока, так как углы при U_2 и I_2 одинаковы, что видно из уравнений (10.14). Отсюда следует, что в любой точке по длине линии реактивная мощность отсутствует и $\cos\varphi = 1$.
3. Углы сдвига векторов напряжения \dot{U}_x и тока \dot{I}_x для различных точек линии равны волновой длине $\alpha \ell_x$ (рис. 10.8, б).

Далее для анализа режима реактивной мощности линии воспользуемся первым уравнением системы (10.11). Имея в виду, что

$$\dot{I}_2 = \dot{S}_2^* / \left(\sqrt{3} \dot{U}_2^* \right) = (P_2 - jQ_2) / \left(\sqrt{3} \dot{U}_2^* \right),$$

получаем:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos(\alpha_0 L) + j \frac{P_2 - jQ_2}{U_2^*} Z_B \sin(\alpha_0 L)$$

или

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos(\alpha_0 L) + \frac{Q_2}{U_2^*} Z_B \sin(\alpha_0 L) + j \frac{P_2}{U_2^*} Z_B \sin(\alpha_0 L). \quad (10.15)$$

Запишем уравнение (10.15) в относительных единицах (о.е.), приняв за базисные $U_{\text{баз}} = U_2$ и $P_{\text{баз}} = P_{\text{нат}}$ и направив вектор напряжения \dot{U}_2 по вещественной оси:

$$\dot{U}_1 / U_2 = \cos \alpha_0 L + \frac{Q_2}{U_2^2 / Z_B} \sin \alpha_0 L + j \frac{P_2}{U_2^2 / Z_B} \sin \alpha_0 L.$$

Имея в виду, что $U_2^2 / Z_B = P_{\text{нат}}$, получим, о.е.:

$$\dot{U}_{1*} = \cos(\alpha_0 L) + q_2 \sin(\alpha_0 L) + jp_2 \sin(\alpha_0 L). \quad (10.16)$$

Из угловой характеристики (10.9), имея в виду, что для П-образной схемы замещения $X = Z_B \sin(\alpha_0 L)$, запишем:

$$p_2 = P_2 / P_{\text{нат}} = \frac{U_1 U_2}{Z_B \sin(\alpha_0 L)} \sin \delta : \frac{U_2^2}{Z_B} = \frac{U_1}{U_2} \frac{\sin \delta}{\sin(\alpha_0 L)} = U_{1*} \frac{\sin \delta}{\sin(\alpha_0 L)}.$$

Отсюда

$$p_2 \sin(\alpha_0 L) = U_{1*} \sin \delta. \quad (10.17)$$

Подставим данное выражение в формулу (10.16):

$$\dot{U}_{1*} = \cos(\alpha_0 L) + q_2 \sin(\alpha_0 L) + jU_{1*} \sin \delta.$$

Отсюда можно записать:

$$U_{1*}^2 = (\cos \alpha_0 L + q_2 \sin \alpha_0 L)^2 + U_{1*}^2 \sin^2 \delta.$$

После преобразований найдем значение реактивной мощности в конце линии:

$$\begin{aligned} U_{1*}^2 (1 - \sin^2 \delta) &= (\cos(\alpha_0 L) + q_2 \sin(\alpha_0 L))^2; \\ U_{1*}^2 \cos^2 \delta &= (\cos(\alpha_0 L) + q_2 \sin(\alpha_0 L))^2; \\ U_{1*} \cos \delta &= \cos(\alpha_0 L) + q_2 \sin(\alpha_0 L); \\ q_2 &= \frac{U_{1*} \cos \delta - \cos(\alpha_0 L)}{\sin(\alpha_0 L)} = \frac{\frac{U_1}{U_2} \cos \delta - \cos(\alpha_0 L)}{\sin(\alpha_0 L)}. \end{aligned} \quad (10.18)$$

Назовем отношение $U_1 / U_2 = k_n$ перепадом напряжений. При работе линии без перепада напряжений ($k_n = 1$) реактивная мощность

$$q_2 = \frac{\cos \delta - \cos(\alpha_0 L)}{\sin(\alpha_0 L)}. \quad (10.19)$$

Напомним, что угол δ связан с передаваемой по линии активной мощностью. Поэтому из формулы (10.18) следует, что значение реактивной мощности в конце линии зависит от передаваемой активной мощности и соотношения модулей напряжений начала и конца линии.

Получим теперь аналогичные выражения для реактивной мощности в начале линии. Для этого воспользуемся уравнением длинной линии без потерь, аналогичным первому уравнению системы (10.11), но выраженным через параметры начала линии:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 \cos(\alpha_0 L) - j\sqrt{3}\dot{I}_1 Z_B \sin(\alpha_0 L).$$

Преобразуем его:

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}_1 \cos(\alpha_0 L) - j \frac{P_1 - jQ_1}{U_1} Z_B \sin(\alpha_0 L) = \dot{U}_1 \cos(\alpha_0 L) - j \frac{Q_1}{U_1} Z_B \sin(\alpha_0 L) - \\ &- j \frac{P_1}{U_1} Z_B \sin(\alpha_0 L). \end{aligned}$$

Приняв за базисные $U_{\text{баз}} = U_1$ и $P_{\text{баз}} = P_{\text{нат}}$ и направив вектор напряжения \dot{U}_1 по вещественной оси, запишем полученное уравнение в относительных единицах и проведем с ним преобразования, аналогичные (10.15)–(10.18):

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 / U_1 &= \cos(\alpha_0 L) - \frac{Q}{U_1^2 / Z_B} \sin(\alpha_0 L) - j \frac{P_1}{U_1^2 / Z_B} \sin(\alpha_0 L); \\ \dot{U}_{2*} &= \cos(\alpha_0 L) - q_1 \sin(\alpha_0 L) - j p_1 \sin(\alpha_0 L); \\ U_{2*}^2 &= (\cos(\alpha_0 L) - q_1 \sin(\alpha_0 L))^2 + p_1^2 \sin^2(\alpha_0 L); \\ p_1 \sin(\alpha_0 L)^2 &= U_{2*} \sin \delta; \\ U_{2*}^2 &= (\cos(\alpha_0 L) - q_1 \sin(\alpha_0 L))^2 + U_{2*}^2 \sin^2 \delta; \\ U_{2*}^2 (1 - \sin^2 \delta) &= (\cos(\alpha_0 L) - q_1 \sin(\alpha_0 L))^2; \\ U_{2*} \cos \delta &= \cos(\alpha_0 L) - q_1 \sin(\alpha_0 L); \\ q_1 &= \frac{\cos(\alpha_0 L) - U_{2*} \cos \delta}{\sin(\alpha_0 L)} = \frac{\cos(\alpha_0 L) - \frac{U_2}{U_1} \cos \delta}{\sin(\alpha_0 L)}. \quad (10.20)\end{aligned}$$

Отсюда следует, что так же, как и реактивная мощность q_2 , реактивная мощность в начале линии q_1 зависит от значения передаваемой активной мощности (от угла δ) и соотношения модулей напряжений по концам линии.

При работе линии без перепада напряжений

$$q_1 = \frac{\cos(\alpha_0 L) - \cos \delta}{\sin(\alpha_0 L)}. \quad (10.21)$$

Из сравнения формул (10.19) и (10.21) следует вывод о том, что при работе линии без потерь без перепада напряжений реактивные мощности по концам равны и направлены в противоположные стороны:

$$q_2 = -q_1.$$

При этом в режиме холостого хода ($p_1 = p_2 = 0$, $\delta = 0$, $\cos \delta = 1$) они будут характеризоваться наибольшими значениями:

$$q_2 = \frac{1 - \cos(\alpha_0 L)}{\sin(\alpha_0 L)}, \quad q_1 = \frac{\cos(\alpha_0 L) - 1}{\sin(\alpha_0 L)}. \quad (10.22)$$

Из выражения (10.17) при работе линии без перепада напряжений ($U_{1*} = 1$) и передаче по ней натуральной мощности ($p_2 = 1$)

$$\sin(\alpha_0 L) = \sin \delta.$$

Тогда из выражения (10.19) получим:

$$q_2 = \frac{\cos \delta - \sqrt{1 - \sin^2(\alpha_0 L)}}{\sin(\alpha_0 L)} = 0. \quad (10.23)$$

Таким образом, в режиме натуральной мощности реактивные мощности по концам линии $q_1 = q_2 = 0$, что также следовало из свойств натурального режима линии без потерь ($\cos \varphi = 1$). Физически это возможно в результате того, что зарядная мощность линии оказывается равной потерям реактивной мощности $Q_c = \Delta Q$. В режиме холостого хода линии ($p = 0$) $\Delta Q = 0$, а зарядная мощность линии направлена поровну в начало и конец линии и определяется формулой (10.21). Из обобщения этих двух режимов следует, что для случая работы линии без перепада напряжений при передаче мощности меньше натуральной ($p < 1$) имеет место избыток зарядной мощности ($Q_c > \Delta Q$), который направлен от середины линии в сторону обоих ее концов. Соответственно при мощности больше натуральной ($p > 1$) потери реактивной мощности превышают зарядную мощность ($\Delta Q > Q_c$). Для компенсации этого превышения реактивная мощность направлена с обоих концов линии в ее середину. Сделанные выводы проиллюстрированы на рис. 10.9, а.

При работе линии с перепадом напряжений, как следует из формул (10.18) и (10.20), значения и направления реактивных мощностей q_1 и q_2 по концам линии не однозначны. Они зависят от передаваемой активной мощности и перепада напряжений. На рисунке 10.9, б приведены некоторые из возможных режимов реактивной мощности для этого случая.

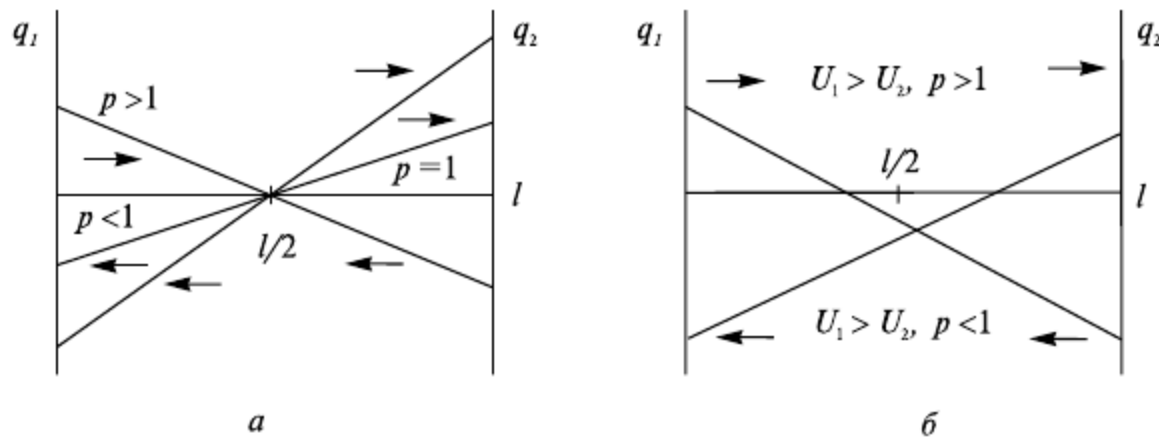


Рис. 10.9. Распределение реактивной мощности вдоль линии при работе:
а — без перепада напряжений; б — с перепадом напряжений

Получим теперь выражения для вычисления реактивных мощностей по концам линии в зависимости от передаваемой активной мощности. Полагая $U_{1*} \approx 1$, из выражения (10.17) получаем:

$$\sin \delta = p_2 \sin(\alpha_0 L)$$

или

$$\cos \delta = \sqrt{1 - p_2^2 \sin^2(\alpha_0 L)}.$$

Подставим данное выражение в формулу (10.18):

$$q_2 = \frac{\frac{U_1}{U_2} \sqrt{1 - p_2^2 \sin^2(\alpha_0 L)} - \cos(\alpha_0 L)}{\sin(\alpha_0 L)}.$$

После преобразований получим

$$q_2 = -\operatorname{ctg}(\alpha_0 L) + \frac{U_1}{U_2} \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2}. \quad (10.24)$$

Используя формулу (10.20), аналогично получаем выражение реактивной мощности в начале линии:

$$q_1 = \operatorname{ctg}(\alpha_0 L) - \frac{U_2}{U_1} \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2}. \quad (10.25)$$

При работе линии без перепада напряжений:

$$q_1 = \operatorname{ctg}(\alpha_0 L) - \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2}; \quad (10.26)$$

$$q_2 = -\operatorname{ctg}(\alpha_0 L) + \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2}. \quad (10.27)$$

Рассмотрим теперь характер изменения напряжения вдоль линии в зависимости от передаваемой по ней активной мощности. Заменяя в выражении (10.16) полную длину линии L на расстояние ℓ_x от конца линии (см. первое уравнение (10.10)), можно записать:

$$\dot{U}_{x*} = \cos(\alpha_0 \ell_x) + q_2 \sin(\alpha_0 \ell_x) + jp_2 \sin(\alpha_0 \ell_x), \quad (10.28)$$

где \dot{U}_{x*} — напряжение на расстоянии ℓ_x от конца линии.

Если рассматривать режим линии без перепада напряжений ($U_1 = U_2$), то изменение напряжения будет происходить симметрично относительно середины линии. Поэтому достаточно проанализировать напряжение в середине линии:

$$\dot{U}_{\text{ср}*} = \cos \frac{\alpha_0 L}{2} + q_2 \sin \frac{\alpha_0 L}{2} + jp_2 \sin \frac{\alpha_0 L}{2}. \quad (10.29)$$

В режиме натуральной мощности ($p_2 = 1$) реактивная мощность в конце линии $q_2 = 0$ (формула (10.23)). Следовательно, напряжение в середине линии

$$\dot{U}_{\text{ср}*} = \cos \frac{\alpha_0 L}{2} + j \sin \frac{\alpha_0 L}{2}$$

и модуль напряжения

$$|\dot{U}_{\text{ср}*}| = \sqrt{\cos^2 \frac{\alpha_0 L}{2} + \sin^2 \frac{\alpha_0 L}{2}} = 1,$$

т.е. напряжение в средней точке равно напряжению по концам линии, что подтверждает сформулированное ранее одно из свойств натурального режима.

В режиме холостого хода ($p_2 = 0$) реактивная мощность q_2 направлена в сторону конца линии (см. рис. 10.9, а) и принимает наибольшее значение (формула (10.24)). Следовательно, напряжение в середине линии:

$$\dot{U}_{\text{ср}^*} = \cos \frac{\alpha_0 L}{2} + q_{2\text{макс}} \sin \frac{\alpha_0 L}{2},$$

также будет наибольшим, причем $U_{\text{ср}^*} > U_2$. В результате можно сделать вывод о том, что при передаче активной мощности в диапазоне от 0 до натуральной ($0 < p_2 < 1$) напряжение в средней точке будет повышаться относительно напряжений по концам линии. Физически это объясняется тем, что в таких режимах избыток реактивной мощности направлен от середины линии в оба ее конца (см. рис. 10.9, а), который и создает падение напряжения соответствующего знака. Если напряжение в средней точке оказывается выше допустимого, то избыточную реактивную мощность компенсируют установкой шунтирующих реакторов [51, 53].

При передаче по линии активной мощности больше натуральной ($p_2 > 1$) потери реактивной мощности превосходят зарядную мощность, и реактивная мощность q_2 оказывается направленной из конца линии в сторону середины (см. рис. 10.9, а). Следовательно, уравнение (10.29) принимает вид

$$\dot{U}_{\text{ср}^*} = \cos \frac{\alpha_0 L}{2} - q_{2\text{макс}} \sin \frac{\alpha_0 L}{2} + jp_2 \sin \frac{\alpha_0 L}{2}.$$

При этом вещественная часть по сравнению с натуральным режимом уменьшается, а мнимая — возрастает, и в целом напряжение в середине линии становится меньше напряжений по ее концам.

Результаты данного анализа приведены на рис. 10.10, а.

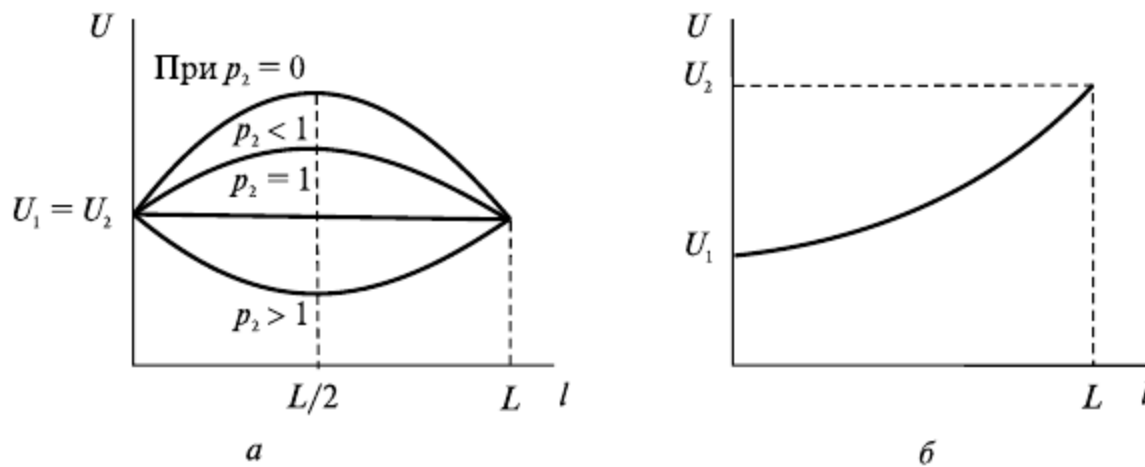


Рис. 10.10. Распределение напряжения вдоль линии: а — при $U_1 = U_2$; б — при разомкнутом конце линии

В общем случае для линии без потерь напряжение в любой точке линии определяется выражением (10.28) и зависит от передаваемой активной мощности p_2 и соотношения напряжений по концам, входящего в формулу (10.24) для вычисления величины q_2 . Таким образом, для нахождения напряжения \dot{U}_{x^*} в любой точке линии ℓ_x от ее конца при заданных величинах p_2 , U_1 и U_2 следует предварительно вычислить величину q_2 по формуле (10.24), а затем по формуле (10.28) — \dot{U}_{x^*} .

Особое место занимает анализ режима при разомкнутом конце линии. В этом случае в формуле (10.28) величины $p_2 = 0$, $q_2 = 0$, и вся зарядная мощность стекает в начало линии. При этом уравнение (10.28) принимает вид

$$U_{1*} = U_1 / U_2 = \cos(\alpha_0 L)$$

или

$$U_2 = \frac{U_1}{\cos(\alpha_0 L)}. \quad (10.30)$$

Так, при $\alpha_0 = 0,06$ град/км и $L = 1000$ км напряжение $U_2 = 2U_1$. В рассматриваемом режиме повышение напряжения на разомкнутом конце линии будет наибольшим (см. рис. 10.10, б).

10.5. Подходы к регулированию напряжения в системообразующей электрической сети

Основные задачи регулирования напряжения в системообразующих и питающих электрических сетях напряжением 35—750 кВ заключаются в поддержании оптимального режима напряжений и обеспечении таких режимов напряжений в центрах питания распределительных сетей напряжением 6—20 кВ, при которых соблюдаются требования стандарта к качеству напряжения у потребителей.

Для регулирования напряжения в системообразующих и питающих сетях используют следующие средства (рис. 10.11):

- генераторы (Г) электростанций и синхронные компенсаторы (СК) путем регулирования тока возбуждения, в том числе в зоне недовозбуждения;
- трансформаторы (Т), автотрансформаторы (АТ) и вольтодобавочные трансформаторы, в том числе трансформаторы и автотрансформаторы, включенные в контуры для связи сетей нескольких номинальных напряжений, за счет изменения их коэффициентов трансформации, преимущественно под нагрузкой;
- батареи конденсаторов (БК) на системных и потребительских подстанциях путем их полного или частичного включения или отключения либо за счет регулирования их мощности;
- шунтирующие реакторы путем их включения или отключения, в том числе управляемые реакторы (УР) путем регулирования их мощности без отключения от сети;
- статические тиристорные компенсаторы (СТК), имеющие в общем случае регулировочный диапазон как в режиме генерации, так и в режиме потребления реактивной мощности.

Как известно (см. главу 9), потери активной мощности в элементах сети состоят из нагрузочных и потерь холостого хода. В линиях напряжением 35—220 кВ потери холостого хода на корону незначительны. Поэтому если ими пренебречь, то следует поддерживать максимально возможные значения напряжения, так как нагрузочные потери обратно пропорциональны квадрату напряжения. Однако при этом необходимо учитывать, что изменение соотношения напряжений в различных точках сети будет приводить к изменению потоков реактивной мощности и, как следствие, к изменению потерь активной мощности в ту или другую сторону.

В линиях напряжением 330—750 кВ общие потери активной мощности

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{н}} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U} \right)^2 + \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^n, \quad (10.31)$$

где ΔP_n , ΔP_k — соответственно нагрузочные потери и потери на корону при номинальном напряжении; n — показатель, характеризующий состояние погоды, $0 \leq n \leq 10$.

Отсюда видно, что с повышением напряжения нагрузочные потери уменьшаются, а потери на корону возрастают. При этом потери на корону могут быть соизмеримы с нагрузочными. Зависимость изменения потерь мощности для одиночной линии от напряжения приведена на рис. 10.12.

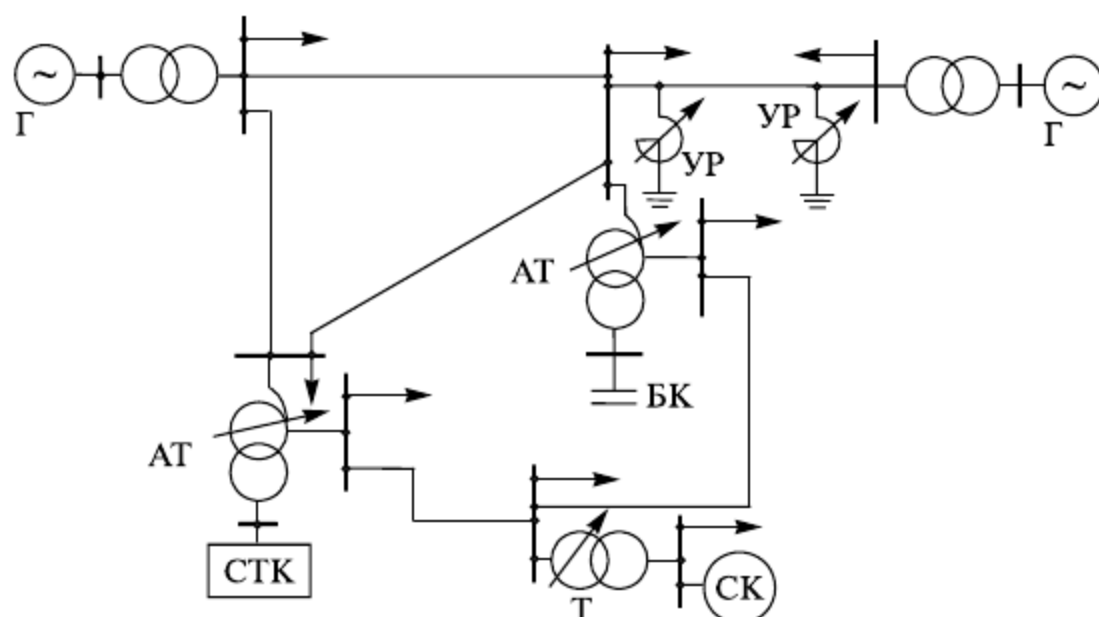


Рис. 10.11. Схема системообразующей сети с устройствами регулирования напряжения

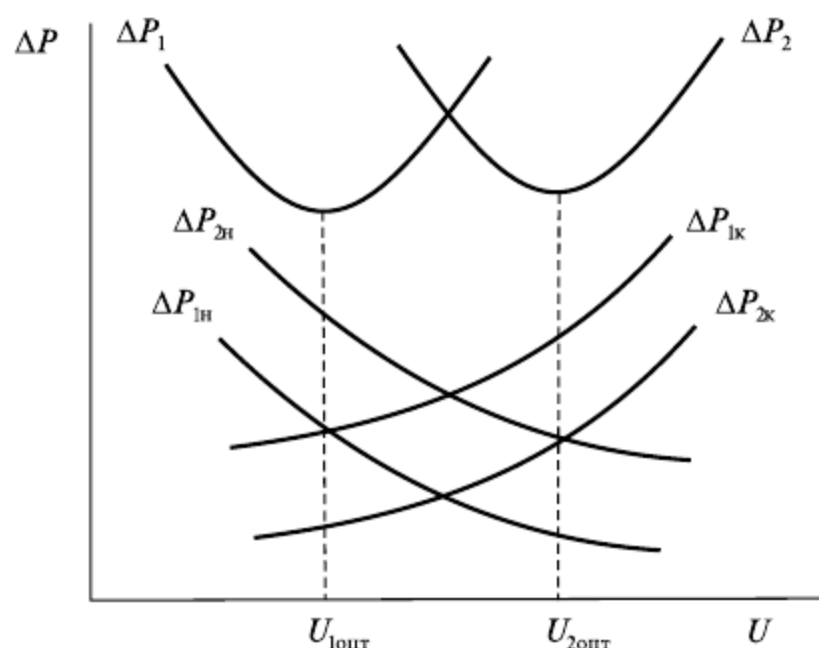


Рис. 10.12. Зависимость потерь активной мощности в линии от напряжения

Здесь нагрузочные потери $\Delta P_{2н}$ по сравнению с $\Delta P_{1н}$ соответствуют большей нагрузке. Потери на корону $\Delta P_{1к}$ соответствуют плохой погоде (дождь, изморозь), и поэтому они больше потерь $\Delta P_{2к}$, которые соответствуют хорошей погоде (ясно, сухой снег). Следовательно, оптимальное напряжение в общем случае будет зависеть от нагрузки линии и погодных условий. Так, при малой нагрузке линии и плохой погоде получим суммарные потери ΔP_1 , соответствующие оптимальному напряжению $U_{1опт}$. При большой нагрузке и хорошей погоде будут преобладать нагрузочные потери, в результате чего суммарные потери станут ΔP_2 , а оптимальным будет напряжение $U_{2опт}$. В целом общая тенденция при регулировании напряжения такова: в режимах малых нагрузок линий, особенно близких к холостому ходу, могут преобладать потери на корону, и поэтому напряжение целесообразно понижать; напротив, при

больших нагрузках преобладают нагрузочные потери, и в этих режимах целесообразно напряжение повышать.

Заметим, что в других распространенных элементах сети, таких, как трансформаторы, составляющие потерь активной мощности также неоднозначно зависят от напряжения. Повышение напряжения приводит к увеличению потерь активной мощности холостого хода в сердечнике трансформатора, а нагрузочные потери обратно пропорциональны квадрату напряжения.

Общая задача регулирования напряжения в системообразующей сети формулируется так:

$$\Delta P = \Delta P_n(U) + \Delta P_k(U) \rightarrow \min \quad (10.32)$$

при ограничениях

$$\left. \begin{aligned} U_{i\min} \leq U_i \leq U_{i\max}; \\ I_k \leq I_{k\text{ доп}}, \end{aligned} \right\} \quad (10.33)$$

где U — множество напряжений в контролируемых n узлах, $U = \{U_1, U_2, \dots, U_i, \dots, U_n\}$; ΔP_n — нагрузочные потери мощности в сети; ΔP_k — потери на корону; $U_i, U_{i\min}, U_{i\max}$ — фактическое и допустимое напряжения в i -м узле; $I_k, I_{k\text{ доп}}$ — фактическая и допустимая сила тока в k -й ветви.

Таким образом, задача заключается в том, чтобы найти такое сочетание напряжений в узлах, при котором потери активной мощности будут наименьшие и соблюдаются заданные ограничения. Для решения этой задачи необходимо задействовать имеющиеся в сети средства воздействия на напряжение. Разделим их на две группы. К первой группе отнесем источники реактивной мощности (генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов, шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы). Все они характеризуются таким параметром, как реактивная мощность (выдаваемая в сеть или потребляемая из сети). Сущность воздействия на режимы напряжения заключается в том, что при изменении их реактивной мощности изменяются потоки реактивной мощности по элементам сети. Это приводит в свою очередь к изменению падений напряжения в ветвях сети и, как следствие, к изменению напряжения в узлах.

Ко второй группе отнесем трансформаторы, автотрансформаторы, вольтодобавочные трансформаторы. Они характеризуются таким параметром, как коэффициент трансформации. Его изменение приводит к изменению напряжения в узлах сети. В зависимости от схемно-конструктивного устройства коэффициент трансформации может быть как вещественным числом, так и комплексным. Во втором случае при переходе через трансформатор изменяется не только модуль напряжения, но и его фаза. Если от трансформатора питается только местная нагрузка, то на вторичной стороне трансформатора напряжение может быть отрегулировано в соответствии с заданным соответствующим коэффициентом трансформации данного трансформатора.

В случае включения трансформатора в замкнутый контур его влияние на режим напряжений оказывается более сложным. Это связано с тем, что неуравновешенные коэффициенты трансформации создают в контуре ЭДС:

$$\dot{E} = E' + jE'' = U_0 \left(1 - \prod_{k=1}^m \underline{k}_k\right) \quad (10.34)$$

или при вещественных коэффициентах трансформации

$$\dot{E} = E' = U_0 \left(1 - \prod_{k=1}^m k_k\right), \quad (10.35)$$

где U_0 — напряжение опорного узла; \underline{k}_k, k_k — коэффициенты трансформации всех m ветвей, входящих в контур, вычисленные по направлению обхода контура.

Эта ЭДС создает в контуре уравнительную мощность, в результате чего происходит изменение потоков мощности по ветвям контура и, как следствие, изменение напряжения в узлах. Потоки мощности в ветвях контура описываются обобщенным контурным уравнением

$$\sum_{k=1}^m \underline{S}_k \underline{Z}_k^* = U_0^2 \left(1 - \prod_{k=1}^m \underline{k}_k\right) \quad (10.36)$$

или

$$\sum_{k=1}^m \underline{S}_k \underline{Z}_k^* = U_0^2 \left(1 - \prod_{k=1}^m k_k\right), \quad (10.37)$$

где \underline{S}_k — мощность на k -м участке замкнутого контура; \underline{Z}_k^* — комплексно-сопряженное сопротивление k -го участка, приведенное к напряжению опорного узла.

Таким образом, при вещественных коэффициентах трансформации задача выбора оптимального режима напряжений в узлах может быть представлена как задача минимизации целевой функции.

$$\Delta P(Q, k) \rightarrow \min, \quad (10.38)$$

где $Q = \{Q_1, Q_2, \dots, Q_i, \dots, Q_n\}$ и $k = \{k_1, k_2, \dots, k_k, \dots, k_m\}$ — множества реактивной мощности источников и коэффициентов трансформации трансформаторов, включенных в замкнутый контур.

Минимум целевой функции отыскивается в пределах заданных ограничений каждого переменного параметра:

$$\begin{aligned} Q_{i \text{ мин}} &\leq Q_i \leq Q_{i \text{ макс}}; \\ K_{k \text{ мин}} &\leq k_k \leq k_{k \text{ макс}}. \end{aligned}$$

При этом должны соблюдаться ограничения (10.33):

$$\begin{aligned} U_{i \text{ мин}} &\leq U_i \leq U_{i \text{ макс}}; \\ I_k &\leq I_{k \text{ доп}}. \end{aligned}$$

Математическое решение этой задачи выходит за рамки данного курса. Оно описано в соответствующей литературе [41, 50, 53, 56].

Для оперативного управления режимом напряжений устанавливают контрольные точки, в которых на основании заблаговременных оптимизационных расчетов задают графики напряжений для рабочих, выходных и предвыходных дней. В систе-

мообразующих и питающих сетях контрольными точками обычно являются шины напряжением 35—750 кВ всех электростанций и шины напряжением 110 кВ крупных узловых подстанций.

10.6. Принципы регулирования напряжения в центрах питания распределительных электрических сетей

Основным средством регулирования напряжения в центре питания (ЦП) распределительных электрических сетей (на линиях 6—20 кВ) являются трансформаторы с высшим напряжением 220—35 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой. В качестве дополнительных средств могут использоваться компенсирующие устройства, установленные в распределительной сети или на шинах 6—20 кВ ЦП, а также некоторые другие средства (генераторы малых местных электростанций, синхронные электродвигатели и др.). Диапазоны регулирования напряжения на трансформаторах с РПН, выпускаемых отечественной промышленностью, достаточно велики и в зависимости от номинального напряжения и мощности трансформатора составляют от 18 до 32% (табл. 10.2).

Таблица 10.2

Диапазоны регулирования на трансформаторах с РПН

Высшее напряжение обмоток трансформатора, кВ	Количество обмоток	Пределы регулирования, %	Диапазон регулирования, %	Примечание
35	2	$\pm 6 \times 1,5$	18	Преимущественно В отдельных случаях При мощности ≥ 10 МВ·А
35	2	$\pm 9 \times 1,78$	32,04	
35	2	$\pm 8 \times 1,5$	24	
35	3	$\pm 8 \times 1,5$	24	
110	2	$\pm 9 \times 1,78$	32,04	Преимущественно При мощности 2,5 МВ·А При мощности 2,5 МВ·А
110	2	$\pm 10 \times 1,5$	30	
110	2	$\pm 8 \times 1,5$	24	
110	3	$\pm 9 \times 1,78$	32,04	—
220	2	$\pm 8 \times 1,5$	24	—
220	3	$\pm 12 \times 1,0$	24	Автотрансформаторы То же »
220	3	$\pm 8 \times 1,5$	24	
220	3	$\pm 6 \times 2,0$	24	

Такие большие диапазоны регулирования позволяют осуществлять регулирование напряжения в распределительных сетях практически независимо от режима напряжений в системообразующей сети, если в ней обеспечены нормативные эксплуатационные уровни напряжения. Вместе с тем это регулирование должно обеспечить требуемое качество напряжения непосредственно у потребителей. В этих условиях режим напряжения в ЦП может выбираться исключительно по условию функционирования распределительной сети и подключенных к ней потребителей.

Выбор рационального принципа регулирования напряжения в ЦП зависит от характера графика нагрузки потребителей, подключенных к распределительной сети. Можно выделить следующие наиболее характерные режимы электропотребления.

1. Нагрузка в течение суток не изменяется (линия 1) или мало изменяется (линия 2) (рис. 10.13, а). В этом случае потери напряжения, зависящие от нагрузки сети, от шин ЦП до потребителей в течение суток не изменяются (или мало изменяются). Следовательно, для поддержания напряжения у потребителей, близкого к номинальному (или какому-то другому желаемому напряжению) в течение 1 сут. на шинах ЦП необходимо обеспечить неизменное напряжение (рис. 10.13, б). Назовем такой режим регулирования *режимом стабилизации напряжения* в ЦП.

Практически, однако, выбранное напряжение в ЦП поддерживать не удастся. Это связано с тем, что устройства РПН трансформаторов имеют дискретные ступени регулирования (см. табл. 10.2), а при переключении ответвления трансформатора с одного положения на другое изменение напряжения происходит не плавно, а ступенчато. Следовательно, ступень (шаг) регулирования непосредственно влияет на точность поддержания заданного в ЦП напряжения. Кроме того, на трансформаторах с РПН, как правило, устройства переключения ответвлений выполняют автоматическими, которым придают какую-то зону нечувствительности. При малой зоне нечувствительности будут происходить частые переключения, что, в свою очередь, приведет к быстрому износу контактов переключателя. Поэтому точность регулирования напряжения определяется также зоной нечувствительности, характеризующейся некоторой полосой изменения напряжения на шинах ЦП, при которой не происходит срабатывания регулирующей аппаратуры (рис. 10.13, б):

$$\delta U_{\text{нч}} = \pm n \Delta k_{\text{т}} / 2, \quad (10.39)$$

где $\Delta k_{\text{т}}$ — ступень (шаг) регулирования на обмотке трансформатора; n — коэффициент чувствительности регулятора, принимаемый обычно равным 1,2—1,4.

Так, при $n = 1,4$ и $\Delta k_{\text{т}} = 1,78\%$ $\delta U_{\text{нч}} = \pm 1,25\%$, т.е. устройство автоматического регулирования напряжения будет поддерживать напряжение в интервале 2,5%.

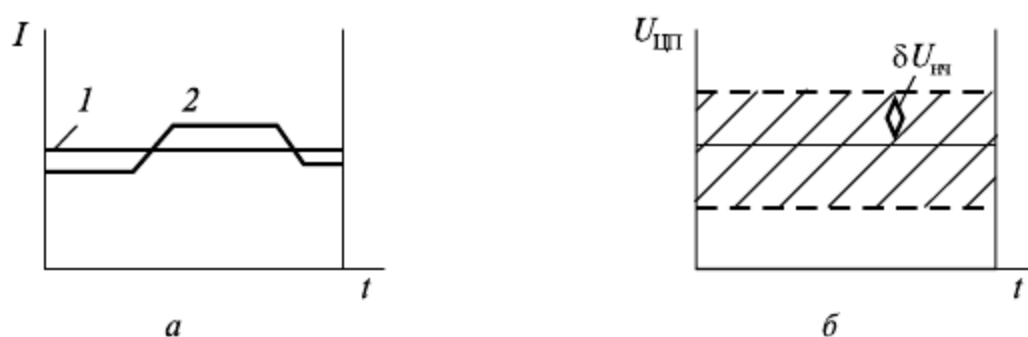


Рис. 10.13. Суточные график нагрузки (а) и график напряжений (б) в режиме стабилизации напряжения

2. Нагрузка в течение суток изменяется вполне определенным, заранее известным образом. Такая ситуация возникает, например, в случае подключения к распределительной сети промышленных предприятий, учреждений и других потребителей с вполне определенным суточным режимом работы (рис. 10.14, а). При этом потери напряжения от ЦП на каждой ступени суточного графика нагрузки до определенного потребителя могут быть определены заранее. Поскольку конечная цель регулирования напряжения остается прежней и заключается в обеспечении напряжения у потребителей в любом режиме, близкого к номинальному, то для каждой ступени суточного графика нагрузки в ЦП может быть определено требуемое напряжение.

Таким образом, в данном случае регулирование напряжения на шинах ЦП можно осуществлять по времени суток (рис. 10.14, б). Естественно, точность поддержания заданного напряжения, как и раньше, будет зависеть от зоны нечувствительности регулятора напряжения $\delta U_{нч}$, связанной с настройкой регулятора и ступенью регулирования трансформатора.

3. Нагрузка в течение 1 сут. изменяется случайным образом. Данная ситуация на практике встречается наиболее часто, когда нагрузка ЦП имеет смешанный характер со значительной долей коммунально-бытовой нагрузки (рис. 10.15, а).

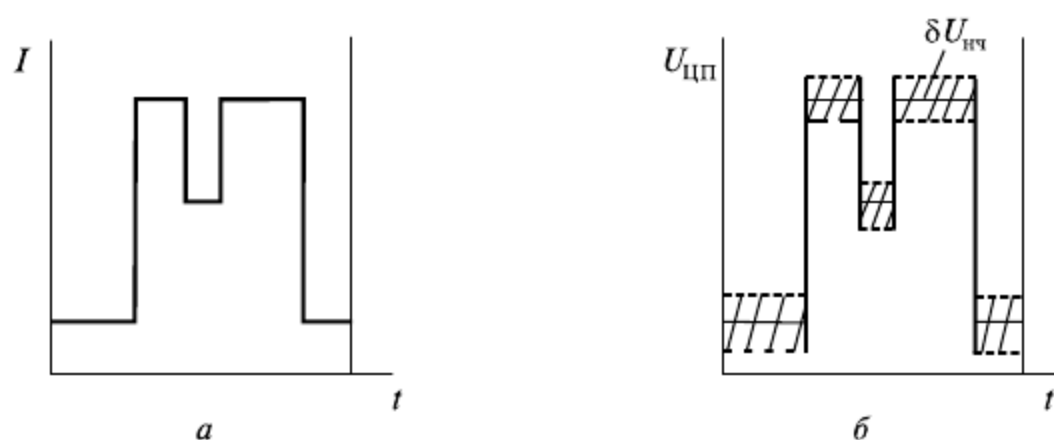


Рис. 10.14. Суточные график нагрузки (а) и график напряжений по времени суток (б)

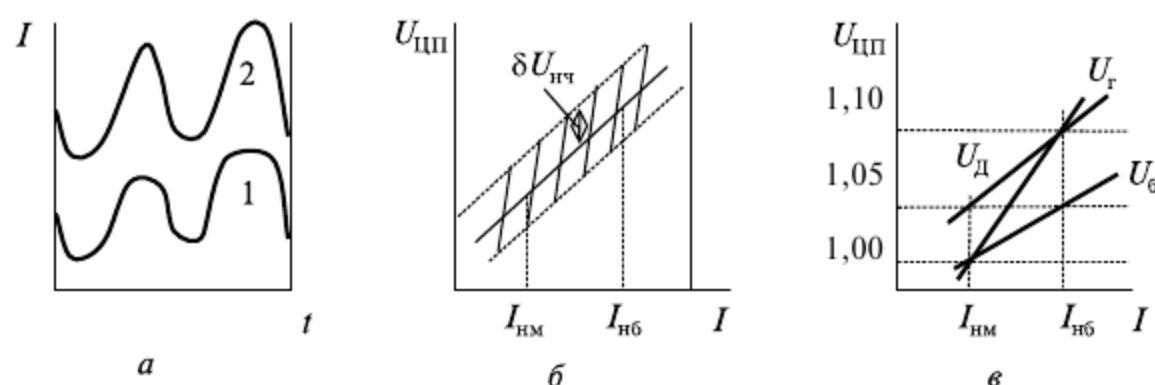


Рис. 10.15. Графики нагрузки (а) и принцип встречного регулирования напряжения (б, в)

При этом потери напряжения от ЦП до какого-то потребителя, зависящие от нагрузки по элементам сети, также носят случайный характер. В таких случаях на шинах ЦП используют принцип *встречного (согласного) регулирования напряжения*. Его сущность заключается в том, что с увеличением нагрузки для компенсации возникающих при этом дополнительных потерь напряжения в ЦП напряжение повышают, а при уменьшении нагрузки — снижают (рис. 10.15, б). При таком подходе вопрос заключается в выборе соответствующего напряжения в режиме наименьших нагрузок $I_{нм}$ и наибольших нагрузок $I_{нб}$. Нижний предел выбираемого напряжения в каждом режиме нагрузки ограничивается допустимой потерей напряжения от ЦП до наиболее удаленного потребителя, а верхний предел — высшим допустимым напряжением у ближайшего потребителя.

Если основная часть потребителей расположена от ЦП за относительно небольшим сопротивлением и нагрузка сети невелика, то потери напряжения будут небольшие. В этом случае условно можно говорить о близко расположенных потребителях и принять характеристику встречного регулирования напряжения $U_б$ (рис. 10.15, в). При относительно больших потерях напряжения (условно — при

далеко расположенных потребителях) эта характеристика должна располагаться выше U_6 и занимать положение U_d и, наконец, необходимо решить вопрос о выборе наклона характеристики встречного регулирования напряжения. Для этого следует обратиться к возможным суточным графикам нагрузки (см. рис. 10.15, а). График 1 характерен меньшим изменением нагрузки, чем график 2. Следовательно, при нем в течение 1 сут. будут наблюдаться и меньшие потери напряжения в сети. Поэтому наклон характеристики встречного регулирования напряжения должен быть принят меньшим, чем при графике 2. Поэтому, если для графика 1 подходит режим регулирования напряжения U_6 (см. рис. 10.15, в), то для графика 2 должен быть принят режим более глубокого регулирования U_r .

В практике предельные значения напряжения в ЦП при любых режимах электропотребления обычно составляют 1,1 и 1,0 номинального напряжения сети. В таблице 10.3 приведены наиболее характерные режимы напряжения в ЦП. Режимы 1—3 соответствуют стабилизации напряжения, а режимы 4—6 — встречному регулированию напряжения.

Таблица 10.3

Возможные режимы напряжения в ЦП

Номер режима	Отклонения напряжения от номинального, %	
	при наибольших нагрузках $\delta U_{\text{ЦП нб}}$	при наименьших нагрузках $\delta U_{\text{ЦП нм}}$
1	0	0
2	+5	+5
3	+10	+10
4	+5	0
5	+10	+5
6	+10	0

С учетом зоны нечувствительности (10.39) отклонение напряжения на шинах ЦП не будет точно поддерживаться в соответствии с выбранным (см. табл. 10.3). Для соответствующих выбранных режимов 1—6 оно может находиться в пределах, приведенных в табл. 10.4.

Таблица 10.4

Пределы возможного отклонения напряжения на шинах ЦП

Номер режима по табл. 10.3	Пределы отклонения напряжения на шинах ЦП	
	при наибольших нагрузках $\delta U''_{\text{ЦП}}$	при наименьших нагрузках $\delta U'_{\text{ЦП}}$
1	$\delta U''_{\text{ЦП нб}} = 0 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{ЦП нм}} = 0 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{ЦП нб}} = 0 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{ЦП нм}} = 0 - \delta U_{\text{нч}}$
2	$\delta U''_{\text{ЦП нб}} = 5 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{ЦП нм}} = 5 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{ЦП нб}} = 5 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{ЦП нм}} = 5 - \delta U_{\text{нч}}$
3	$\delta U''_{\text{ЦП нб}} = 10 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{ЦП нм}} = 10 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{ЦП нб}} = 10 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{ЦП нм}} = 10 - \delta U_{\text{нч}}$
4	$\delta U''_{\text{ЦП нб}} = 5 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{ЦП нм}} = 5 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{ЦП нб}} = 0 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{ЦП нм}} = 0 - \delta U_{\text{нч}}$
5	$\delta U''_{\text{ЦП нб}} = 10 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{ЦП нм}} = 10 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{ЦП нб}} = 5 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{ЦП нм}} = 5 - \delta U_{\text{нч}}$
6	$\delta U''_{\text{ЦП нб}} = 10 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{ЦП нм}} = 10 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{ЦП нб}} = 0 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{ЦП нм}} = 0 - \delta U_{\text{нч}}$

Некоторые дополнительные особенности в выборе режимов регулирования напряжения могут быть на подстанциях с трехобмоточными трансформаторами, у которых устройство РПН имеется только на обмотке высшего напряжения, а на обмотке среднего напряжения имеется устройство, позволяющее изменять положение переключателя ответвлений только со снятием напряжения с трансформатора и, следовательно, оно не может быть использовано при суточном регулировании напряжения.

Если конфигурации суточных графиков нагрузки потребителей, питающихся с шин низшего и среднего напряжений, примерно одинаковы, то требуемые режимы регулирования напряжения на этих шинах также будут одинаковыми. В этом случае устройства РПН на обмотке высшего напряжения будет достаточно для обеспечения нужных режимов одновременно на шинах низшего и среднего напряжений.

Если же конфигурация графиков нагрузки на различных шинах сильно отличается, то может потребоваться задание принципиально различных режимов регулирования напряжения. Так, при конфигурации графика нагрузки 1 или 2 (см. рис. 10.15, а) на шинах НН может потребоваться режим встречного регулирования напряжения, а на шинах СН — режим стабилизации напряжения (рис. 10.16, а, б, в). В данном случае устройство РПН обычно используют для регулирования напряжения на шинах НН и при этом наблюдают, какие напряжения будут иметь место на шинах СН. Такой подход к использованию устройства РПН объясняется тем, что внутри сети СН на следующей трансформации по пути передачи мощности потребителям имеются другие трансформаторы с РПН.

Например, если на данной подстанции высшее номинальное напряжение равно 110 кВ, а среднее 35 кВ, то в отходящей сети будут установлены трансформаторы с РПН 35/10(6) кВ, с помощью которых можно обеспечивать желаемые режимы напряжений в распределительной сети напряжением 10—6 кВ. Если же такой организации регулирования напряжения недостаточно для удовлетворения требований потребителей в распределительной сети, то в центре питания или внутри сети низшего и среднего напряжений должны быть применены дополнительные средства регулирования напряжения. Такими средствами могут быть регулируемые компенсирующие устройства либо специальные вольтодобавочные трансформаторы или линейные регуляторы.

На рисунке 10.16, г показан вариант включения линейного регулятора ЛР в цепь обмотки НН трансформатора. В этом случае устройство РПН в обмотке высшего напряжения трансформатора может быть использовано для регулирования напряжения на шинах СН, а линейный регулятор — на шинах НН в соответствии с требуемыми режимами (см. рис. 10.16, б, в).

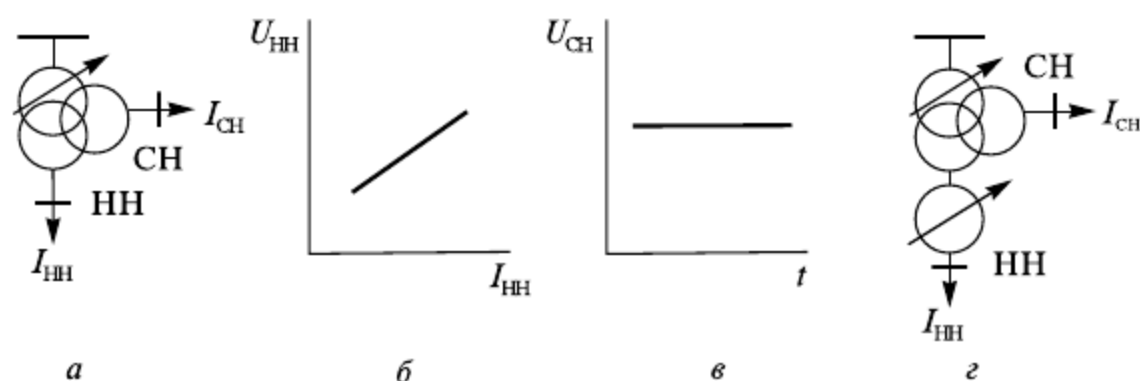


Рис. 10.16. Раздельное регулирование напряжения на шинах НН и СН подстанции: а — схема подстанции; б, в — режимы напряжений; г — схема подстанции с линейным регулятором

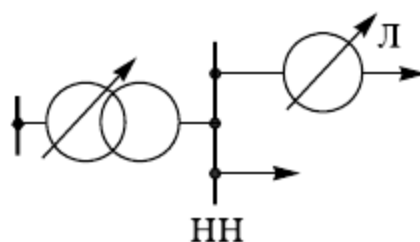


Рис. 10.17. Схема подстанции с линейным регулятором напряжения в цепи линии

Линейный регулятор может быть включен не только в цепь трансформатора, но и в цепь одной линии или группы линий (рис. 10.17). Так, если для одного из потребителей, имеющегося по линии Л, нужен режим стабилизации напряжения, а для остальных потребителей режим встречного регулирования, то устройство РПН трансформатора может быть использовано для обеспечения на шинах НН встречного регулирования, а линейный регулятор для поддержания неизменного напряжения в начале линии Л.

10.7. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой

Сущность регулирования напряжения с помощью трансформаторов заключается в том, что при необходимости изменения напряжения на вторичной стороне трансформатора изменяют его коэффициент трансформации. С этой целью, как уже отмечалось, на всех трансформаторах выполняют специальные ответвления, каждое из которых соответствует определенному числу витков обмотки и, следовательно, определенному коэффициенту трансформации. Действительно, напряжение на шинах НН двухобмоточного понижающего трансформатора можно представить так:

$$U_{\text{Н}} = U'_{\text{Н}} / k_{\text{т}} = \frac{U'_{\text{Н}}}{U_{\text{ВН}} (1 \pm 0,01 n \Delta k_{\text{т}}) / U_{\text{НН}}},$$

где $U'_{\text{Н}}$ — напряжение на шинах НН, приведенное к шинам высшего напряжения; $U_{\text{НН}}$ — номинальное напряжение обмотки НН; $U_{\text{ВН}}$ — номинальное напряжение среднего ответвления обмотки ВН; $\Delta k_{\text{т}}$ — ступень (шаг) регулирования напряжения на обмотке ВН, %; n — количество включенных ответвлений относительно среднего ответвления.

Таким образом, каждому ответвлению трансформатора соответствует свое номинальное напряжение обмотки. Переводя переключатель ответвлений из одного положения в другое, т.е. изменяя n , можно изменять номинальное напряжение обмотки ВН, что неизбежно приведет к регулированию напряжения $U_{\text{Н}}$ на шинах НН. Очевидно, что при увеличении номинального напряжения обмотки ВН (в скобках — знак «+») напряжение $U_{\text{Н}}$ будет снижаться, а при уменьшении коэффициента трансформации (в скобках — знак «−») — увеличиваться.

Принципиальные схемы одной фазы обмоток двухобмоточного трансформатора с устройством РПН приведены на рис. 10.18. Здесь ОО — основная часть обмотки; РО — регулировочная часть обмотки, подключенная со стороны нейтрали трансформатора; К — контакторы; Р — токоограничивающий реактор; R — токоограничивающие активные сопротивления; 1—9 — ответвления регулировочной части обмот-

ки. Нейтраль трансформатора О соединена со средним ответвлением. При установке переключателя в положение 5 в работе находится только основная часть обмотки ОО. Если переключатель находится в одном из положений 1—4, то к основной части обмотки ОО добавляется соответствующее число витков согласно включенной регулировочной части обмотки РО, в результате чего коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. В случае подключения переключателя к одному из ответвлений 6—9 к основной части обмотки ОО присоединяется некоторое количество встречно включенных витков, вследствие чего коэффициент трансформации уменьшается.

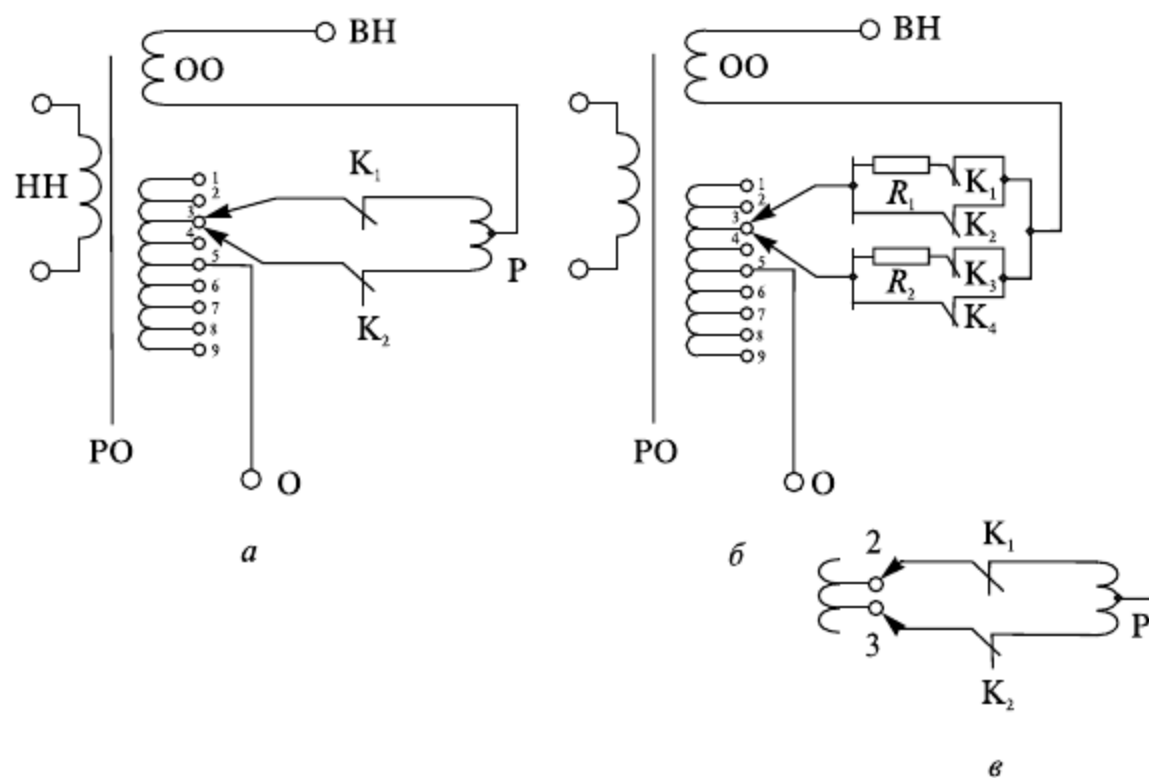


Рис. 10.18. Принципиальные схемы обмоток трансформатора с РПН: *а* — с токоограничивающим реактором; *б* — с токоограничивающими активными сопротивлениями; *в* — переключатель в промежуточном положении

В схеме с токоограничивающим реактором (рис. 10.18, *а*) при нахождении переключателя в каком-то положении (например на ответвлении 3) ток нормального режима проходит по цепи: вывод ВН, обмотка ОО, плечи реактора Р, контакторы K_1 и K_2 , обмотка РО между ответвлениями 3 и 5, нейтраль трансформатора. Если, например, переключатель надо перевести из ответвления 3 в ответвление 2, то это производится в такой последовательности: размыкается контактор K_1 , переводится контакт переключателя в положение 2, замыкается контактор K_1 (рис. 10.18, *в*), размыкается контактор K_2 , переводится нижний контакт переключателя в положение 2, замыкается контактор K_2 . В результате ни в один из моментов времени цепь, по которой проходит ток нагрузки трансформатора, не разрывается. Обратим внимание на то, что в какой-то момент времени верхний контакт находится в положении 2, а нижний — в положении 3 (рис. 10.18, *в*). При этом между точками 2 и 3 приложено напряжение, соответствующее ступени регулирования трансформатора. Так, если среднее ответвление 5 соответствует линейному номинальному напряжению 115 кВ, а ступень регулирования равна 1,78%, то напряжение между точками 2 и 3 будет равно

$$U_{23} = \frac{1,78}{100} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 1,18 \text{ кВ}.$$

Из-за того, что сопротивление обмотки между точками 2 и 3 мало, это напряжение может вызвать в образовавшемся контуре (рис. 10.18, в) недопустимую силу тока. Поэтому для его ограничения в схему переключателя ответвлений вводят токоограничивающий реактор Р.

В другой схеме роль ограничителя силы тока при нахождении переключателя в промежуточном положении выполняют токоограничивающие активные сопротивления R_1 и R_2 (рис. 10.18, б). При нахождении верхнего и нижнего контактов переключателя в положении 3 контакторы K_3 и K_4 включены, а K_1 и K_2 отключены. Сопротивление R_2 шунтируется контактором K_4 , по которому проходит рабочий ток. Для переключения ответвления в положение 2: переводится верхний контакт в положение 2 без тока в R_1 , K_1 , K_2 ; размыкается контактор K_4 , в результате чего рабочий ток начинает проходить по сопротивлению R_2 ; замыкается контактор K_1 , при этом рабочий ток перераспределяется между сопротивлениями R_1 и R_2 , и в возникшем контуре появляется некоторый уравнивающий ток; размыкается контактор K_3 ; нижний контакт переключателя переводится в положение 2; замыкается контактор K_2 , который шунтирует сопротивление R_2 , вследствие чего рабочий ток проходит только через контактор K_2 .

Активные сопротивления рассчитывают на кратковременный ток, поэтому они более компактны. При этом должно быть обеспечено быстроедействие переключателя.

Принципиальные схемы включения одной фазы вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) на примере автотрансформаторов показаны на рис. 10.19, а, б, в [7, 53]. Схемы даны применительно к фазе А автотрансформатора. В зависимости от подаваемого напряжения на питающую обмотку I на регулировочной обмотке 2 будет создаваться ЭДС *продольная, поперечная и продольно-поперечная*. Так, при подключении питающей обмотки к фазе, соответствующей фазе автотрансформатора (в рассматриваемом случае к фазе А), и нейтрали автотрансформатора (рис. 10.19, а) будет создаваться продольная ЭДС, вектор которой совпадает с вектором напряжения данной фазы автотрансформатора (рис. 10.20, а). В результате на выходе СН автотрансформатора напряжение

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + E'_A.$$

Если на фазу А питающей обмотки ВДТ подать вектор напряжения \dot{U}_{BC} (рис. 10.19, б), то в регулировочной обмотке возникнет поперечная ЭДС (рис. 10.20, б) и на выходе СН автотрансформатора напряжение

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + jE''_A.$$

И наконец при подаче на фазу А питающей обмотки ВДТ вектора напряжения \dot{U}_{AC} (рис. 10.19, в) будет создана продольно-поперечная ЭДС (рис. 10.20, в). При этом на выходе СН автотрансформатора напряжение

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + \dot{E}_A = \dot{U}'_A + E'_A + jE''_A.$$

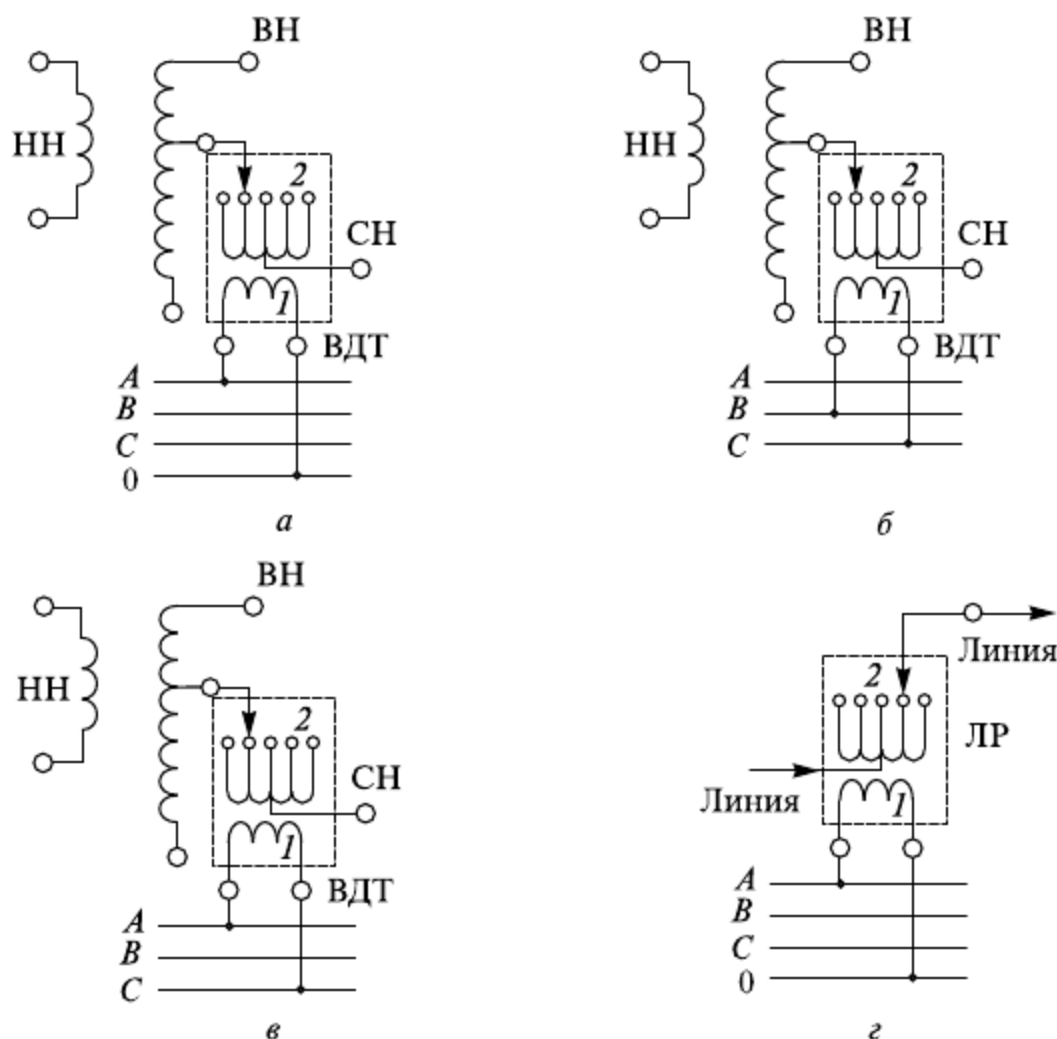


Рис. 10.19. Принципиальные схемы включения вольтодобавочных трансформаторов (а, б, в) и линейного регулятора (г)

Заметим, что во всех трех рассмотренных случаях после ВДТ изменяется модуль напряжения и вместо $|\dot{U}_A|$ становится равным $|\dot{U}'_A|$.

Аналогична схема включения и принцип работы линейного регулятора (ЛР). На рисунке 10.19, г показан вариант включения ЛР для случая создания в регулировочной обмотке 2 фазы А продольной ЭДС, когда питающая обмотка 1 подключается к фазе А и нейтрали трансформатора (автотрансформатора).

Рассмотрим теперь вопрос практического использования устройств РПН для обеспечения требуемых режимов напряжения. Такая задача возникает как в условиях эксплуатации электрической сети, так и при ее проектировании. При эксплуатации приходится выбирать ответвления трансформатора, при которых может быть получено требуемое напряжение на шинах вторичного напряжения подстанций в различных режимах.

При проектировании сети необходимо убедиться в том, что имеющийся на трансформаторах диапазон устройства РПН достаточен для обеспечения выбранного режима регулирования напряжения на шинах вторичного напряжения подстанций.

В обоих случаях исходной информацией для выбора ответвления служат результаты расчета установившихся режимов электрической сети при наибольших и наименьших нагрузках, а также наиболее тяжелых послеаварийных режимах или результаты замеров напряжения на входе трансформаторов.

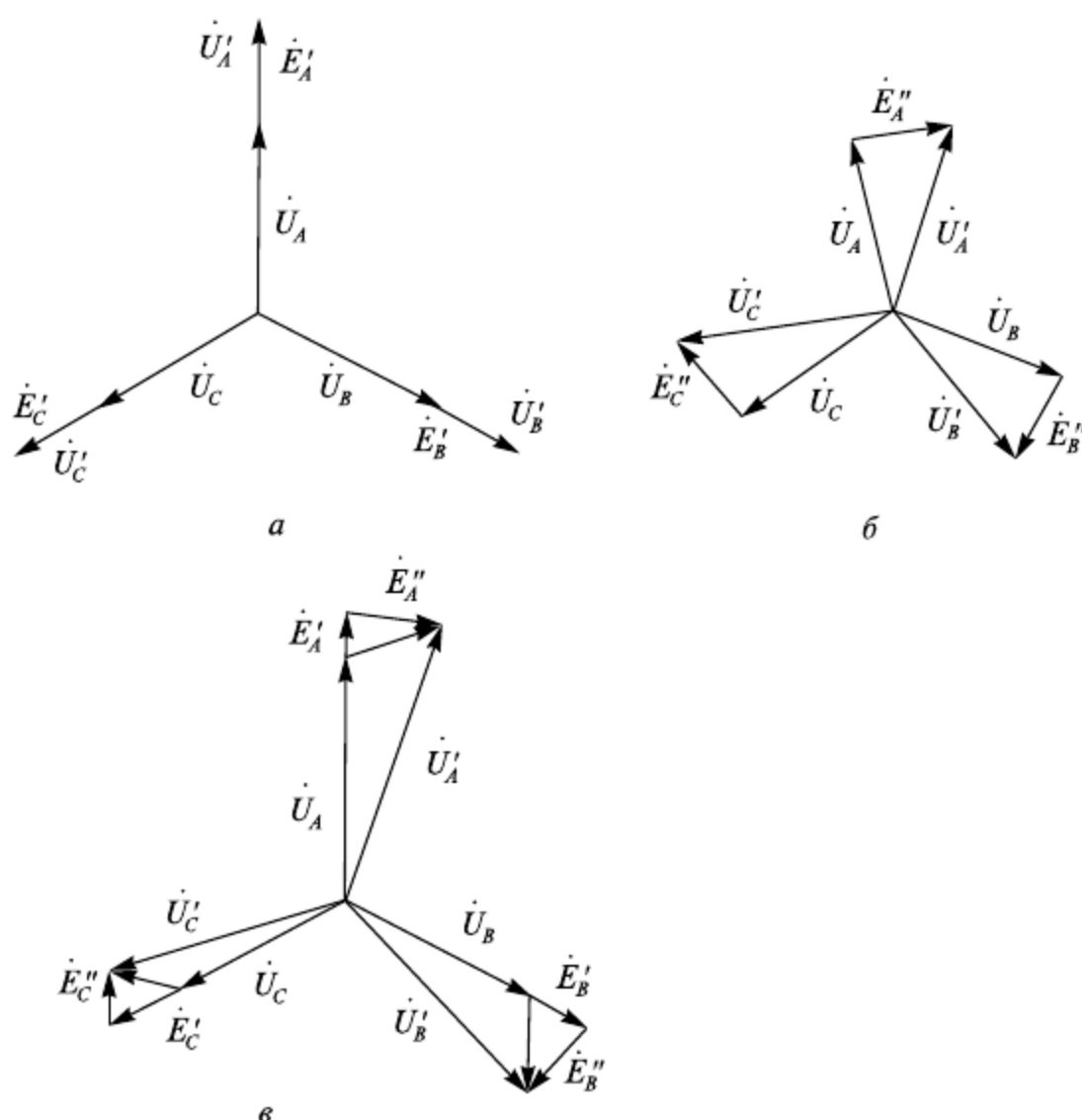


Рис. 10.20. Векторные диаграммы напряжений при: *a* — продольном регулировании; *б* — поперечном регулировании; *в* — продольно-поперечном регулировании

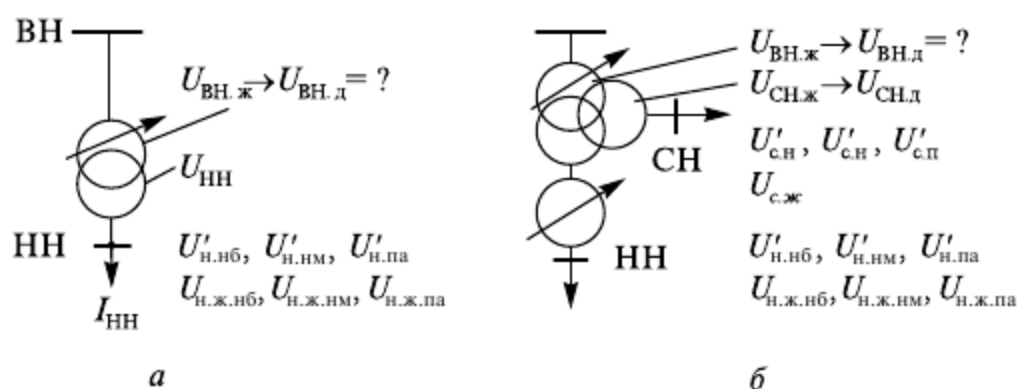


Рис. 10.21. Исходная информация для выбора ответвлений трансформаторов с РПН: *a* — двухобмоточных; *б* — трехобмоточных

Применительно к двухобмоточному трансформатору с РПН в результате электрических расчетов сети будут известны напряжения на шинах НН, приведенные к высшему напряжению трансформатора, в режимах наибольших нагрузок $U'_{Н.нб}$ и наименьших нагрузок $U'_{Н.нм}$, а также в наиболее тяжелом послеаварийном режиме $U'_{Н.па}$ (рис. 10.21, *a*). При необходимости рассматривается несколько послеаварийных режимов. Поскольку устройства РПН позволяют переходить с одного ответвления на другое без отключения трансформатора от сети, то для различных режимов электропотребления в течение суток могут быть выбраны соответствующие желаемые (требуемые) напряжения. Они принимаются, исходя из намеченного графика напряжений на шинах ЦП, например, в соответствии с режимом стабилизации напряжения, режимом встречного регулирования и др. Таким образом, в общем случае зададимся желаемыми

напряжениями на шинах НН подстанции в режимах наибольших нагрузок $U_{\text{н.ж.нб}}$, наименьших нагрузок $U_{\text{н.ж.нм}}$ и в послеаварийном режиме $U_{\text{н.ж.па}}$ (см. рис. 10.21, а). Заметим, что потребителя не интересует, в каком состоянии находится электрическая сеть — нормальном или послеаварийном. В любом случае электроэнергия должна подаваться требуемого качества. Поэтому желаемое напряжение в послеаварийном режиме обычно выбирают такое же, как и для нормального режима. Если, например, за послеаварийный режим принят режим наибольших нагрузок, а на шинах НН необходимо обеспечить встречное регулирование, то за желаемые могут быть приняты напряжения

$$U_{\text{н.ж.нб}} = U_{\text{н.ж.па}} = 1,05 U_{\text{ном}} \text{ и } U_{\text{н.ж.нм}} = 1,0 U_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети НН.

Для выбора ответвлений должны быть также известны параметры собственно трансформатора, а именно номинальное напряжение $U_{\text{нн}}$ обмотки низшего напряжения и номинальные напряжения $U_{\text{вн}}$ каждого из ответвлений обмотки высшего напряжения. При этом искомым является желаемое напряжение $U_{\text{вн.ж}}$ (напряжение ответвления) обмотки высшего напряжения (см. рис. 10.21, а).

При сформулированной исходной информации для каждого режима электропотребления можно выразить желаемый коэффициент трансформации через параметры режима как отношение напряжения на шинах НН, приведенного к высшему напряжению, к желаемому напряжению и через параметры собственно трансформатора как отношение желаемого напряжения ответвления обмотки высшего напряжения к номинальному напряжению обмотки низшего напряжения:

$$\begin{aligned} k_{\text{т.ж.нб}} &= U'_{\text{н.нб}} / U_{\text{н.ж.нб}} = U_{\text{вн.ж.нб}} / U_{\text{нн}}; \\ k_{\text{т.ж.нм}} &= U'_{\text{н.нм}} / U_{\text{н.ж.нм}} = U_{\text{вн.ж.нм}} / U_{\text{нн}}; \\ k_{\text{т.ж.па}} &= U'_{\text{н.па}} / U_{\text{н.ж.па}} = U_{\text{вн.ж.па}} / U_{\text{нн}}. \end{aligned}$$

Отсюда могут быть найдены желаемые напряжения ответвлений трансформаторов для соответствующих режимов, обеспечивающие желаемые напряжения на шинах НН:

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{вн.ж.нб}} &= U'_{\text{н.нб}} U_{\text{нн}} / U_{\text{н.ж.нб}}; \\ U_{\text{вн.ж.нм}} &= U'_{\text{н.нм}} U_{\text{нн}} / U_{\text{н.ж.нм}}; \\ U_{\text{вн.ж.па}} &= U'_{\text{н.па}} U_{\text{нн}} / U_{\text{н.ж.па}}. \end{aligned} \right\} \quad (10.40)$$

По желаемым (расчетным) напряжениям ответвлений принимают ближайшие стандартные напряжения ответвлений из имеющихся на устройстве РПН данного трансформатора $U_{\text{вн.д.нб}}$, $U_{\text{вн.д.нм}}$, $U_{\text{вн.д.па}}$. При выбранных стандартных ответвлениях действительные напряжения на шинах низшего напряжения:

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{н.д.нб}} &= U'_{\text{н.нб}} / k_{\text{т.д.нб}} = \frac{U'_{\text{н.нб}}}{U_{\text{вн.д.нб}} / U_{\text{нн}}} = U'_{\text{н.нб}} U_{\text{нн}} / U_{\text{вн.д.нб}}; \\ U_{\text{н.д.нм}} &= U'_{\text{н.нм}} / k_{\text{т.д.нм}} = \frac{U'_{\text{н.нм}}}{U_{\text{вн.д.нм}} / U_{\text{нн}}} = U'_{\text{н.нм}} U_{\text{нн}} / U_{\text{вн.д.нм}}; \\ U_{\text{н.д.па}} &= U'_{\text{н.па}} / k_{\text{т.д.па}} = \frac{U'_{\text{н.па}}}{U_{\text{вн.д.па}} / U_{\text{нн}}} = U'_{\text{н.па}} U_{\text{нн}} / U_{\text{вн.д.па}}, \end{aligned} \right\} \quad (10.41)$$

где $k_{т.д}$ — действительный (стандартный) коэффициент трансформации трансформатора при выбранном ответвлении для соответствующего режима электропотребления.

Рассмотрим теперь подход к выбору ответвлений трехобмоточных трансформаторов с РПН. В качестве исходной режимной информации будут служить напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок, а также в послеаварийном режиме на шинах НН $U'_{н.нб}$, $U'_{н.нм}$, $U'_{н.па}$ и на шинах СН $U'_{с.нб}$, $U'_{с.нм}$, $U'_{с.па}$, приведенные к высшему напряжению (рис. 10.21, б). Как и для двухобмоточных трансформаторов, зададимся желаемыми напряжениями на шинах НН для каждого из рассматриваемых режимов $U_{н.ж.нб}$, $U_{н.ж.нм}$, $U_{н.ж.па}$. При этом устройство РПН в обмотке высшего напряжения будем использовать, прежде всего, для обеспечения заданного режима напряжений на шинах НН. С учетом данного условия на шинах СН может быть задано только одно желаемое напряжение $U_{с.ж}$ для всех режимов, так как в обмотке среднего напряжения трансформатора нет устройства РПН.

Трехобмоточный трансформатор сначала рассматривается как двухобмоточный в направлении ВН — НН, и для каждого режима электропотребления выбираются соответствующие ответвления устройства РПН в обмотке высшего напряжения с действительными напряжениями ответвлений $U_{ВН.д.нб}$, $U_{ВН.д.нм}$, $U_{ВН.д.па}$. Эти ответвления будут удовлетворять требуемому режиму напряжений на шинах НН. Затем при фиксированных ответвлениях в обмотке ВН переходят к выбору ответвления в обмотке СН, рассматривая снова трехобмоточный трансформатор в направлении ВН — СН. При этом желаемый коэффициент трансформации может быть записан по параметрам нормальных режимов и параметрам обмоток трансформатора в виде

$$k_{т.ж} = (U'_{с.нб} + U'_{с.нм}) / (2U_{с.ж}) = (U_{ВН.д.нб} + U_{ВН.д.нм}) / (2U_{СН.ж}).$$

Отсюда желаемое напряжение ответвления обмотки СН

$$U_{СН.ж} = \frac{(U_{ВН.д.нб} + U_{ВН.д.нм})U_{с.ж}}{U'_{с.нб} + U'_{с.нм}}. \quad (10.42)$$

По этому расчетному напряжению выбирается ближайшее действительное стандартное напряжение ответвления $U_{СН.д}$, имеющееся на данном трансформаторе. Тогда действительные (фактические) напряжения на шинах СН в соответствующих режимах будут:

$$\left. \begin{aligned} U_{с.д.нб} &= U'_{с.нб} / k_{т.д.нб} = \frac{U'_{с.нб}}{U_{ВН.д.нб} / U_{СН.д}} = U'_{с.нб} U_{СН.д} / U_{ВН.д.нб}; \\ U_{с.д.нм} &= U'_{с.нм} / k_{т.д.нм} = \frac{U'_{с.нм}}{U_{ВН.д.нм} / U_{СН.д}} = U'_{с.нм} U_{СН.д} / U_{ВН.д.нм}; \\ U_{с.д.па} &= U'_{с.па} / k_{т.д.па} = \frac{U'_{с.па}}{U_{ВН.д.па} / U_{СН.д}} = U'_{с.па} U_{СН.д} / U_{ВН.д.па}, \end{aligned} \right\} \quad (10.43)$$

где $k_{т.д}$ — действительный (стандартный) коэффициент трансформации между обмотками ВН и СН трансформатора.

При выполнении расчетов на ЭВМ возможны различные способы выбора ответвлений трансформаторов.

Способ 1. На шинах ВН, СН и НН подстанции и в нулевой точке схемы замещения трехобмоточного трансформатора задают базисные напряжения, равные номинальному напряжению сети ВН, что соответствует коэффициенту трансформации, равному 1, и проводят расчет режима. В результате определяют напряжения, при-

веденные к шинам ВН. Далее выбирают ответвления трансформаторов по формулам (10.40), (10.42).

Способ 2. Его позволяют применить ряд известных программ расчета установившихся режимов. При этом на шинах ВН, СН и НН подстанций задают базисные напряжения, равные номинальному напряжению соответствующей сети (например, 110, 35 и 10 кВ).

В нулевой точке схемы замещения трехобмоточных трансформаторов базисное напряжение задают равным напряжению на шинах ВН. Для ветви, соответствующей двухобмоточному трансформатору, и ветви, соответствующей обмотке НН трехобмоточного трансформатора, задают ступени регулирования напряжения устройства РПН.

Кроме того, с учетом выбранного принципа встречного регулирования в каждом режиме (режиме наибольших и наименьших нагрузок, в послеаварийных режимах) на шинах НН задают желаемые напряжения.

В результате расчета режима на ЭВМ с такими данными определяют по каждой подстанции выбранные ответвления и фактические напряжения на шинах НН.

Для выбора ответвления на обмотке СН при расчете режима задают коэффициент трансформации в направлении ВН — СН $k_{BC} = U_{ВН.б} / U_{СН.б}$, соответствующий заданным базисным напряжениям на шинах ВН $U_{ВН.б}$ и СН $U_{СН.б}$. Найденные при этом напряжения, приведенные к высшему напряжению:

$$U'_{с.нб} = U_{с.нб} k_{BC};$$

$$U'_{с.нм} = U_{с.нм} k_{BC};$$

$$U'_{с.па} = U_{с.па} k_{BC}.$$

Далее ответвление выбирают по формуле (10.42). Обратим внимание на то, что для устройств РПН ответвления выбирают в каждом из расчетных режимов, а для устройств без РПН — одно ответвление для всех режимов.

Способ 3. Его полезно использовать в проектных расчетах, когда основная задача заключается не в выборе ответвлений трансформаторов, а в проверке достаточности диапазона регулирования для обеспечения заданных режимов напряжений на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций. В этом случае для режима наибольших нагрузок и послеаварийных режимов задают наименьшие коэффициенты трансформации

$$k_{ВН} = U_{отв.мин} / U_{НН}, \quad (10.44)$$

где $U_{НН}$ — номинальное напряжение обмотки НН; $U_{отв.мин}$ — наименьшее напряжение из всего диапазона регулировочных ответвлений.

Например, при диапазоне регулирования $115 \pm 9 \times 1,78\%$ $U_{отв.мин}$ будет равно $115 - 9 \times 1,78\%$, т.е. 96,6 кВ.

На шинах СН базисное напряжение задается равным номинальному напряжению сети.

По результатам расчета режима сравнивают полученное напряжение на шинах НН $U_{н.д}$ и желаемое напряжение на этих шинах $U_{н.ж}$ в данном режиме. При соблюдении условия $U_{н.д} \geq U_{н.ж}$ имеющийся диапазон РПН на трансформаторе будет достаточным для обеспечения желаемого напряжения в соответствующем режиме.

Аналогично расчет выполняют и для режима наименьших нагрузок, но только коэффициенты трансформации задают наибольшие, так как в этом случае необходимо проверить возможность получения напряжения не выше желаемого при наименьших нагрузках

$$k_{\text{ВН}} = U_{\text{отв.макс}} / U_{\text{НН}}, \quad (10.45)$$

где $U_{\text{отв.макс}}$ — наибольшее напряжение из всего диапазона регулировочных ответвлений трансформатора.

Например, при диапазоне регулирования $115 \pm 9 \times 1,78\%$ $U_{\text{отв.макс}}$ будет равно $115 + 9 \times 1,78\%$, т.е. 133,4 кВ.

Если оказывается, что полученное напряжение на шинах НН не больше желаемого в режиме наименьших нагрузок, т.е. $U_{\text{н.д.нм}} \leq U_{\text{н.ж.нм}}$, то имеющийся диапазон РПН достаточен для обеспечения требуемого напряжения в этом режиме.

Как отмечалось в главе 3, автотрансформаторы могут иметь устройства РПН в нейтрالي обмоток, на стороне среднего напряжения и на стороне высшего напряжения. Преимущественное распространение получили автотрансформаторы с устройствами РПН на стороне среднего напряжения. Поэтому рассмотрим подход к выбору ответвлений именно таких автотрансформаторов.

При работе автотрансформаторов в замкнутой сети для связи сетей двух различных номинальных напряжений их ответвления выбираются на основе оптимизации режима данной сети. Однако в ряде случаев возможна работа автотрансформаторов и в радиальных сетях: при нормальной радиальной схеме сети; в замкнутой схеме сети, работающей нормально в разомкнутом режиме по условию экономичности или ограничения токов короткого замыкания; при размыкании замкнутой сети во время ремонтных работ и в послеаварийных режимах. Поток мощности при этом, как правило, направлен со стороны высшего напряжения в сторону среднего (и, возможно, низшего) напряжения. Поскольку определяющим является передача мощности на сторону среднего напряжения, то при выборе ответвлений автотрансформатора задаются желаемым напряжением $U_{\text{с.ж}}$ именно на шинах этого напряжения. Тогда, как и для трансформаторов, применительно к каждому из рассматриваемых режимов можно записать соотношение применительно к коэффициенту трансформации между выводами высшего и среднего напряжений:

$$k_{\text{ВС}} = U'_c / U_{\text{с.ж}} = U_{\text{ВН}} / U_{\text{СН.ж}},$$

где U'_c — напряжение на шинах среднего напряжения в данном режиме сети, приведенное к высшему напряжению; $U_{\text{ВН}}$ — номинальное напряжение вывода высшего напряжения; $U_{\text{СН.ж}}$ — желаемое напряжение ответвления на стороне среднего напряжения.

Отсюда

$$U_{\text{СН.ж}} = U_{\text{ВН}} U_{\text{с.ж}} / U'_c. \quad (10.46)$$

При этом желаемая добавка напряжения по сравнению с напряжением среднего ответвления $U_{\text{СН}}$, кВ, будет

$$\delta U_{\text{ж}} = U_{\text{СН.ж}} - U_{\text{СН}}, \quad (10.47)$$

или, %

$$\delta U_{\text{ж}} = \frac{U_{\text{СН.ж}} - U_{\text{СН}}}{U_{\text{СН}}} \cdot 100. \quad (10.48)$$

На основании желаемых $U_{\text{сн.ж}}$ и $\delta U_{\text{ж}}$ выбираются действительные (стандартные) напряжения $U_{\text{сн.д}}$ и $\delta U_{\text{д}}$.

Действительное (фактическое) напряжение на шинах среднего напряжения без добавки $\delta U_{\text{д}}$ при среднем ответвлении

$$U_{\text{с}} = U'_{\text{с}} U_{\text{сн}} / U_{\text{вн}}, \quad (10.49)$$

а при добавке $\delta U_{\text{д}}$

$$U_{\text{с.д}} = U'_{\text{с}} U_{\text{сн.д}} / U_{\text{вн}} = U'_{\text{с}} (U_{\text{сн}} + \delta U_{\text{д}}) / U_{\text{вн}}, \quad (10.50)$$

где $U_{\text{сн}}$ — напряжение среднего ответвления.

Изменения напряжения на шинах среднего напряжения при введении добавки $\delta U_{\text{д}}$, %

$$\delta U_{\text{с.д}} = \left(\frac{U_{\text{с.д}} - U_{\text{с}}}{U_{\text{с}}} \right) \cdot 100 = \left(\frac{U'_{\text{с}} (U_{\text{сн}} + \delta U_{\text{д}})}{U_{\text{вн}}} \frac{U_{\text{вн}}}{U'_{\text{с}} U_{\text{сн}}} - 1 \right) \cdot 100 = \frac{\delta U_{\text{д}}}{U_{\text{сн}}} \cdot 100,$$

т.е. оно изменяется в процентах вводимой добавки.

10.8. Выбор режимов регулирования напряжения в распределительных электрических сетях

Основная цель регулирования напряжения в распределительных сетях напряжением 10(6)—0,38 кВ заключается в обеспечении допустимых отклонений напряжения у электроприемников по межгосударственному стандарту (см. подраздел 10.3). Для регулирования напряжения могут быть использованы устройства РПН трансформаторов или иные устройства, установленные в центре питания распределительной сети, и трансформаторы трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 10(6)/0,38 кВ, а в некоторых случаях также компенсирующие устройства, подключенные к сети напряжением 10(6) кВ или 0,38 кВ.

Ответвление трансформатора напряжением 10(6)/0,38 кВ выбирается совместно с режимом регулирования напряжения в центре питания. Предварительно выполняют расчеты режимов при наибольших и наименьших нагрузках.

При расчете режимов распределительной сети напряжением 10 (6) кВ вводят следующие упрощения:

- расчет потоков мощности на участках сети ведут по номинальному напряжению без учета потерь мощности. В результате на каждом участке будет получена какая-то одна мощность;
- пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения, а потерю напряжения принимают равной продольной составляющей падения напряжения, В

$$\Delta U = (PR + QX) / U_{\text{ном}},$$

или, %

$$\Delta U = (PR + QX) \cdot 100 / U_{\text{ном}}^2;$$

- не учитывают поперечные проводимости линий и потери мощности холостого хода трансформаторов ТП.

По данным параметров участков сети (сопротивлениям) и нагрузкам ТП в соответствующем режиме находят потоки мощности на всех участках сети. Расчет ведут от концов сети вплоть до ЦП, используя для каждой точки разветвления сети первый закон Кирхгофа.

По найденным потокам мощности с использованием формул для ΔU , находят потери напряжения на каждом участке сети и затем — от шин ЦП до шин 0,38 кВ каждой ТП в режиме наибольших $\Delta U''$ и наименьших $\Delta U'$ нагрузок.

Нормальные длительные допустимые отклонения напряжения у электроприемников по межгосударственному стандарту должны находиться в пределах $\pm 5\%$. Если ориентироваться на то, что у ближайшего к ТП электроприемника отклонение напряжения будет равно верхнему допустимому пределу $\delta U_{\delta} = +5\%$, а потеря напряжения в сети 0,38 кВ от ТП до него равна $\Delta U_{\text{нн.б}}$, то наибольшее допустимое отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ по условию работы ближайшего электроприемника

$$\delta U_{\text{ТП.нб}} = \delta U_{\delta} + \Delta U_{\text{нн.б}}, \quad (10.51)$$

где $\Delta U_{\text{нн.б}}$ — потеря напряжения от шин 0,38 кВ до ближайшего приемника, %.

Относительно наиболее удаленного от ТП приемника можно ориентироваться на то, что у него отклонение напряжения будет равно нижнему допустимому пределу $\delta U_y = -5\%$. Если при этом потеря напряжения в сети 0,38 кВ от ТП до него равна $\Delta U_{\text{нн.у}}$, то наименьшее допустимое отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП по условию работы удаленного электроприемника будет

$$\delta U_{\text{ТП.нм}} = \delta U_y + \Delta U_{\text{нн.у}}, \quad (10.52)$$

где $\Delta U_{\text{нн.у}}$ — потеря напряжения от шин 0,38 кВ ТП до удаленного электроприемника, %.

Таким образом, с учетом соблюдения требований стандарта, как у ближайшего, так и у удаленного приемника напряжение на шинах 0,38 кВ ТП должно находиться в пределах:

$$\delta U_{\text{ТП.нм}} \leq \delta U_{\text{ТП.доп}} \leq \delta U_{\text{ТП.нб}}. \quad (10.53)$$

Условие (10.53) должно соблюдаться как для режима наибольших $\delta U''_{\text{ТП.доп}}$, так и для режима наименьших $\delta U'_{\text{ТП.доп}}$ нагрузок:

$$\left. \begin{aligned} \delta U''_{\text{ТП.нм}} &\leq \delta U''_{\text{ТП.доп}} \leq \delta U''_{\text{ТП.нб}}, \\ \delta U'_{\text{ТП.нм}} &\leq \delta U'_{\text{ТП.доп}} \leq \delta U'_{\text{ТП.нб}}. \end{aligned} \right\} \quad (10.54)$$

Если иметь в виду, что нормируемые допустимые отклонения напряжения у электроприемников не зависят от режима сети, т.е.

$$\delta U''_{\delta} = \delta U'_{\delta} = \delta U_{\delta} \quad \text{и} \quad \delta U''_y = \delta U'_y = \delta U_y,$$

то

$$\left. \begin{aligned} \delta U''_{\text{ТП.нб}} &= \delta U_{\delta} + \Delta U''_{\text{нн.б}}, \\ \delta U''_{\text{ТП.нм}} &= \delta U_y + \Delta U''_{\text{нн.у}}; \end{aligned} \right\} \quad (10.55)$$

$$\left. \begin{aligned} \delta U'_{\text{ТП.нб}} &= \delta U_{\delta} + \Delta U'_{\text{нн.б}}, \\ \delta U'_{\text{ТП.нм}} &= \delta U_y + \Delta U'_{\text{нн.у}}. \end{aligned} \right\} \quad (10.56)$$

В распределительной сети напряжением 10(6) кВ, как правило, устанавливают трансформаторы, не имеющие устройства регулирования напряжения под нагрузкой. Вместе с тем эти трансформаторы имеют ответвления, позволяющие устанавливать различные коэффициенты трансформации. Поскольку на них нет устройств РПН, то на каждом трансформаторе в различных режимах (наибольших и наименьших нагрузок) может быть установлено только одно ответвление.

На трансформаторах обычно имеется пять ответвлений со ступенью регулирования коэффициентов трансформации 2,5%.

Добавка напряжения, создаваемая трансформатором, зависит от установленного ответвления, %:

$$\delta U_T = \left(\frac{U_{2\text{ном}}^*}{U_{1\text{ном}}^*} - 1 \right) 100, \quad (10.57)$$

где $U_{1\text{ном}}^*$ — номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора с учетом установленного ответвления $U_{1\text{ном}}^* = U_{1\text{ном}} / 10(6)$, о.е.; $U_{2\text{ном}}^*$ — номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора $U_{2\text{ном}}^* = 0,4/0,38$, о.е.

Для трансформаторов $10 \pm 2 \times 2,5\%/0,4$ и $6 \pm 2 \times 2,5\%/0,4$ кВ значения добавок напряжения приведены в табл. 10.5.

Таблица 10.5

Добавки напряжения на трансформаторах ТП

Номер от- ветвления	Ответвление первичной обмотки трансформатора, %	Напряжение от- ветвления, кВ	Округленное зна- чение добавки на- пряжения δU_T , %
1	+5	10,5(6,3)	0,25
2	+2,5	10,25(6,15)	2,70
3	0	10,0(6,0)	5,26
4	-2,5	9,75(5,85)	7,96
5	-5	9,5(5,7)	10,80

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у электроприемников целесообразно использовать все имеющиеся ответвления трансформаторов (см. табл. 10.5). При этом каждому из ответвлений будет соответствовать определенная зона распределительной сети. На ТП, близких к ЦП, следует стремиться установить ответвления с меньшими добавками напряжения (т.е. с наибольшей трансформацией +5 или +2,5%), а на удаленных ТП — наоборот, с большими добавками напряжения (т.е. с наименьшей трансформацией -2,5 или -5%).

Сформулируем условия перехода с одного ответвления трансформатора на другое. Для этого определим потери напряжения, при которых на трансформаторных ТП, ближайших к ЦП, может быть установлена наименьшая добавка напряжения 0,25%, соответствующая ответвлению трансформатора +5% (см. табл. 10.5).

Запишем выражение для отклонения напряжения на шинах 0,38 кВ ТП, %:

$$\delta U_{\text{ТП}} = \delta U_{\text{ЦП}} - \Delta U_{\text{Н}} + \delta U_T,$$

где $\delta U_{\text{ЦП}}$ — отклонение напряжения на шинах ЦП, %; $\Delta U_{\text{Н}}$ — потеря напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП, %; δU_T — добавка напряжения на трансформаторе ЦП, %.

Отсюда

$$\Delta U_{\text{Н}} = \delta U_{\text{ЦП}} - \delta U_{\text{ТП}} + \delta U_T. \quad (10.58)$$

Допустимые отклонения напряжения на шинах 0,38 кВ ТП определяются выражениями (10.53), (10.55) и (10.56). Режимы отклонений напряжения на шинах ЦП с учетом зоны нечувствительности регулятора выбираются по одному из вариантов в соответствии с формулами (см. табл. 10.4).

С учетом отмеченного наибольшая потеря напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП, при которой на трансформаторах ТП может быть установлено ответвление, соответствующее наименьшей добавке напряжения $\delta U_{\text{Т.НМ}} = 0,25\%$, может быть определено из следующих выражений.

Для режима наибольших нагрузок, %:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U''_{\text{н.нб}} &= \delta U''_{\text{ЦП.нб}} - \delta U''_{\text{ТП.нм}} + 0,25, \\ \Delta U''_{\text{н.нм}} &= \delta U''_{\text{ЦП.нб}} - \delta U''_{\text{ТП.нб}} + 0,25, \end{aligned} \right\} \quad (10.59)$$

отсюда

$$\Delta U''_{\text{н.нм}} \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq \Delta U''_{\text{н.нб}}; \quad (10.60)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta U''_{\text{н.нб}} &= \delta U''_{\text{ЦП.нм}} - \delta U''_{\text{ТП.нм}} + 0,25, \\ \Delta U''_{\text{н.нм}} &= \delta U''_{\text{ЦП.нм}} - \delta U''_{\text{ТП.нб}} + 0,25, \end{aligned} \right\} \quad (10.61)$$

отсюда

$$\Delta U''_{\text{нм}} \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq \Delta U''_{\text{н.нб}}. \quad (10.62)$$

Таким образом, по условию наибольших нагрузок наименьшая добавка напряжения на трансформаторах может быть выбрана на ТП, для которых одновременно выполняются условия (10.60) и (10.62).

Для режима наименьших нагрузок:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U'_{\text{н.нб}} &= \delta U'_{\text{ЦП.нб}} - \delta U'_{\text{ТП.нм}} + 0,25, \\ \Delta U'_{\text{н.нм}} &= \delta U'_{\text{ЦП.нб}} - \delta U'_{\text{ТП.нб}} + 0,25, \end{aligned} \right\} \quad (10.63)$$

отсюда

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq \Delta U'_{\text{н.нб}}; \quad (10.64)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta U'_{\text{н.нб}} &= \delta U'_{\text{ЦП.нм}} - \delta U'_{\text{ТП.нм}} + 0,25, \\ \Delta U'_{\text{н.нм}} &= \delta U'_{\text{ЦП.нм}} - \delta U'_{\text{ТП.нб}} + 0,25, \end{aligned} \right\} \quad (10.65)$$

отсюда

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq \Delta U'_{\text{н.нб}}. \quad (10.66)$$

Таким образом, по условию наименьших нагрузок наименьшая добавка напряжения может быть выбрана на ТП, для которых одновременно выполняются условия (10.64) и (10.66).

Следовательно, добавка напряжения 0,25% (ответвление +5%) будет удовлетворять требованиям допустимых отклонений напряжения у всех электроприемников

на ТП, для которых одновременно выполняются условия (10.60), (10.62), (10.64) и (10.66). Сравнивая $\Delta U''_n$ и $\Delta U'_n$, полученные по результатам электрических расчетов, с указанными условиями, находят ТП, на которых следует выбрать ответвление трансформаторов +5%.

После установления зоны сети, в которой могут быть выбраны ответвления +5%, переходят к нахождению зоны сети, удовлетворяющей следующему ответвлению, +2,5% с добавкой напряжения $\delta U_T = 2,7\%$ (см. табл. 10.5). Для этого в формулы (10.59), (10.61), (10.61), (10.63) вместо добавки напряжения 0,25% подставляют добавку 2,7% и находят ТП, соответствующие условиям (10.60), (10.62), (10.64), (10.66).

Аналогичным образом поступают для нахождения зон сети, в которых следует установить остальные ответвления трансформаторов (0, -2,5, -5%).

Для расчета режимов распределительных сетей и выбора ответвлений трансформаторов напряжением 10(6)/0,38 кВ существуют соответствующие программы на ЭВМ, например программа «МИФ», разработанная на кафедре «Электрические системы» БНТУ.

10.9. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности

Сущность регулирования напряжения за счет воздействия на потоки реактивной мощности по элементам электрической сети заключается в том, что при изменении реактивной мощности изменяются потери напряжения в реактивных сопротивлениях. Так, для схемы сети, приведенной на рис. 10.22, связь между напряжениями начала U_1 и конца U_2 можно записать в виде

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_2 R + (Q_2 \mp Q_K) X}{U_2}. \quad (10.67)$$

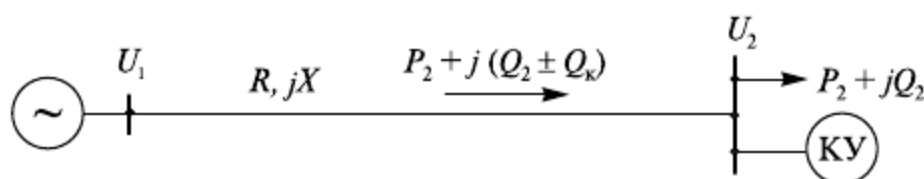


Рис. 10.22. Схема сети с компенсирующим устройством

В отличие от активной мощности реактивную мощность в узлах сети можно изменять путем установки в них устройств поперечной компенсации, т.е. компенсирующих устройств (КУ), подключенных параллельно нагрузке. В качестве таких компенсирующих реактивную мощность устройств, как уже отмечалось в главе 4, могут служить батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, шунтирующие и управляемые реакторы, статические тиристорные компенсаторы. К таким устройствам могут быть также отнесены генераторы местных электростанций, подключенных к системе передачи и распределения электроэнергии, синхронные электродвигатели, фильтры высших гармоник. Часть из указанных компенсирующих устройств может только выдавать в сеть реактивную мощность, некоторые — только потреблять из сети реактивную мощность (шунтирующие и управляемые реакторы). Наиболее ценными для регулирования напряжения являются устройства, обладающие способностями в зависимости от режима сети как генерировать, так и поглощать

реактивную мощность (синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы).

Компенсирующие устройства могут быть нерегулируемыми и регулируемыми. При включении нерегулируемого компенсирующего устройства в сети создается постоянная добавка потери напряжения (отрицательная или положительная). Если же компенсирующее устройство позволяет изменить свою мощность в зависимости от режима сети, то добавка потери напряжения, как это следует из формулы (10.67), оказывается переменной, в результате чего появляется возможность регулировать напряжение. Так, в схеме сети (см. рис. 10.22), при изменении компенсирующим устройством мощности Q_k от выдачи (знак минус в формуле (10.67) перед Q_k) до потребления (знак плюс перед Q_k) будет изменяться потеря напряжения, что при неизменном напряжении $U_1 = \text{const}$ приведет также к изменению напряжения U_2 в конце сети, т.е. будет обеспечено регулирование напряжения.

Как следует из формулы (10.67), эффективность регулирования напряжения с помощью поперечных компенсирующих устройств повышается в сетях с относительно большими реактивными сопротивлениями по сравнению с активными, например в воздушных сетях по сравнению с кабельными. При этом наибольший эффект достигается при установке компенсирующих устройств в наиболее удаленных от центров питания узлах нагрузки.

С помощью поперечного компенсирующего устройства можно создать режим, в котором напряжение в конце сети окажется больше напряжения в начале ($U_2 > U_1$). Это произойдет тогда, когда потеря напряжения в формуле (10.67) станет отрицательной:

$$\frac{P_2 R}{U_2} + \frac{Q_2 X}{U_2} - \frac{Q_k X}{U_2} < 0.$$

Отсюда мощность компенсирующего устройства для такого режима

$$Q_k > PR / X + Q. \quad (10.68)$$

Физическую сущность регулирования напряжения с помощью поперечных компенсирующих устройств дополнительно поясним на векторных диаграммах. Для этого связь между напряжением U_1 и U_2 запишем через падение напряжения:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} = \\ &= U_2 + \frac{P_2}{U_2} R + j \frac{P_2}{U_2} X - j \frac{Q_2}{U_2} R + \frac{Q_2}{U_2} X. \end{aligned} \quad (10.69)$$

При установке компенсирующего устройства, выдающего реактивную мощность:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2}{U_2} R + j \frac{P_2}{U_2} X - j \frac{Q_2 - Q_k}{U_2} R + \frac{Q_2 - Q_k}{U_2} X. \quad (10.70)$$

Для случая, когда генерируемая мощность компенсирующего устройства полностью компенсирует реактивную нагрузку потребителей ($Q_k = Q_2$)

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2}{U_2} R + j \frac{P_2}{U_2} X. \quad (10.71)$$

На рисунке 10.23, а показана векторная диаграмма напряжений без компенсирующего устройства и с компенсирующим устройством при $Q_k < Q_2$, построенная по формулам (10.69) и (10.70). Здесь ΔU_a — падение напряжения от передачи активной мощности, а ΔU_p — реактивной мощности без компенсирующего устройства. Из диаграммы видно, что при установке компенсирующего устройства значение $\Delta \dot{U}_a$ не изменяется, а вектор $\Delta \dot{U}_p$ занимает положение $\Delta \dot{U}_{p.k}$. В результате исходный вектор напряжения \dot{U}_1 в начале линии уменьшается по модулю и становится равным $\dot{U}_{1к}$. Таким образом, для получения заданного напряжения U_2 за счет установки компенсирующего устройства потребуется меньшее напряжение U_1 в результате снижения падения напряжения.

На рисунке 10.23, б показан случай, когда полностью скомпенсирована реактивная мощность потребителей ($Q_k = Q_2$), в результате чего падение напряжения $\Delta \dot{U}_{p.k}$ от передачи реактивной мощности полностью отсутствует (формула (10.71)). И, наконец, на рис. 10.23, в показан исходный режим без компенсирующего устройства и режим, когда мощность компенсирующего устройства $Q_k > Q_2$ и удовлетворяет условию (10.68). В этом случае падение напряжения в активном и реактивном сопротивлениях изменяет знак, а напряжение \dot{U}_2 становится больше $U_{1к}$.

Компенсирующие устройства поперечной компенсации оказывают комплексное положительное влияние на режим электрических сетей. Кроме возможности регулирования напряжения они позволяют снизить потери активной мощности и электроэнергии за счет разгрузки элементов сети от реактивной мощности и соответственно снижения сил рабочих токов. В ряде случаев, когда передаваемая активная мощность ограничивается допустимой силой тока по нагреванию или допустимой потерей напряжения, за счет разгрузки сети от реактивной мощности можно увеличить пропускную активную мощность. Поэтому в общем случае вопросы выбора мощности и мест установки компенсирующих устройств должны решаться комплексно. Здесь же, однако, рассмотрим подход к выбору мощности компенсирующего устройства по условию регулирования напряжения [41, 51, 53].

Пусть при $U_1 = \text{const}$ напряжение U_2 по каким-то причинам не удовлетворяет потребителей (см. рис. 10.22), и его надо повысить до $U_{2ж}$ с помощью выбора соответствующей мощности компенсирующего устройства, устанавливаемого в конце сети. При расчете в общем случае следует учесть, что при повышении напряжения U_2 до $U_{2ж}$ произойдет изменение потребляемых нагрузок P_2 и Q_2 до $P_{2ж}$ и $Q_{2ж}$ в соответствии с их статическими характеристиками $P_2 = f(U_2)$ и $Q_2 = f(U_2)$. Этот фактор может не учитываться в том случае, если нагрузка подключена на вторичной стороне трансформатора, имеющего устройство РПН, которое позволяет сохранить напряжение на шинах низшего напряжения неизменным.

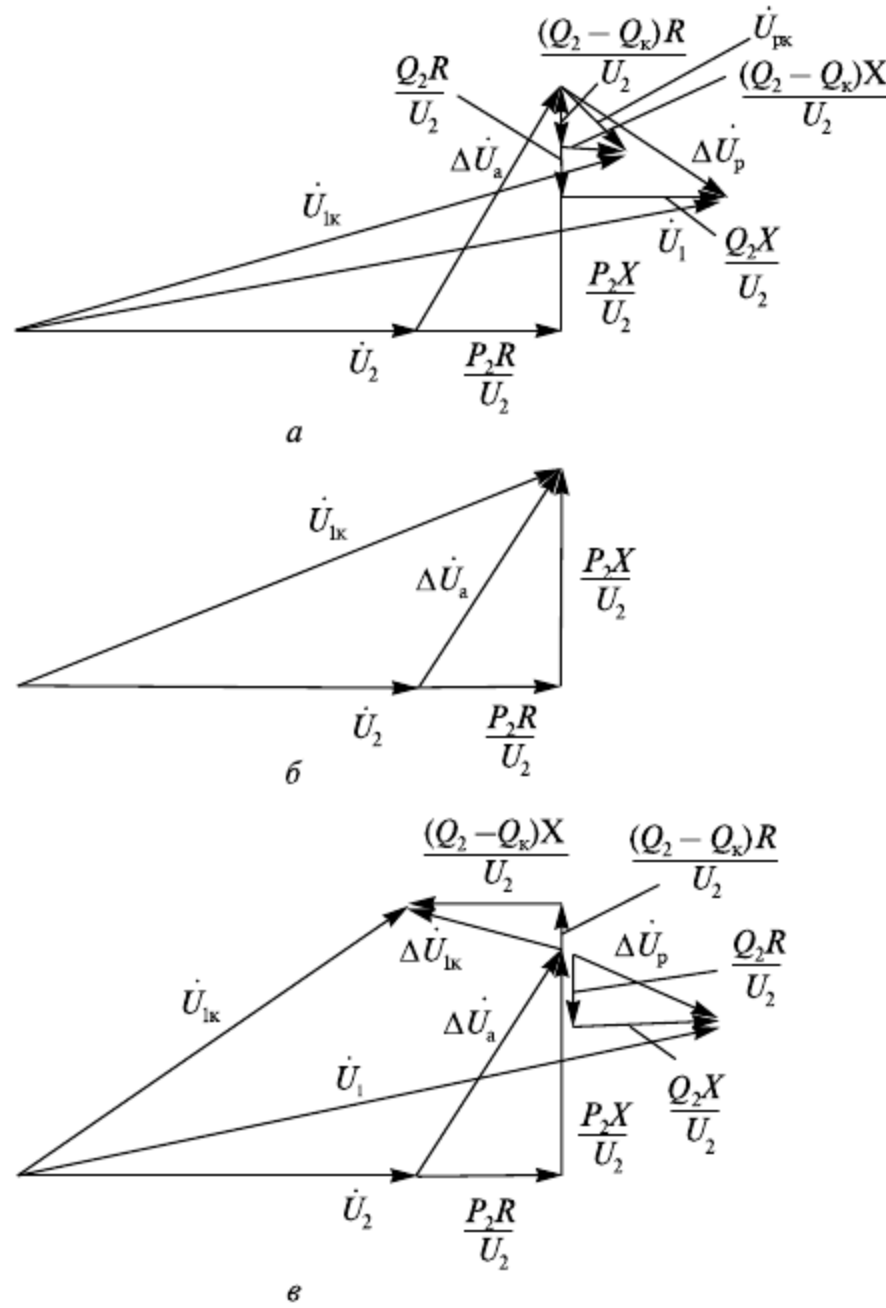


Рис. 10.23. Векторные диаграммы напряжений при выдаче реактивной мощности компенсирующим устройством: *a* — при $Q_k < Q_2$; *б* — при $Q_k = Q_2$; *в* — при $Q_k > Q_2$ и $U_2 > U_1$

До и после установки компенсирующего устройства мощностью Q_k связь между напряжениями начала и конца сети можно соответственно представить в виде

$$U_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2};$$

$$U_1 = U_{2ж} + \frac{P_{2ж} R + (Q_{2ж} - Q_k) X}{U_2}.$$

Приравнивая правые части данных уравнений вследствие условия $U_1 = \text{const}$, найдем мощность компенсирующего устройства

$$Q_k = \frac{(U_{2ж} - U_2) U_{2ж}}{X} + \left(P_{2ж} - P_2 \frac{U_{2ж}}{U_2} \right) \frac{R}{X} + \left(Q_{2ж} - Q_2 \frac{U_{2ж}}{U_2} \right). \quad (10.72)$$

Здесь мощности P_2 , Q_2 , $P_{2ж}$, $Q_{2ж}$ находятся по соответствующим статическим характеристикам.

Если в качестве компенсирующего устройства выступает батарея конденсаторов, то ее мощность зависит от подводимого напряжения:

$$Q_k = Q_{б.н} \left(\frac{U_{2ж}}{U_{б.н}} \right)^2,$$

где $Q_{б.н}$ — номинальная мощность батареи конденсаторов при номинальном напряжении $U_{б.н}$.

С учетом этой зависимости номинальная мощность батареи конденсаторов для изменения напряжения U_2 до $U_{2ж}$ должна быть

$$Q_{б.н} = \left[\frac{(U_{2ж} - U_2)U_{2ж}}{X} + \left(P_{2ж} - P_2 \frac{U_{2ж}}{U_2} \right) \frac{R}{X} + \left(Q_{2ж} - Q_2 \frac{U_{2ж}}{U_2} \right) \right] \left(\frac{U_{б.н}}{U_{2ж}} \right)^2. \quad (10.73)$$

В случае неучета статических характеристик нагрузки $P_{2ж} = P_2$ и $Q_{2ж} = Q_2$. Тогда необходимая мощность компенсирующего устройства из формулы (10.72) получается в виде

$$Q_k = \frac{(U_{2ж} - U_2)U_{2ж}}{X} + \left(1 - \frac{U_{2ж}}{U_2} \right) \left(P_2 \frac{R}{X} + Q_2 \right). \quad (10.74)$$

Для компенсирующего устройства в виде батареи конденсаторов из формулы (10.73) соответственно получим:

$$Q_{б.н} = \left[\frac{(U_{2ж} - U_2)U_{2ж}}{X} + \left(1 - \frac{U_{2ж}}{U_2} \right) \left(P_2 \frac{R}{X} + Q_2 \right) \right] \left(\frac{U_{б.н}}{U_{2ж}} \right)^2. \quad (10.75)$$

Контрольные вопросы

1. Что понимают под нормальным режимом работы системы передачи и распределения энергии?
2. Какие задачи решаются при управлении нормальными режимами работы?
3. В чем заключается долгосрочное и краткосрочное планирование режимов?
4. Какие средства привлекаются к регулированию режимов?
5. Какие известны показатели качества электрической энергии?
6. Каким показателем оценивается качество частоты?
7. Какими показателями оценивается качество напряжения?
8. Что понимают под отклонением напряжения и каковы причины его появления?
9. Как влияет отклонение напряжения на работу электроприемников?
10. Каковы верхние пределы допустимых отклонений напряжения в сетях напряжением 35—750 кВ?
11. Что понимают под колебанием напряжения, каковы причины его появления?
12. Как количественно оценивается колебание напряжения?
13. По каким причинам возникает несинусоидальность напряжения? Каковы отрицательные последствия ее появления?
14. Как количественно оценивается несинусоидальность напряжения?
15. Каковы причины появления несимметрии напряжений и отрицательные последствия ее появления?

16. Какими количественными показателями оценивается несимметрия напряжения?
17. Что понимают под провалом напряжения?
18. Что понимают под идеализированной линией без потерь?
19. Как записывается выражение угловой характеристики мощности?
20. Может ли передаваться активная мощность по линии без потерь при напряжении в начале линии меньше, чем в конце?
21. Как записываются уравнения линии без потерь?
22. Что понимается под натуральным режимом линии без потерь и каковы его свойства?
23. Каков режим реактивной мощности линии без потерь, работающей без перепада напряжения?
24. Каковы режимы напряжений вдоль линии без потерь, работающей без перепада напряжений при передаче по ней активной мощности меньше, равной и больше натуральной?
25. Как изменяется напряжение вдоль линии при размыкании ее на одном из концов?
26. Какие средства используют для регулирования напряжения в системообразующих и питающих сетях?
27. Как формируется задача регулирования напряжения в системообразующей сети?
28. Как записывается обобщенное контурное уравнение?
29. Как определяется ЭДС, создаваемая в замкнутом контуре трансформаторами?
30. Какие средства регулирования напряжения используют в распределительных сетях?
31. В чем отличие трансформаторов с РПН и без РПН?
32. Какие известны принципы регулирования напряжения в центрах питания распределительных сетей?
33. В каких случаях целесообразно применять режим стабилизации напряжения в центре питания?
34. Что понимается под зоной нечувствительности регулирующей аппаратуры на трансформаторах с РПН?
35. В чем сущность встречного регулирования напряжения и в каких случаях целесообразно его применять?
36. Из каких соображений выбирается наклон характеристики встречного регулирования напряжения?
37. Как реализуется регулирование напряжения в центре питания по времени суток?
38. Каково назначение вольтодобавочных трансформаторов и линейных регуляторов? Каковы возможные места их включения?
39. Какие известны схемы обмоток трансформаторов с РПН?
40. Какова последовательность переключения с одного ответвления трансформатора с РПН на другое?
41. Как выглядят принципиальные схемы включения вольтодобавочных трансформаторов и линейных регуляторов?
42. Как можно с помощью вольтодобавочного трансформатора создать продольную, поперечную и продольно-поперечную ЭДС?
43. Какая информация необходима для выбора ответвлений двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов с РПН?
44. Какие известны способы выбора ответвлений трансформаторов с РПН при расчетах режимов на ЭВМ?

45. Какова последовательность выбора ответвлений трансформаторов без РПН в разветвленной распределительной сети напряжением 6—10 кВ?
46. В чем заключается сущность регулирования напряжения изменением потоков реактивной мощности?
47. С помощью каких средств можно изменять потоки реактивной мощности в электрической сети?
48. По каким формулам определяется мощность компенсирующего устройства, необходимая для изменения напряжения до желаемого?
49. Как учитывается зависимость реактивной мощности батарей конденсаторов от подаваемого на нее напряжения при выборе ее номинальной мощности для регулирования напряжения?

Примеры решения задач

Задача 10.1. Заданы схема сети напряжением 10 кВ, приведенная на рис. 10.24, и параметры сети: длины участков сети, их марки проводов и номинальные мощности трансформаторов 10/0,38 кВ. В центре питания установлен трансформатор напряжением 110/10 кВ со ступенями РПН $\delta U_{\text{ст}} = 1,78\%$. Суммарная сила тока ЦП в режиме наибольших нагрузок со стороны 10 кВ $I_{\text{нб}} = 30$ А, $\cos\varphi = 0,92$. Допустимые отклонения напряжения у электроприемников $\delta U_{\text{доп}} = \pm 5\%$. Отношение наименьшей нагрузки к наибольшей $m = 0,25$. Потерю напряжения в режиме наибольших нагрузок от шин 0,38 кВ ТП до ближайшего приемника принять $\Delta U''_{\text{нн.б}} = 0$, а до наиболее удаленного — $\Delta U''_{\text{нн.у}} = 5\%$. Коэффициент чувствительности регулятора напряжения принять $n = 1,3$.

Выберите режим регулирования напряжения в ЦП и ответвления трансформаторов ТП.

Решение. 1. Расчет параметров трансформаторных подстанций напряжением 10/0,38 кВ и участков сети.

По заданным маркам проводов, используя справочные данные, находим удельные сопротивления R_0 и x_0 . По заданным длинам линий находим активные и реактивные сопротивления. Заносим их в табл. 10.6 и указываем на схеме (рис. 10.25).

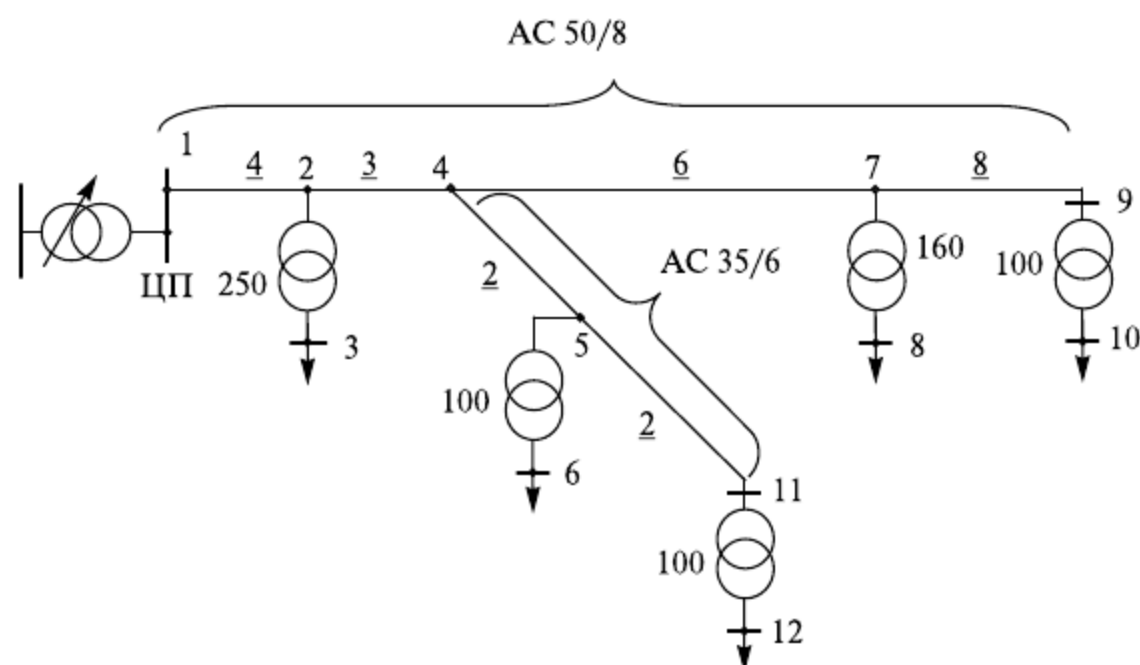


Рис. 10.24. Заданная схема сети

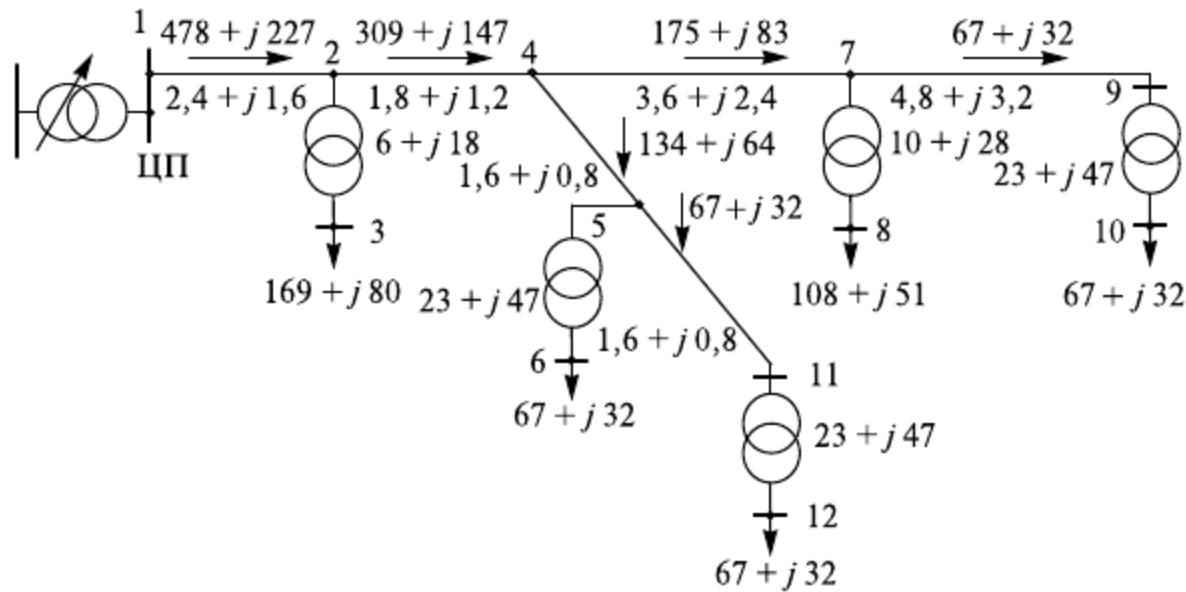


Рис.10.25. Схема сети с параметрами участков и потоками мощности

Аналогично поступаем с параметрами трансформаторов ТП, используя их паспортные данные (табл. 10.7). Расчет сопротивлений, Ом, ведем по формулам:

$$R_T = \Delta P_k U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3 / S_{\text{ном}}^2; \quad X_T = u_k U_{\text{ном}}^2 \cdot 10 / S_{\text{ном}},$$

где ΔP_k — потери короткого замыкания, кВт; u_k — напряжение короткого замыкания, %; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ.

Так, для трансформатора 100 кВ · А имеем:

$$R_T = 2,27 \cdot 10^2 \cdot 10^3 / 100^2 \approx 23 \text{ Ом}, \quad X_T = 4,7 \cdot 10^2 \cdot 10 / 100 = 47 \text{ Ом}.$$

Результаты заносим в табл. 10.6 и указываем на схеме (см. рис. 10.25).

Найдем суммарную номинальную мощность трансформаторов ТП:

$$S_{\text{ном}\Sigma} = 250 + 100 + 160 + 100 + 100 = 710 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По заданной силе тока трансформатора ЦП в режиме наибольших нагрузок $I_{\text{цп нб}} = 30 \text{ А}$ вычислим силу токов всех трансформаторов ТП, приняв их пропорциональными номинальным мощностям трансформаторов $S_{i \text{ ном}}$:

$$I_{i \text{ нб}} = I_{\text{цп нб}} \frac{S_{i \text{ ном}}}{\sum_{i=1}^n S_{i \text{ ном}}},$$

где n — количество ТП, подключенных к ЦП.

Так, для трансформатора 2—3

$$I_{2-3} = 30 \cdot 250 / 710 = 10,6 \text{ А}.$$

Результаты занесем в табл. 10.8.

По заданному $\cos \varphi = 0,92$ вычислим активные и реактивные мощности ТП. Так, для трансформатора 2—3 получим:

$$P_{2-3 \text{ нб}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10,6 \cdot 0,92 = 169 \text{ кВт};$$

$$Q_{2-3 \text{ нб}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10,6 \cdot 0,436 = 80 \text{ квар}.$$

Результаты вычислений занесем в таблицу 10.8 и укажем на схеме (см. рис. 10.25).

Таблица 10.6

Параметры участков сети

Номер участка сети		R , Ом	X , Ом	$P_{нб}$, кВт	$Q_{нб}$, квар	$\frac{PR}{U}$, В	$\frac{QX}{U}$, В	ΔU , В	ΔU , %
Линии	1—2	2,4	1,6	478	227	114,7	36,3	151	1,51
	2—4	1,8	1,2	309	147	55,6	17,6	73,2	0,73
	4—5	1,6	0,8	134	64	21,4	5,1	26,5	0,26
	4—7	3,6	2,4	175	83	63	19,9	82,9	0,83
	5—11	1,6	0,8	67	32	10,7	2,6	13,4	0,13
	7—9	4,8	3,2	67	32	32,2	10,2	42,4	0,42
Трансформаторы	2—3	6	18	169	80	101,4	144	245,4	2,45
	5—6	23	47	67	32	154	150	304	3,04
	7—8	10	28	108	51	108	143	251	2,51
	9—10	23	47	67	32	154	150	304	3,04
	11—12	23	47	67	32	154	150	304	3,04

Таблица 10.7

Паспортные данные трансформаторов напряжением 10/0,38 кВ

$S_{ном}$, кВ · А	u_k , %	ΔP_k , кВт
100	4,7	2,27
160	4,5	2,65
250	4,5	3,7

Таблица 10.8

Режимные параметры трансформаторов ТП

Номер трансформатора	Сила тока $I_{нб}$, А	Мощности	
		$P_{нб}$, кВт	$Q_{нб}$, квар
2—3	10,6	169	80
5—6	4,2	67	32
7—8	6,8	108	51
9—10	4,2	67	32
11—12	4,2	67	32

2. Определение зоны нечувствительности автоматического регулятора напряжения трансформатора в центре питания.

С использованием заданных ступени регулирования на трансформаторе ЦП $\delta U_{ст} = 1,78\%$ и коэффициента чувствительности $n = 1,3$ по формуле (10.39) найдем зону нечувствительности регулятора:

$$\delta U_{нч} = 1,3 \cdot 1,78 / 2 \approx 1,2\% .$$

3. Расчет режимов распределительной сети.

Найдем потоки мощности на каждом участке сети без учета потерь мощности и нанесем их значения на схему (см. рис. 10.25) и занесем в табл. 10.6. Найдем по-

тери напряжения в вольтах и в процентах, после чего также занесем их значения в табл. 10.6. Так, для участка 1—2 будем иметь:

$$\Delta U = \frac{478 \cdot 2,4 + 227 \cdot 1,6}{10} = 151 \text{ В}; \Delta U = \frac{151}{10\,000} \cdot 100\% = 1,51\%.$$

По найденным потерям напряжения на участках сети вычислим потери напряжения в процентах от шин ЦП до шин 0,38 кВ каждой ТП. Так, для шин 10 будем иметь:

$$\Delta U_{1-10} = 1,51 + 0,73 + 0,83 + 0,42 + 3,04 = 6,53\%.$$

Результаты занесем в табл. 10.9.

По заданному отношению наименьшей нагрузки к наибольшей $m = 0,25$ найдем потери напряжения от шин ЦП до шин напряжением 0,38 кВ ТП в режиме наименьших нагрузок с использованием формул:

$$\Delta U'_H / \Delta U''_H = \Delta U'_{нб} / \Delta U''_{нб} = \Delta U'_{ну} / \Delta U''_{ну} = m;$$

$$m = P' / P'',$$

где $\Delta U'_H, \Delta U'_{нб}, \Delta U'_{ну}, \Delta U''_H, \Delta U''_{нб}, \Delta U''_{ну}$ — соответственно потери напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП, ближайшего к ТП приемника и до наиболее удаленного от ТП приемника в режиме наименьших нагрузок и наибольших; P'', P' — активная нагрузка в режиме наибольших и наименьших нагрузок, кВт.

Таблица 10.9

Потери напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП

Номер шин 0,38 кВ ТП	$\Delta U, \%$, в режиме	
	наибольших нагрузок	наименьших нагрузок
3	3,95	0,99
6	5,54	1,39
8	5,58	1,4
10	6,53	1,63
12	5,67	1,42

Следовательно,

$$\Delta U'_H = \Delta U''_H m.$$

Так, для шин 3 (см. рис. 10.25) будем иметь:

$$\Delta U'_H = \Delta U''_H m = 3,95 \cdot 0,25 = 0,99\%.$$

Результаты расчетов занесем в табл. 10.9.

4. Определение допустимых отклонений напряжения на шинах напряжением 0,38 кВ ТП.

Будем ориентироваться на то, что у ближайшего к ТП приемника отклонение напряжения может быть равно верхнему допустимому пределу $\delta U_{\text{б}} = +5\%$, а у наиболее удаленного — нижнему допустимому пределу $\delta U_{\text{у}} = -5\%$.

По условию задачи потеря напряжения в сети напряжением 0,38 кВ от шин ТП до наиболее удаленного приемника в режиме наибольших нагрузок $\Delta U''_{\text{нн.у}} = 5\%$, а до ближайшего приемника $\Delta U''_{\text{нн.б}} = 0$. Тогда в режиме наименьших нагрузок:

$$\Delta U'_{\text{нн.у}} = \Delta U''_{\text{нн.у}} m = 5 \cdot 0,25 = 1,25\%;$$

$$\Delta U'_{\text{нн.б}} = \Delta U''_{\text{нн.б}} m = 0 \cdot 0,25 = 0.$$

Допустимые отклонения напряжения на шинах 0,38 кВ ТП в режиме наибольших нагрузок вычислим по формулам (10.55):

$$\delta U''_{\text{ТПб}} = 5 + 0 = 5\%;$$

$$\delta U''_{\text{ТПнм}} = -5 + 5 = 0.$$

Таким образом, в режиме наибольших нагрузок отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП должно находиться в пределах:

$$0 \leq \delta U''_{\text{ТП.доп}} \leq +5\%.$$

По формулам (10.56) аналогично найдем допустимые отклонения напряжения на шинах 0,38 кВ ТП в режиме наименьших нагрузок:

$$\delta U'_{\text{ТПб}} = 5 + 0 = 5\%;$$

$$\delta U'_{\text{ТПнм}} = -5 + 1,25 = -3,75\%.$$

Таким образом, в режиме наименьших нагрузок отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП должно находиться в пределах:

$$-3,75\% \leq \delta U''_{\text{ТП.доп}} \leq +5\%.$$

5. Выбор режима встречного регулирования напряжения на шинах напряжением 10 кВ ЦП.

Выберем следующий режим регулирования:

при наибольших нагрузках $\delta U''_{\text{цп}} = +5\%$;

при наименьших нагрузках $\delta U'_{\text{цп}} = 0$.

Тогда с учетом найденной зоны нечувствительности регулятора $\delta U_{\text{нч}} = 1,2\%$ по формулам для режима 4 из табл. 10.3 найдем пределы возможных отклонений напряжения на шинах ЦП в режиме наибольших нагрузок:

$$\delta U''_{\text{цпб}} = 5 + 1,2 = 6,2\%;$$

$$\delta U''_{\text{цпнм}} = 5 - 1,2 = 3,8\%.$$

Аналогично по формулам для режима 4 из табл. 10.3 для режима наименьших нагрузок найдем:

$$\delta U'_{\text{цпб}} = 0 + 1,2 = 1,2\%;$$

$$\delta U'_{\text{ЦП.нм}} = 0 - 1,2 = -1,2\%.$$

6. Выбор ответвлений трансформаторов ТП.

Найдем зону сети, в которой может быть выбрана наименьшая добавка напряжения на трансформаторах $\delta U_{\text{т.нм}} = 0,25\%$ (соответствует ответвлению +5% — табл. 10.5). Для этого вычислим соответствующие наибольшие потери напряжения от ЦП до шин 0,38 кВ ТП. Для режима наибольших нагрузок по формулам (10.59) и (10.61) получим:

$$\text{а) } \Delta U''_{\text{н.нб}} = 6,2 - 0 + 0,25 = 6,45\%,$$

$$\Delta U''_{\text{н.нм}} = 6,2 - 5 + 0,25 = 1,45\%,$$

$$\text{отсюда} \quad 1,45 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 6,45; \quad (10.76)$$

$$\text{б) } \Delta U''_{\text{н.нб}} = 3,8 - 0 + 0,25 = 4,05\%,$$

$$\Delta U''_{\text{н.нм}} = 3,8 - 5 + 0,25 = -0,95\%,$$

$$\text{отсюда} \quad -0,95 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 4,05. \quad (10.77)$$

Обобщив неравенства (10.76) и (10.77), получим, что при ответвлении +5% потеря напряжения должна находиться в пределах

$$1,45 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 4,05.$$

Этому условию удовлетворяет только трансформатор 2—3 (см. рис. 10.25), до шин 3 которого потеря напряжения равна 3,95% (табл. 10.9):

$$1,45 \leq 3,95 \leq 4,05.$$

Проверим теперь выполнение требований (10.64) и (10.66) для режима наименьших нагрузок. Для этого произведем вычисления по формулам (10.63) и (10.65):

$$\text{а) } \Delta U'_{\text{н.нб}} = 1,2 - (-3,75) + 0,25 = 5,20\%,$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} = 1,2 - 5 + 0,25 = -3,55\%,$$

$$\text{отсюда} \quad -3,55 \leq \Delta U'_{\text{н.нм}} \leq 5,20; \quad (10.78)$$

$$\text{б) } \Delta U'_{\text{н.нб}} = -1,2 - (-3,75) + 0,25 = 2,80\%,$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} = -1,2 - 5 + 0,25 = -5,95\%,$$

$$\text{отсюда} \quad -5,95 \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq 2,80. \quad (10.79)$$

Обобщив неравенства (10.78) и (10.79), получим, что при ответвлении +5% потеря напряжения должна находиться в пределах

$$-3,55 \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq 2,80.$$

Этому условию трансформатор 2—3 также удовлетворяет, так как потеря напряжения до шин 3 составляет 0,99% (см. табл. 10.9):

$$-3,55 \leq 0,99 \leq 2,80.$$

Следовательно, по условию обоих режимов на трансформаторе 2—3 может быть выбрано ответвление +5%.

Перейдем теперь к нахождению зоны сети, в которой может быть установлено ответвление трансформаторов +2,5% с добавкой напряжения $\delta U_T = 2,7\%$ (см. табл. 10.5).

Для режима наибольших нагрузок по формулам (10.59) и (10.61) получим:

$$\text{а) } \Delta U''_{\text{н.нб}} = 6,2 - 0 + 2,7 = 8,9\%;$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} = 6,2 - 5 + 2,7 = 3,9\%,$$

$$\text{отсюда} \quad 3,9 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 8,9; \quad (10.80)$$

$$\text{б) } \Delta U''_{\text{н.нб}} = 3,8 + 0 + 2,7 = 6,5\%;$$

$$\Delta U''_{\text{н.нм}} = 3,8 + 5 + 2,7 = 1,5\%,$$

$$\text{отсюда} \quad 1,5 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 6,5. \quad (10.81)$$

С учетом неравенств (10.80) и (10.81)

$$3,9 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 6,5.$$

Этому условию удовлетворяют трансформаторы 5—6, 7—8, 11—12. По данным таблицы 10.9 для них соответственно имеем:

$$3,9 \leq 5,54 \leq 6,5;$$

$$3,9 \leq 5,58 \leq 6,5;$$

$$3,9 \leq 5,67 \leq 6,5.$$

Проверим требования режима наименьших нагрузок. По формулам (10.63) и (10.65) получим:

$$\text{а) } \Delta U'_{\text{н.нб}} = 1,2 - (-3,75) + 2,7 = 7,65\%;$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} = 1,2 - 5 + 2,7 = -1,1\%,$$

$$\text{отсюда} \quad -1,1 \leq \Delta U'_{\text{н.нм}} \leq 7,65; \quad (10.82)$$

$$\text{б) } \Delta U'_{\text{н.нб}} = -1,2 - (-3,75) + 2,7 = 5,25\%;$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} = -1,2 - 5 + 2,7 = -3,5\%,$$

$$\text{отсюда} \quad -3,5 \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq 5,25. \quad (10.83)$$

С учетом ограничений (10.82) и (10.83)

$$-1,1 \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq 5,25.$$

Трансформаторы 5—6, 7—8, 11—12 этим ограничениям также удовлетворяют, так как по данным табл. 10.9 для них соответственно имеем:

$$\begin{aligned} -1,1 &\leq 1,39 \leq 5,25; \\ -1,1 &\leq 1,4 \leq 5,25; \\ -1,1 &\leq 1,42 \leq 5,25. \end{aligned}$$

Следовательно, по условию обоих режимов на трансформаторах 5—6, 7—8 и 11—12 может быть установлено ответвление +2,5%.

Далее найдем зону сети, соответствующую ответвлению трансформаторов 0% с добавкой напряжения $\delta U_T = 5,26\%$ (см. табл. 10.5). Для этого проведем аналогичные расчеты.

Для режима наибольших нагрузок по формулам (10.59) и (10.61) получим:

$$\text{а) } \Delta U''_{\text{н.нб}} = 6,2 - 0 + 5,26 = 11,46\%,$$

$$\Delta U''_{\text{н.нм}} = 6,2 - 5 + 5,26 = 6,46\%,$$

отсюда $6,46 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 11,46;$ (10.84)

$$\text{б) } \Delta U''_{\text{н.нб}} = 3,8 - 0 + 5,26 = 9,06\%,$$

$$\Delta U''_{\text{н.нм}} = 3,8 - 5 + 5,26 = 4,06\%,$$

отсюда $4,06 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 9,06.$ (10.85)

С учетом неравенств (10.84) и (10.85):

$$6,46 \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq 9,06.$$

Этому условию удовлетворяет трансформатор 9—10. Для него (см. табл. 10.9):

$$6,46 \leq 6,53 \leq 9,06.$$

Для режима наименьших нагрузок:

$$\text{а) } \Delta U'_{\text{н.нб}} = 1,2 - (-3,75) + 5,26 = 10,21\%,$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} = 1,2 - 5 + 5,26 = 1,46\%,$$

отсюда $1,46 \leq \Delta U'_{\text{н.нм}} \leq 10,21;$ (10.86)

$$\text{б) } \Delta U'_{\text{н.нб}} = -1,2 - (-3,75) + 5,26 = 7,81\%,$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} = -1,2 - 5 + 5,26 = -0,94\%,$$

отсюда $-0,94 \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq 7,81.$ (10.87)

С учетом ограничений (10.86) и (10.87):

$$1,46 \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq 7,81.$$

Трансформатор 9—10 этому условию удовлетворяет (табл. 10.9):

$$1,46 \leq 1,63 \leq 7,81.$$

Следовательно, на нем должно быть установлено ответвление 0.
Результаты выбора ответвлений трансформаторов сведены в табл. 10.10.

Таблица 10.10

Выбранные ответвления трансформаторов

Номер трансформатора	Выбранные ответвления, %
2—3	+5
5—6	+2,5
7—8	+2,5
9—10	+0
11—12	+2,5

Задача 10.2. На понижающей подстанции установлен трехфазный двухобмоточный трансформатор ТМН-4000/35 с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне высшего напряжения, имеющий номинальные напряжения и диапазон регулирования $35 \pm (6 \times 1,5)\%$ /6,3 кВ. По результатам расчета режимов сети на шинах низшего напряжения получены напряжения, приведенные к высшему напряжению: при наибольших нагрузках $U'_{н.нб} = 34$ кВ, при наименьших нагрузках $U'_{н.нм} = 37$ кВ, в послеаварийном режиме $U'_{н.па} = 32$ кВ. За счет использования устройства РПН требуется обеспечить на шинах низшего напряжения режим стабилизации напряжения, т.е. неизменное напряжение во всех режимах сети $U_{н.ж.нб} = U_{н.ж.нм} = U_{н.ж.па} = 6,6$ кВ.

Решение. Рассчитаем напряжения ответвлений, соответствующие каждой ступени регулирования (табл. 10.11).

Таблица 10.11

Параметры регулирования напряжения трансформатора с диапазоном регулирования $\pm(6 \times 1,5)\%$

Параметр	Номер ответвления												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Добавка напряжения, %	+9	+7,5	+6	+4,5	+3	+1,5	0	−1,5	−3	−4,5	−6	−7,5	−9
Напряжение ответвления $U_{вн.д}$, кВ	38,2	37,6	37,1	36,6	36,1	35,5	35	34,5	34,0	33,4	32,9	32,4	31,9

По формулам (10.40) определим расчетные напряжения ответвлений обмотки высшего напряжения из условия обеспечения желаемого напряжения на шинах низшего напряжения, равного 6,6 кВ для всех рассматриваемых режимов:

$$\begin{aligned} U_{вн.ж.нб} &= U'_{н.нб} U_{нн} / U_{н.ж.нб} = 34 \cdot 6,3 / 6,6 = 32,5 \text{ кВ}; \\ U_{вн.ж.нм} &= U'_{н.нм} U_{нн} / U_{н.ж.нм} = 37 \cdot 6,3 / 6,6 = 35,3 \text{ кВ}; \\ U_{вн.ж.па} &= U'_{н.па} U_{нн} / U_{н.ж.па} = 32 \cdot 6,3 / 6,6 = 30,5 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

На основе полученных расчетных напряжений ответвлений выберем из табл. 10.11 ближайшие стандартные напряжения для каждого из режимов:

$$\begin{aligned} U_{вн.д.нб} &= 32,4 \text{ кВ (добавка } -7,5\%); \\ U_{вн.д.нм} &= 35,5 \text{ кВ (+1,5\%)}, \end{aligned}$$

$$U_{ВН.д.па} = 31,9 \text{ кВ } (-9\%).$$

По формулам (10.41) определим действительные напряжения на шинах 6 кВ во всех режимах:

$$U_{Н.д.нб} = U'_{Н.нб} U_{НН} / U_{ВН.д.нб} = 34 \cdot 6,3 / 32,4 = 6,61 \text{ кВ};$$

$$U_{Н.д.нм} = U'_{Н.нм} U_{НН} / U_{ВН.д.нм} = 37 \cdot 6,3 / 35,5 = 6,57 \text{ кВ};$$

$$U_{Н.д.па} = U'_{Н.па} U_{НН} / U_{ВН.д.па} = 32 \cdot 6,3 / 31,9 = 6,32 \text{ кВ}.$$

Определим отклонения полученных действительных напряжений от желаемых на шинах 6 кВ, %:

$$\delta U_{Н.д.нб} = \frac{U_{Н.д.нб} - U_{Н.ж.нб}}{U_{Н.ж.нб}} \cdot 100 = \frac{6,61 - 6,6}{6,6} \cdot 100 = 0,15;$$

$$\delta U_{Н.д.нм} = \frac{U_{Н.д.нм} - U_{Н.ж.нм}}{U_{Н.ж.нм}} \cdot 100 = \frac{6,57 - 6,6}{6,6} \cdot 100 = -0,45;$$

$$\delta U_{Н.д.па} = \frac{U_{Н.д.па} - U_{Н.ж.па}}{U_{Н.ж.па}} \cdot 100 = \frac{6,32 - 6,6}{6,6} \cdot 100 = -4,24.$$

Результаты расчетов представлены в табл. 10.12.

Таблица 10.12

Результаты выбора ответвлений трансформатора

Режим	Приведенное напряжение на шинах 6 кВ, кВ	Расчетное напряжение ответвления, кВ	Стандартное напряжение ответвления		Номер ответвления	Действительное напряжение на шинах 6 кВ, кВ	Отклонение действительного напряжения на шинах 6 кВ от желаемого, %
			кВ	%			
Наибольших нагрузок	34	32,5	32,4	-7,5	12	6,61	+0,15
Наименьших нагрузок	37	35,3	35,5	+1,5	6	6,57	-0,45
Послеаварийный	32	30,5	31,9	-9	13	6,32	-4,24

Проведенные расчеты позволяют сделать следующие выводы. Поскольку расчетное напряжение ответвления округлялось до ближайшего стандартного (большого или меньшего), то при достаточности имеющегося на трансформаторе диапазона регулирования и правильном выборе ответвлений отклонение действительного напряжения на шинах низшего напряжения от желаемого не должно превышать половины ступени регулирования, т.е. $\pm 1,5/2 = \pm 0,75\%$. Данное условие выполняется для нормальных режимов (наибольших и наименьших нагрузок). При этом в процессе регулирования напряжения в различных рабочих режимах сети от наибольших до наименьших нагрузок потребуется использование ответвлений от 12 (-7,5%)

до 6 (+1,5%). Что касается рассмотренного послеаварийного режима, то для него выбрано крайнее ответвление 13 (–9%). Тем не менее отклонение напряжения от желаемого оказалось –4,24%, т.е. больше половины ступени регулирования трансформатора. Следовательно, имеющегося диапазона регулирования устройства РПН трансформатора недостаточно для обеспечения желаемого напряжения в этом режиме. В подобных случаях требуется дополнительная проверка допустимости такого режима по условию работы потребителей либо применение дополнительных мер по регулированию напряжения.

Задача 10.3. На понижающей подстанции предполагается установить трехфазные двухобмоточные трансформаторы ТДН-10000/110 с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне высшего напряжения, имеющие номинальные напряжения и диапазоны регулирования $115 \pm (9 \times 1,78)\%/11$ кВ. В результате выполненных проектных расчетов режимов питающей электрической сети получены напряжения на шинах 10 кВ, приведенные к напряжению 110 кВ: при наибольших нагрузках $U'_{н.нб} = 103$ кВ, при наименьших нагрузках, $U'_{н.нм} = 114$ кВ, в послеаварийном режиме при наибольших нагрузках $U'_{н.па} = 100$ кВ. Проверьте достаточность диапазона регулирования устройства РПН для обеспечения встречного регулирования напряжения на шинах 10 кВ при следующих желаемых напряжениях: $U_{н.ж.нб} = U_{н.ж.па} = 1,05 U_{ном} = 10,5$ кВ, $U_{н.ж.нм} = 1,0 U_{ном} = 10,0$ кВ.

Решение. Рассчитаем напряжения ответвлений для всех ступеней регулирования (табл. 10.13).

Таблица 10.13

**Параметры регулирования напряжения трансформаторов
с диапазоном регулирования $\pm(9 \times 1,78)\%$**

Параметр	Номер ответвления																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Добавка напряжения, %	+16,02	+14,24	+12,46	+10,68	+8,9	+7,12	+5,34	+3,56	+1,78	0	–1,78	–3,56	–5,34	–7,12	–8,9	–10,68	–12,46	–14,24	–16,02
Напряжение от- ветвления $U_{вн.д}$, кВ	133,4	131,4	129,3	127,3	125,2	123,2	121,1	119,1	117	115	113	110,9	108,9	106,8	104,8	102,7	100,7	98,6	96,6

По формуле (10.44) рассчитаем возможный наименьший коэффициент трансформации, соответствующий ответвлению 19 (–16,02%):

$$k_{т.нм} = U_{отв.мин} / U_{нн} = 96,6 / 11 = 8,78.$$

Определим возможные максимальные напряжения на шинах 10 кВ при наибольших нагрузках и в послеаварийном режиме:

$$U_{н.макс.нб} = U'_{н.нб} / k_{т.нм} = 103 / 8,78 = 11,73 \text{ кВ};$$

$$U_{н.макс.па} = U'_{н.па} / k_{т.нм} = 100 / 8,78 = 11,39 \text{ кВ}.$$

По формуле (10.45) найдем возможный наибольший коэффициент трансформации, соответствующий ответвлению 1 (+16,02%):

$$k_{т.нб} = U_{отв.макс} / U_{нн} = 133,4 / 11 = 12,13.$$

Вычислим возможное минимальное напряжение на шинах 10 кВ при наименьших нагрузках:

$$U_{н.мин.нм} = U'_{н.нм} / k_{т.нб} = 114 / 12,13 = 9,40 \text{ кВ}.$$

Таким образом, во всех режимах сети имеющегося диапазона регулирования трансформаторов будет достаточно для обеспечения заданного режима напряжений на шинах 10 кВ. Действительно, полученные возможные максимальные напряжения при наибольших нагрузках и в послеаварийном режиме больше желаемого ($11,73 > 10,5$ и $11,39 > 10,5$). Следовательно, в условиях эксплуатации при переходе с крайнего ответвления –16,02% на какое-то другое ответвление, с более высоким значением коэффициента трансформации, можно будет снизить полученные максимальные значения напряжений до желаемого. При наименьших нагрузках возможное минимальное напряжение получилось ниже желаемого ($9,4 < 10$). Отсюда следует, что в условиях эксплуатации оно также может быть повышено до желаемого путем перехода из крайнего ответвления +16,02% в какое-то другое, соответствующее меньшему значению коэффициента трансформации.

На основании проведенных расчетов можно оценить запас, которым обладает располагаемый диапазон регулирования, путем сравнения полученных максимальных и минимального значений напряжений с желаемыми, %:

$$k_{зап.нб} = \left| \frac{U_{н.макс.нб} - U_{н.ж.нб}}{U_{н.ж.нб}} 100 \right| = \left| \frac{11,73 - 10,5}{10,5} 100 \right| = 11,7;$$

$$k_{зап.па} = \left| \frac{U_{н.макс.па} - U_{н.ж.па}}{U_{н.ж.па}} 100 \right| = \left| \frac{11,39 - 10,5}{10,5} 100 \right| = 8,5;$$

$$k_{зап.нм} = \left| \frac{U_{н.мин.нм} - U_{н.ж.нм}}{U_{н.ж.нм}} 100 \right| = \left| \frac{9,4 - 10}{10,0} 100 \right| = 6,0.$$

Задача 10.4. На понижающей подстанции установлен трехфазный трехобмоточный трансформатор ТДТН 16000/110 с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне высшего напряжения и с переключением ответвлений без возбуждения на стороне среднего напряжения, имеющий номинальные напряжения и диапазоны регулирования $115 \pm (9 \times 1,78)\% / 38,5 \pm (2 \times 2,5)\% / 11 \text{ кВ}$.

По результатам электрических расчетов сети при наибольших и наименьших нагрузках, а также в послеаварийном режиме получены напряжения, приведенные к напряжению 110 кВ: на шинах 10 кВ $U'_{10нб} = 105 \text{ кВ}$, $U'_{10па} = 102 \text{ кВ}$, $U'_{10нм} = 115 \text{ кВ}$; на шинах 35 кВ $U'_{35нб} = 107 \text{ кВ}$, $U'_{36па} = 104 \text{ кВ}$, $U'_{35нм} = 117 \text{ кВ}$. Желаемые напряжения принять: на шинах 10 кВ исходя из требований встречного регулирования при наибольших нагрузках и в послеаварийном режиме $U_{ж.нб} = U_{ж.па} = 1,1 U_{ном} = 11 \text{ кВ}$, при наименьших нагрузках $U_{ж.нм} = 1,0 U_{ном}$; на шинах 35 кВ во всех режимах $U_{ж} = 36,5 \text{ кВ}$. Выберите ответвления на обмотках высшего и среднего напряжений.

Решение. Значения напряжений всех ответвлений обмотки 110 кВ приведены в табл. 10.13. Рассчитаем напряжения ответвлений обмотки 35 кВ (табл. 10.14).

Таблица 10.14

Параметры регулирования напряжения трансформатора с диапазоном регулирования $\pm(2 \times 2,5)\%$

Параметр	Номер ответвления				
	1	2	3	4	5
Добавка напряжения, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Напряжение ответвления $U_{\text{снд}}$, кВ	40,43	39,46	38,5	37,54	36,58

Рассмотрим сначала трансформатор как двухобмоточный в направлении от обмотки высшего напряжения к обмотке низшего напряжения и в соответствии с желаемыми напряжениями на шинах 10 кВ выберем регулировочные ответвления при наибольших и наименьших нагрузках, а также в послеаварийном режиме. Для этого по формулам (10.40) определим желаемые напряжения ответвлений в каждом из режимов:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{ВНж.нб}} &= U'_{10\text{нб}} U_{\text{НН}} / U_{10\text{ж.нб}} = 105 \cdot 11 / 11 = 105 \text{ кВ}; \\
 U_{\text{ВНж.нм}} &= U'_{10\text{нм}} U_{\text{НН}} / U_{10\text{ж.нм}} = 115 \cdot 11 / 10 = 126,5 \text{ кВ}; \\
 U_{\text{ВНж.па}} &= U'_{10\text{па}} U_{\text{НН}} / U_{10\text{ж.па}} = 102 \cdot 11 / 11 = 102 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Из таблицы 10.13 выберем ближайшие стандартные ответвления:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{ВН.д.нб}} &= 104,8 \text{ кВ (добавка } - 8,9\%); \\
 U_{\text{ВН.д.нм}} &= 127,3 \text{ кВ (+8,9\%);} \\
 U_{\text{ВН.д.па}} &= 102,7 \text{ кВ (-10,68\%)}.
 \end{aligned}$$

При этих ответвлениях по формулам (10.41) найдем действительные напряжения на шинах 10 кВ:

$$\begin{aligned}
 U_{10\text{д.нб}} &= U'_{10\text{нб}} U_{\text{НН}} / U_{\text{ВН.д.нб}} = 105 \cdot 11 / 104,8 = 11,02 \text{ кВ}; \\
 U_{10\text{д.нм}} &= U'_{10\text{нм}} U_{\text{НН}} / U_{\text{ВН.д.нм}} = 115 \cdot 11 / 127,3 = 9,94 \text{ кВ}; \\
 U_{10\text{д.па}} &= U'_{10\text{па}} U_{\text{НН}} / U_{\text{ВН.д.па}} = 102 \cdot 11 / 102,7 = 10,93 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Отклонения напряжения от желаемых составят, %:

$$\begin{aligned}
 \delta U_{10\text{д.нб}} &= \frac{11,02 - 11}{11} \cdot 100 = 0,18; \\
 \delta U_{10\text{д.нм}} &= \frac{9,94 - 10}{10} \cdot 100 = -0,60; \\
 \delta U_{10\text{д.па}} &= \frac{10,93 - 11}{11} \cdot 100 = -0,64,
 \end{aligned}$$

т.е. меньше половины ступени регулирования $\pm 1,78/2 = \pm 0,89\%$.

Таким образом, диапазон регулирования устройства РПН на обмотке 110 кВ позволяет во всех режимах создать заданные (желаемые) напряжения.

Рассмотрим теперь трехобмоточный трансформатор как двухобмоточный в направлении от обмотки высшего напряжения к обмотке среднего напряжения в целях выбора ответвления на обмотке напряжением 35 кВ. Поскольку на этой обмотке нет устройства РПН, приходится выбирать одно ответвление для всех режимов. Учиты-

вая, что длительность послеаварийных режимов несоизмеримо меньше длительности нормальных режимов, а также то, что в сети напряжением 35 кВ по направлению передачи мощности потребителям будут встречаться трансформаторы напряжением 35/10(6) кВ с РПН, ориентироваться будем только на нормальные режимы наибольших и наименьших нагрузок. В качестве исходной информации примем уже выбранные ответвления для этих режимов на обмотке 110 кВ.

Желаемое напряжение ответвления на обмотке 35 кВ определим по формуле (10.42):

$$U_{\text{CH.ж}} = \frac{(U_{\text{ВН д.нб}} + U_{\text{ВН д.нм}})U_{35\text{ж}}}{U'_{35\text{нб}} + U'_{35\text{нм}}} = \frac{(104,8 + 127,3) \cdot 36,5}{107 + 117} = 37,8 \text{ кВ}.$$

Из таблицы 10.14 примем ближайшее ответвление $U_{\text{CH.д}} = 37,54(-2,5\%)$.

По формулам (10.43) найдем действительные напряжения на шинах 35 кВ при выбранном ответвлении в различных режимах работы сети:

$$U_{35\text{д.нб}} = U'_{35\text{нб}} U_{\text{CH.д}} / U_{\text{ВН д.нб}} = 107 \cdot 37,54 / 104,8 = 38,33 \text{ кВ};$$

$$U_{35\text{д.нм}} = U'_{35\text{нм}} U_{\text{CH.д}} / U_{\text{ВН д.нм}} = 117 \cdot 37,54 / 127,3 = 34,50 \text{ кВ};$$

$$U_{35\text{д.па}} = U'_{35\text{па}} U_{\text{CH.д}} / U_{\text{ВН д.па}} = 104 \cdot 37,54 / 102,7 = 38,02 \text{ кВ}.$$

Полученные результаты показывают, что на шинах 35 кВ так же, как и на шинах 10 кВ, режим напряжений соответствует встречному регулированию, что благоприятно отразится на режиме напряжений в сети 35 кВ и далее по направлению передачи мощности в сети 10(6) кВ.

Задача 10.5. На понижающей подстанции установлен автотрансформатор с РПН на стороне среднего напряжения с номинальным напряжением вывода высшего напряжения $U_{\text{ВН}} = 230$ кВ и номинальным напряжением среднего ответвления на выводе среднего напряжения $U_{\text{CH}} = 121$ кВ. Степень регулирования устройства РПН на автотрансформаторе составляет 2%. По результатам расчета режима сети на шинах среднего напряжения получено напряжение $U'_C = 206$ кВ, приведенное к высшей стороне. Выберите ответвление устройства РПН, если желаемое напряжение на шинах среднего напряжения $U_{\text{Cж}} = 115$ кВ.

Решение. По формуле (10.46) найдем желаемое напряжение ответвления

$$U_{\text{CHж}} = U_{\text{ВН}} U_{\text{Cж}} / U'_C = 230 \cdot 115 / 206 = 128,39 \text{ кВ},$$

а по формулам (10.47) и (10.48) желаемую добавку напряжения

$$\delta U_{\text{ж}} = U_{\text{CHж}} - U_{\text{CH}} = 128,39 - 121 = 7,4 \text{ кВ}$$

или, %

$$\delta U_{\text{ж}} = \frac{U_{\text{CHж}} - U_{\text{CH}}}{U_{\text{CH}}} \cdot 100 = \frac{128,39 - 121}{121} \cdot 100 = 6,1.$$

Ближайшая стандартная добавка $\delta U_{\text{д}} = 6\%$ или $\delta U_{\text{д}} = 0,06 \cdot 121 = 7,26$ кВ.

Действительное напряжение на шинах среднего напряжения без добавки и с добавкой $\delta U_{\text{д}}$ по формулам (10.49) и (10.50) будут:

$$U_C = U'_C U_{CH} / U_{BH} = 206 \cdot 121 / 230 = 108,37 \text{ кВ};$$

$$U_{C.d} = U'_C (U_{CH} + \delta U_d) / U_{BH} = 206 \cdot (121 + 7,26) / 230 = 114,88 \text{ кВ}.$$

Изменение напряжения при введении добавки $\delta U_d = 7,26 \text{ кВ, \%}$

$$\delta U_{C.d} = \frac{U_{C.d} - U_C}{U_C} \cdot 100 = \frac{114,88 - 108,37}{108,37} \cdot 100 = 6,0,$$

т.е. равно введенной добавке $\delta U_d = 6\%$.

Задача 10.6. Задана электрическая сеть с номинальным напряжением 10 кВ и фиксированным коэффициентом трансформации 10/0,4 кВ трансформатора ТМ-1000/10 (рис. 10.26). Марка провода линии А 70/11, длина линии 12,0 км. Мощность, подключенная на стороне 0,38 кВ трансформатора при номинальном напряжении 10 кВ, $\underline{S}_{(ном)} = P_{ном} + jQ_{ном} = 0,60 + j0,50 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и изменяется по статическим характеристикам:

$$P_2 = P_{ном} \left[0,83 - 0,30 \frac{U_2}{U_{ном}} + 0,47 \left(\frac{U_2}{U_{ном}} \right)^2 \right];$$

$$Q_2 = Q_{ном} \left[5,5 - 10,7 \frac{U_2}{U_{ном}} + 6,2 \left(\frac{U_2}{U_{ном}} \right)^2 \right],$$

где $P_{ном}, Q_{ном}$ — нагрузки при номинальном напряжении соответственно.

Напряжение в точке питания $U_1 = 10,5 \text{ кВ}$. Определите мощность батареи конденсаторов, которую необходимо установить на шинах 0,38 кВ подстанции для повышения напряжения в этой точке на 5%. Определить изменение потерь активной мощности в результате установки батареи конденсаторов.



Рис. 10.26. Схема сети

Решение. Из справочных данных найдем удельные параметры линии 10 кВ $R_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,341 \text{ Ом/км}$ и рассчитаем сопротивления линии:

$$R_l = 0,46 \cdot 12,0 = 5,52 \text{ Ом}, \quad X_l = 0,341 \cdot 12,0 = 4,09 \text{ Ом}.$$

Из справочных данных найдем сопротивления трансформатора $R_T = 1,22 \text{ Ом}$, $X_T = 5,36 \text{ Ом}$. Потерями холостого хода трансформатора будем пренебрегать.

Сопротивления от источника питания до точки подключения нагрузки:

$$R = R_l + R_T = 5,52 + 1,22 = 6,74 \text{ Ом}, \quad X = X_l + X_T = 4,09 + 5,36 = 9,45 \text{ Ом}.$$

Вычислим потерю напряжения от источника питания до точки подключения нагрузки:

$$\Delta U = (P_2 R + Q_2 X) / U_{ном} = (0,60 \cdot 6,74 + 0,50 \cdot 9,45) / 10 = 0,88 \text{ кВ}.$$

Найдем напряжение на шинах 0,38 кВ, приведенное к напряжению 10 кВ:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U = 10,5 - 0,88 \text{ кВ} = 9,62 \text{ кВ}.$$

Найдем напряжение на шинах 0,38 кВ с учетом заданного коэффициента трансформации:

$$U_2 = U'_2 / k_T = \frac{9,62}{10 / 0,4} = 0,38 \text{ кВ}.$$

По условию задачи на шинах 0,38 кВ необходимо повысить напряжение на 5%, т.е. получить напряжение $U_{2ж} = 1,05 U_2 = 1,05 \cdot 0,38 = 0,40 \text{ кВ}$, что будет соответствовать приведенному напряжению

$$U'_{2ж} = U_{2ж} k_T = 0,40 \cdot 10 / 0,4 = 10,0 \text{ кВ}.$$

Для нахождения необходимой мощности батареи конденсаторов в целях повышения напряжения с $U'_2 = 9,62 \text{ кВ}$ до $U'_{2ж} = 10,0 \text{ кВ}$ воспользуемся формулой (10.72):

$$Q_{бк} = \frac{(U'_{2ж} - U'_2)U'_{2ж}}{X} + \left(P_{2ж} - P_2 \frac{U'_{2ж}}{U'_2} \right) \frac{R}{X} + \left(Q_{2ж} - Q_2 \frac{U'_{2ж}}{U'_2} \right).$$

Предварительно найдем активные и реактивные мощности по статическим характеристикам:

при $U'_2 = 9,62 \text{ кВ}$

$$P_2 = 0,60 \left(0,83 - 0,30 \frac{9,62}{10} + 0,47 \left(\frac{9,62}{10} \right)^2 \right) = 0,59 \text{ МВт};$$

$$Q_2 = 0,50 \left(5,5 - 10,7 \frac{9,62}{10} + 6,2 \left(\frac{9,62}{10} \right)^2 \right) = 0,40 \text{ Мвар};$$

при $U'_{2ж} = 10,0 \text{ кВ}$, поскольку $U'_{2ж}$ оказалось равным $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, сразу можно записать $P_{2ж} = 0,60 \text{ МВт}$, $Q_{2ж} = 0,50 \text{ Мвар}$.

Тогда

$$Q_{бк} = \frac{(10,0 - 9,62)10,0}{9,46} + \left(0,60 - 0,59 \frac{10,0}{9,62} \right) \frac{6,74}{9,46} + \left(0,50 - 0,47 \frac{10,0}{9,62} \right) = 0,40 \text{ Мвар}.$$

Требуемая номинальная мощность батареи конденсаторов

$$Q_{бк.н} = Q_{бк} \left(\frac{U_{б.н}}{U_{2ж}} \right)^2 = 0,40 \left(\frac{10,0}{10,0} \right)^2 = 0,40 \text{ Мвар}.$$

Найдем также по формуле (10.74) мощность батареи конденсаторов без учета статических характеристик:

$$\begin{aligned} Q_{бк} &= \frac{(U'_{2ж} - U'_2)U'_{2ж}}{X} + \left(1 - \frac{U_{2ж}}{U'_2} \right) \left(P_2 \frac{R}{X} + Q_2 \right) = \\ &= \frac{(10,0 - 9,62)10}{9,46} + \left(1 - \frac{10,0}{9,62} \right) \left(0,59 \frac{6,74}{9,46} + 0,47 \right) = 0,36 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Таким образом, неучет изменения мощности нагрузки по статическим характеристикам привел к занижению мощности батареи конденсаторов на

$$(0,36 - 0,40) \cdot 100\% / 0,40 = -10\%.$$

Найдем потери активной мощности до и после установки батареи конденсаторов:

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U_2')^2} R = \frac{0,59^2 + 0,47^2}{9,62^2} 6,74 = 0,041 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{БК}} = \frac{P_{2\text{ж}}^2 + (Q_{2\text{ж}}^2 - Q_{\text{БК}}^2)}{(U_{2\text{ж}}')^2} R = \frac{0,60^2 + (0,50 - 0,40)^2}{10,0^2} 6,74 = 0,025 \text{ МВт}.$$

Таким образом, снижение потерь мощности, %

$$\delta \Delta P = \frac{0,041 - 0,025}{0,041} \cdot 100 = 39.$$

Задача 10.7. Для линии электропередачи без потерь, работающей в режиме передачи натуральной мощности, определите напряжение \dot{U}_1 в начале линии при известном напряжении в конце линии $U_2 = 330$ кВ. Линия выполнена сталеалюминиевыми проводами с расщепленными на два провода фазами и номинальным сечением проводов 240/32 мм². Длину линии L принять изменяющейся от 200 до 1000 км.

Решение. Для заданных параметров линии (напряжения и площади сечения проводов) из справочников находим реактивное сопротивление $X_0 = 0,33$ Ом/км и реактивную проводимость $b_0 = 3,38 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Определим коэффициент изменения фазы волны для линии без потерь:

$$\alpha_0 = \sqrt{X_0 b_0} = \sqrt{0,33 \cdot 3,38 \cdot 10^{-6}} = 1,056 \cdot 10^{-3} \text{ 1/км}$$

или в градусах

$$\alpha_0 = 1,056 \cdot 10^{-3} \cdot 180 / \pi = 0,0605 \text{ град/км}.$$

Из свойств натурального режима линии без потерь (см. подраздел 10.4) следует, что модуль напряжения вдоль длины линии не изменяется. Следовательно, $|\dot{U}_1| = U_2 = 330$ кВ.

Угол сдвига между напряжением \dot{U}_1 и напряжением U_2 , направленным по вещественной оси, найдем по формуле (10.14):

$$\dot{U}_1 = U_2 e^{j\alpha_0 L}.$$

Здесь достаточно вычислить произведение $\alpha_0 L$, называемое волновой длиной линии, при изменении длины линии в заданных пределах:

L , км.....	200	400	600	800	1000
$\alpha_0 L$, град.....	12,1	24,2	36,3	48,4	60,5

Задача 10.8. Воздушная линия электропередачи номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 500$ кВ длиной $L = 600$ км выполнена проводом марки АС 400/51 с числом проводов в расщепленной фазе, равном 3. Напряжение в конце линии $U_2 = 500$ кВ.

Определите реактивные мощности в конце и начале линии при следующих условиях:

- 1) мощность в конце линии $P_2 = 430$ МВт, напряжение в начале линии $U_1 = 500$ кВ;
- 2) мощность в конце линии $P_2 = 430$ МВт, напряжение в начале линии $U_1 = 525$ кВ;
- 3) мощность в конце линии $P_2 = 0$, напряжение в начале линии $U_1 = 500$ кВ;
- 4) мощность в конце линии $P_2 = 0$, напряжение в начале линии $U_1 = 525$ кВ;
- 5) мощность в конце линии $P_2 = 860$ МВт, напряжение в начале линии $U_1 = 500$ кВ;
- 6) мощность в конце линии $P_2 = 860$ МВт, напряжение в начале линии $U_1 = 525$ кВ;
- 7) мощность в конце линии $P_2 = 1290$ МВт, напряжение в начале линии $U_1 = 500$ кВ;
- 8) мощность в конце линии $P_2 = 1290$ МВт, напряжение в начале линии $U_1 = 525$ кВ.

Решение. Для заданных параметров линии (номинального напряжения и марки провода) из справочников найдем удельное реактивное сопротивление $X_0 = 0,306$ Ом/км и реактивную проводимость $b_0 = 3,62 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Определим волновое сопротивление линии без потерь:

$$z_{\text{в}} = \sqrt{\frac{X_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{0,306}{3,62 \cdot 10^{-6}}} = 290,7 \text{ Ом.}$$

Вычислим натуральную мощность линии без потерь:

$$P_{\text{нат}} = U_2^2 / Z_{\text{в}} = 500^2 / 290,7 = 860 \text{ МВт.}$$

Найдем коэффициент изменения фазы волны и волновую длину линии:

$$\begin{aligned} \alpha_0 &= \sqrt{X_0 b_0} = \sqrt{0,306 \cdot 3,62 \cdot 10^{-6}} = 1,052 \cdot 10^{-3} \text{ 1/км} = \\ &= 1,052 \cdot 10^{-3} \frac{180 \text{ град}}{3,14 \text{ км}} = 0,0603 \text{ град/км;} \\ \alpha_0 L &= 0,0603 \cdot 600 = 36,18^\circ. \end{aligned}$$

Примем за базисные величины $U_{\text{баз}} = U_2 = 500$ км, $P_{\text{баз}} = P_{\text{нат}} = 860$ МВт.

Перейдем теперь к определению реактивной мощности в конце и начале линии при различных заданных условиях.

Условие 1. $P_2 = 430$ МВт, $U_1 = 500$ кВ.

Мощность в конце линии, о.е.

$$p_2 = P_2 / P_{\text{баз}} = 430 / 860 = 0,5.$$

Напряжение в начале линии, о.е.

$$U_{1*} = U_1 / U_{\text{баз}} = 500 / 500 = 1,0.$$

Используя уравнение (10.17), найдем угол δ между векторами напряжений U_1 и U_2 :

$$\begin{aligned} p_2 \sin(\alpha_0 L) &= U_{1*} \sin \delta; \\ 0,5 \sin 36,18 &= \sin \delta, \quad \sin \delta = 0,295, \quad \delta = 17,16^\circ. \end{aligned}$$

Поскольку в данном случае линия работает без перепада напряжения ($U_1 = U_2$), для вычисления реактивной мощности в конце линии воспользуемся формулой (10.19), о.е.:

$$\begin{aligned} q_2 &= (\cos \delta - \cos(\alpha_0 L)) / \sin(\alpha_0 L) = \\ &= (\cos 17,16 - \cos 36,18) / \sin 36,18 = 0,25. \end{aligned}$$

В физических единицах

$$Q_2 = q_2 P_{\text{баз}} = 0,25 \cdot 860 = 215 \text{ Мвар.}$$

Поскольку оказалось, что $Q_2 > 0$, то, следовательно, мощность направлена в конец линии.

Аналогичным образом по формуле (10.21) найдем реактивную мощность в начале линии, о.е.:

$$\begin{aligned} q_1 &= (\cos(\alpha_0 L) - \cos \delta) / \sin(\alpha_0 L) = \\ &= (\cos 36,18 - \cos 17,16) / \sin 36,18 = -0,25 \end{aligned}$$

или

$$Q_1 = q_1 P_{\text{баз}} = -0,25 \cdot 860 = -215 \text{ Мвар.}$$

Мощность $Q_1 < 0$, следовательно, она направлена в сторону начала линии.

Таким образом, при передаче активной мощности меньше натуральной ($430 < 860$) и отсутствии перепада напряжений в линии возникает избыток зарядной мощности, который направлен в оба конца линии. Причем, поскольку $U_1 = U_2$, значения реактивной мощности в начале и конце линии оказываются одинаковыми.

Произведем также вычисления реактивных мощностей Q_2 и Q_1 по формулам, в которые непосредственно входит передаваемая активная мощность.

По формуле (10.27), соответствующей работе линии без перепада напряжений, имеем, о.е.:

$$q_2 = -\text{ctg}(\alpha_0 L) + \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2} = -\text{ctg} 36,18 + \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 0,5^2} = 0,25.$$

По формуле (10.26) для реактивной мощности в начале линии аналогично получим, о.е.:

$$q_1 = \text{ctg}(\alpha_0 L) - \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2} = \text{ctg} 36,18 - \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 0,5^2} = -0,25.$$

Таким образом, результат получился тот же самый:

$$\begin{aligned} Q_2 &= q_2 P_{\text{нат}} = 0,25 \cdot 860 = 215 \text{ Мвар;} \\ Q_1 &= q_1 P_{\text{нат}} = -0,25 \cdot 860 = -215 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Условие 2. $P_2 = 430$ МВт, $U_1 = 525$ кВ.

В относительных единицах $p_2 = 0,5$, $U_{1*} = U_1 / U_{\text{баз}} = 525 / 500 = 1,05$.

Составив уравнение вида (10.17), найдем угол δ :

$$0,5 \sin 36,18 = 1,05 \sin \delta, \quad \sin \delta = 0,281, \quad \delta = 16,32^\circ.$$

Тогда по формуле (10.18), о.е.:

$$q_2 = \frac{\frac{U_1}{U_2} \cos \delta - \cos(\alpha_0 L)}{\sin(\alpha_0 L)} = \frac{\frac{525}{500} \cos 16,32 - \cos 36,18}{\sin 36,18} = 0,34$$

или

$$Q_2 = q_2 P_{\text{нат}} = 0,34 \cdot 860 = 292,4 \text{ Мвар.}$$

По формуле (10.20) вычислим реактивную мощность в начале линии, о.е.:

$$q_1 = \frac{\cos(\alpha_0 L) - \frac{U_2}{U_1} \cos \delta}{\sin(\alpha_0 L)} = \frac{\cos 36,18 - \frac{500}{525} \cos 16,32}{\sin 36,18} = -0,18$$

или

$$Q_1 = q_1 P_{\text{нат}} = -0,18 \cdot 860 = -154,8 \text{ Мвар.}$$

Таким образом, направления реактивных мощностей в начале и конце линии сохранились прежними. Но из-за увеличения напряжения в начале линии значение потока реактивной мощности в конце линии увеличилось, а в начале — уменьшилось.

Прделаем также вычисления реактивной мощности, о.е. по формулам (10.24) и (10.25), в которые входит непосредственно передаваемая активная мощность:

$$q_2 = -\operatorname{ctg}(\alpha_0 L) + \frac{U_1}{U_2} \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2} = -\operatorname{ctg} 36,18 + \frac{525}{500} \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 0,5^2} = 0,34;$$

$$q_1 = \operatorname{ctg}(\alpha_0 L) - \frac{U_2}{U_1} \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\alpha_0 L)} - p_2^2} = \operatorname{ctg} 36,18 - \frac{500}{525} \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 0,5^2} = -0,18,$$

т.е. результаты получились те же самые.

Условие 3. $P_2 = 0$, $U_1 = 500$ кВ.

По формулам (10.26) и (10.27) имеем, о.е.:

$$q_2 = -\operatorname{ctg} 36,18 + \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18}} = 0,33;$$

$$q_1 = \operatorname{ctg} 36,18 - \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18}} = -0,33.$$

В физических единицах:

$$Q_2 = q_2 P_{\text{нат}} = 0,33 \cdot 860 = 283,8 \text{ Мвар;} \\ Q_1 = q_1 P_{\text{нат}} = -0,33 \cdot 860 = -283,8 \text{ Мвар.}$$

Таким образом, при $P_2 = 0$ и отсутствии перепада напряжений ($U_1 = U_2$) сток реактивной мощности в конце линии оказался больше, чем при условии 1, когда $P_2 = 430$ МВт ($283,8 > 215$).

Условие 4. $P_2 = 0$, $U_1 = 525$ кВ.

По формулам (10.24) и (10.25) получим, о.е.:

$$q_2 = -\operatorname{ctg} 36,18 + \frac{525}{500} \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18}} = 0,41 ;$$

$$q_1 = \operatorname{ctg} 36,18 - \frac{500}{525} \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18}} = -0,25 .$$

В физических единицах:

$$Q_2 = q_2 P_{\text{нат}} = 0,41 \cdot 860 = 352,6 \text{ Мвар};$$

$$Q_1 = q_1 P_{\text{нат}} = -0,25 \cdot 860 = -215,0 \text{ Мвар}.$$

По сравнению с условием 3 мощность Q_2 увеличилась ($352,6 > 283,8$), а Q_1 уменьшилась ($215 < 283,8$). В то же время по сравнению с условием 2 при повышении напряжения U_1 мощности Q_2 и Q_1 увеличились ($352,6 > 292,4$ и $215 > 154,8$).

Условие 5. $P_2 = 860$ МВт, $U_1 = 500$ кВ.

Здесь $P_2 = P_{\text{нат}}$ и $p_2 = 1$, т.е. имеем режим натуральной мощности. По формулам (10.26) и (10.27) при отсутствии перепада напряжений получим:

$$q_2 = -\operatorname{ctg} 36,18 + \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 1^2} = 0 ;$$

$$q_1 = \operatorname{ctg} 36,18 - \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 1^2} = 0 .$$

Следовательно, подтвердилось одно из условий свойства натурального режима линии без потерь и без перепада напряжений. В этом режиме зарядная мощность полностью компенсирует потери реактивной мощности и поэтому реактивная мощность в любой точке линии, в том числе и по концам, отсутствует.

Условие 6. $P_2 = 860$ МВт, $U_1 = 525$ кВ.

Данное условие также соответствует натуральному режиму, но напряжения по концам линии отличаются. Для нахождения реактивных мощностей воспользуемся уравнениями (10.24) и (10.25), о.е.:

$$q_2 = -\operatorname{ctg} 36,18 + \frac{525}{500} \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 1^2} = 0,068 ;$$

$$q_1 = \operatorname{ctg} 36,18 - \frac{500}{525} \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 1^2} = 0,065 .$$

В физических единицах

$$Q_2 = 0,068 \cdot 860 = 58,5 \text{ Мвар};$$

$$Q_1 = 0,065 \cdot 860 = 55,9 \text{ Мвар}.$$

Видно, что при наличии перепада напряжений реактивные мощности по концам $Q_2 \neq 0$ и $Q_1 \neq 0$, причем обе мощности направлены в одну сторону от начала линии в ее конец.

Условие 7. $P_2 = 1290$ МВт, $U_1 = 500$ кВ.

При этом условии $p_2 = P_2 / P_{\text{нат}} = 1290 / 860 = 1,5$, т.е. имеем режим передачи мощности больше натуральной. С учетом того, что $U_1 = U_2$, по формулам (10.26) и (10.27) найдем реактивные мощности, о.е.:

$$q_2 = -\operatorname{ctg} 36,18 + \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 1,50^2} = -0,58;$$

$$q_1 = \operatorname{ctg} 36,18 - \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 1,50^2} = 0,58.$$

В физических единицах

$$Q_2 = -0,58 \cdot 860 = -498,8 \text{ Мвар};$$

$$Q_1 = 0,58 \cdot 860 = 498,8 \text{ Мвар}.$$

Видно, что при $P_2 > P_{\text{нат}}$ направление реактивных мощностей Q_1 и Q_2 изменилось, они теперь поступают с обоих концов в линию. Поскольку $U_1 = U_2$, то по модулю $Q_1 = Q_2$.

Условие 8. $P_2 = 1290 \text{ МВт}$, $U_1 = 525 \text{ кВ}$.

Отличие от условия 7 в том, что $U_1 \neq U_2$. Поэтому применим соответствующие формулы (10.24) и (10.25), о.е.:

$$q_2 = -\operatorname{ctg} 36,18 + \frac{525}{500} \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 1,5^2} = -0,54;$$

$$q_1 = \operatorname{ctg} 36,18 - \frac{500}{525} \sqrt{\frac{1}{\sin^2 36,18} - 1,5^2} = 0,62.$$

или

$$Q_2 = -0,54 \cdot 860 = -464,4 \text{ Мвар};$$

$$Q_1 = 0,62 \cdot 860 = 533,2 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, при $U_1 > U_2$ мощность Q_1 в начале линии увеличилась ($533,2 > 498,8$), а Q_2 в конце — уменьшилась ($464,4 < 498,8$).

Результаты расчетов для всех заданных исходных условий сведены в табл. 10.15.

Таблица 10.15

Результаты расчетов реактивных мощностей

Номер условия	Исходные условия			Реактивные мощности, Мвар	
	Активная мощность в конце линии		Напряжение в начале линии, кВ	в конце линии Q_2	в начале линии Q_1
	МВт	О. е.			
1	430	0,5	500	215	-215
2	430	0,5	525	292,4	-154,8
3	0,00	0	500	283,8	-283,8
4	0,00	0	525	352,6	-215,0
5	860	1,0	500	0	0
6	860	1,0	525	58,5	55,9

Окончание

Номер условия	Исходные условия		Реактивные мощности, Мвар		
	Активная мощность в конце линии		Напряжение в начале линии, кВ	в конце линии Q_2	в начале линии Q_1
	МВт	О. е.			
7	1 290	1,5	500	–498,8	498,8
8	1 290	1,5	525	–464,4	533,2

Таким образом, из проведенных расчетов видно, что значения и направления реактивных мощностей по концам линии зависят от передаваемой активной мощности и перепада напряжений.

Задача 10.9. Для воздушной линии электропередачи с параметрами, приведенными в задаче 10.8, и сформулированными в ней исходными данными найдите характер изменения напряжения вдоль линии. При расчетах воспользоваться результатами, полученными в задаче 10.8 (см. табл. 10.15).

Решение. Определим реактивную мощность Q_2 в конце линии в относительных единицах на базе натуральной мощности. Так, при $Q_2 = 215$ Мвар получим, о.е.:

$$q_2 = Q_2 / P_{\text{нат}} = 215 / 860 = 0,25.$$

С учетом записи Q_2 в относительных единицах сформируем исходные условия, необходимые для расчета (табл. 10.16).

Таблица 10.16

Исходные условия и результаты расчета напряжений

Номер условия	Исходные условия		Напряжения U_x на расстоянии от конца линии, км							
	Напряжения, о. е.		Мощности, о.е.		150	300	450	150	300	450
	в начале линии	в конце линии	p_2	q_2	о. е.			кВ		
1	1,00	1,0	0,50	0,25	1,03	1,04	1,03	515	520	515
2	1,05	1,0	0,50	0,34	1,04	1,07	1,07	520	535	535
3	1,00	1,0	0,00	0,33	1,04	1,05	1,04	520	525	520
4	1,05	1,0	0,00	0,41	1,05	1,08	1,08	525	540	540
5	1,00	1,0	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	500	500	500
6	1,05	1,0	1,00	0,07	1,01	1,02	1,03	505	510	515
7	1,00	1,0	1,50	–0,58	1,01	0,90	0,93	505	450	465
8	1,05	1,0	1,50	–0,54	0,93	0,91	0,94	465	455	470

Для расчета воспользуемся формулой (10.28):

$$\dot{U}_{x*} = \cos(\alpha_0 \ell_x) + q_2 \sin(\alpha_0 \ell_x) + jp_2 \sin(\alpha_0 \ell_x).$$

Предварительно вычислим функции, входящие в нее (табл. 10.17).

Тогда получим:

$$\text{при } \ell_x = 150 \text{ км } U_{x*} = 0,988 + q_2 \cdot 0,157 + jp_2 \cdot 0,157;$$

$$\text{при } \ell_x = 300 \text{ км } U_{x*} = 0,951 + q_2 \cdot 0,311 + jp_2 \cdot 0,311;$$

$$\text{при } \ell_x = 450 \text{ км } U_{x*} = 0,890 + q_2 \cdot 0,456 + jp_2 \cdot 0,456.$$

Например, для условия 1 (см. табл. 10.16) при расстоянии $\ell_x = 150$ км будем иметь:

$$\dot{U}_{x^*} = 0,988 + 0,25 \cdot 0,157 + j0,5 \cdot 0,157 = 1,027 + j0,079.$$

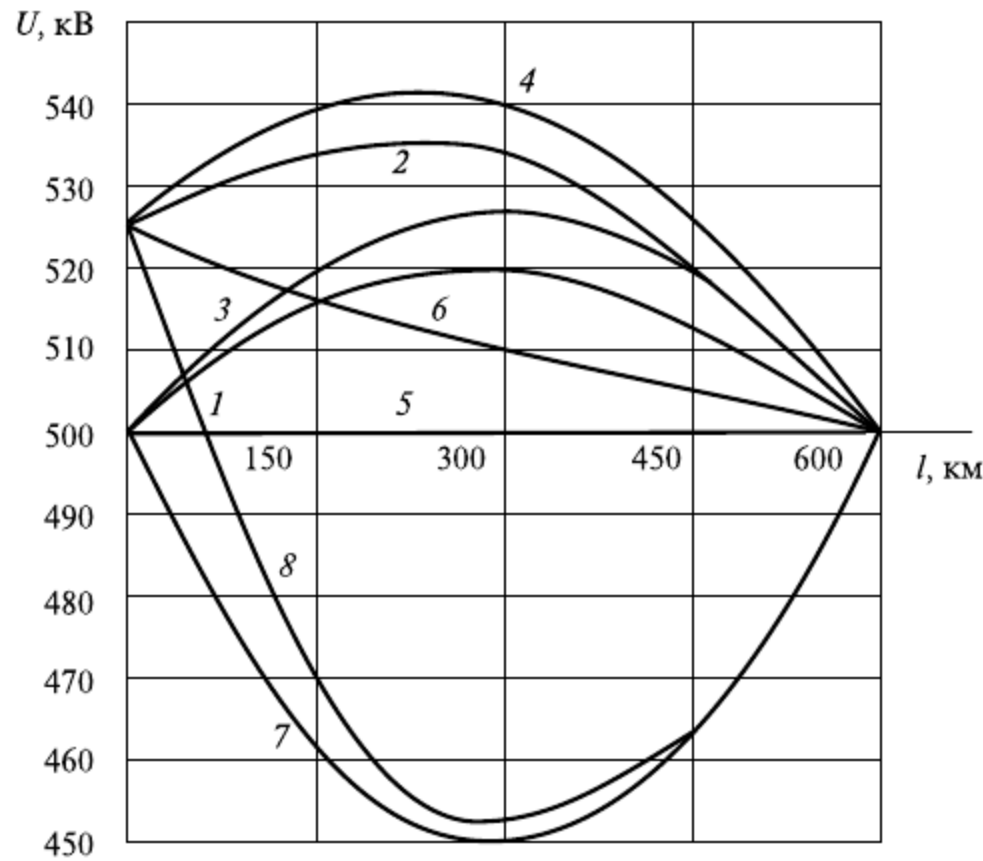


Рис. 10.27. Распределение напряжения вдоль линии при различной передаваемой мощности и различных напряжениях в начале линии: 1–8 — номера условий (см. табл. 10.15)

Модуль напряжения, о.е.

$$|\dot{U}_{x^*}| = \sqrt{1,027^2 + 0,079^2} = 1,03$$

или в физических единицах

$$U_{x^*} = |\dot{U}_{x^*}| U_{\text{баз}} = 1,03 \cdot 500 = 515 \text{ кВ.}$$

Аналогичным образом получены результаты для других значений ℓ_x и других исходных условий, которые представлены в табл. 10.15 и на рис. 10.27.

Таблица 10.17

Результаты расчета функций

Функция	Расстояние ℓ_x от конца линии, км		
	150	300	450
$\alpha_0 \ell_x$, град	9,05	18,09	27,14
$\cos(\alpha_0 \ell_x)$	0,988	0,951	0,89
$\sin(\alpha_0 \ell_x)$	0,157	0,311	0,456

Из результатов расчетов видно, что при $U_1 = U_2$ экстремумы напряжения оказываются в середине линий (кривые 1, 3, 7). При повышении напряжения в начале линии ($U_1 > U_2$) экстремумы напряжения смещаются в сторону начала линии (кривые 2,

4, 8). В целом же режим напряжения зависит от передаваемой активной мощности и перепада напряжений.

Задача 10.10. Для воздушной линии электропередачи с параметрами, приведенными в задаче 10.8, найдите характер изменения напряжения вдоль линии при разомкнутом ее конце, если напряжение в начале линии $U_1 = 500$ кВ.

Решение. Для расчетов воспользуемся формулой (10.30):

$$U_2 = U_1 / \cos(\alpha_0 L).$$

Приняв за базисное напряжение $U_{\text{баз}} = U_1$, напряжение на расстоянии ℓ_x от начала линии

$$U_{x*} = 1 / \cos(\alpha_0 \ell_x).$$

При $\alpha_0 = 0,0603$ град/км (см. задачу 10.8) и $U_1 = 500$ кВ получим результаты вычислений, приведенные в табл. 10.18 и на рис. 10.28.

Из результатов видно, что повышение напряжения в режиме холостого хода линии оказывается больше допустимого, равного 525 кВ. Следовательно, для ограничения напряжения в линии должны быть установлены шунтирующие реакторы.

Таблица 10.18

Результаты расчета напряжений

Функция	Расстояние от начала линии, км				
	0	150	300	450	600
$\cos(\alpha_0 \ell_x)$	1	0,987	0,95	0,89	0,807
U_{x*}	1	1,013	1,052	1,124	1,24
U_x , кВ	500	506,5	526	562	620

Произведем также вычисления на основании схемы замещения линии без потерь (рис. 10.29). При разомкнутом конце линии половина зарядной мощности будет направлена из конца в начало линии. Тогда связь между напряжениями конца и начала линии можно представить так:

$$\dot{U}_2 = U_1 + \frac{Q_1 X}{U_1} - j \frac{Q_1 R}{U_1},$$

где Q_1 — реактивная мощность в начале линии.

Поскольку она неизвестна, то данным уравнением можно воспользоваться, используя метод последовательных приближений. Для заданных параметров линии удельные сопротивления $R_0 = 0,025$ Ом/км, $X_0 = 0,306$ Ом/км, а зарядная мощность при номинальном напряжении $Q_{c0} = 0,905$ Мвар/км. С учетом длины линии $L = 600$ км получим:

$$R = 0,025 \cdot 600 = 15,0 \text{ Ом};$$

$$X = 0,306 \cdot 600 = 183,6 \text{ Ом};$$

$$Q_c = 0,905 \cdot 600 = 543,0 \text{ Мвар};$$

$$Q_c / 2 = 543 / 2 = 271,5 \text{ Мвар}.$$

Задавшись начальным приближением $U_2^{(0)} = 620$ кВ из табл. 10.18, получим:

$$Q_c^{(0)} / 2 = 271,5 \left(\frac{620}{500} \right)^2 = 417,4 \text{ Мвар.}$$

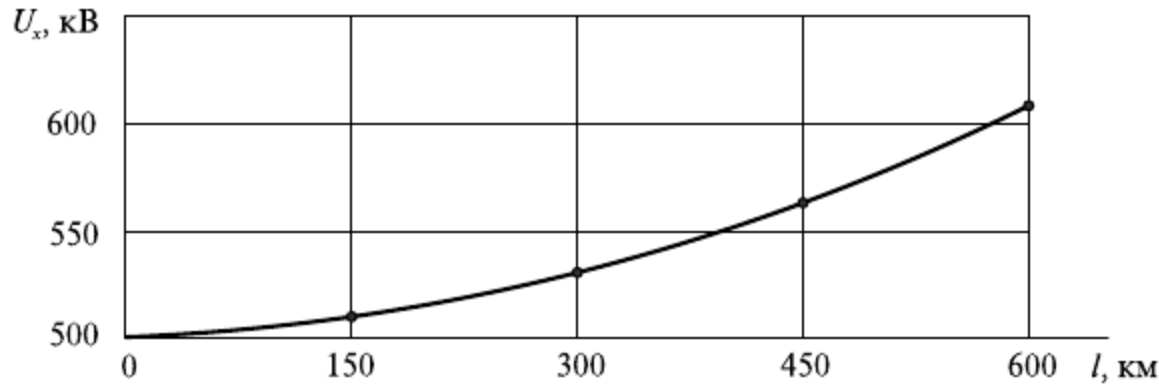


Рис. 10.28. Распределение напряжения вдоль линии при разомкнутом ее конце

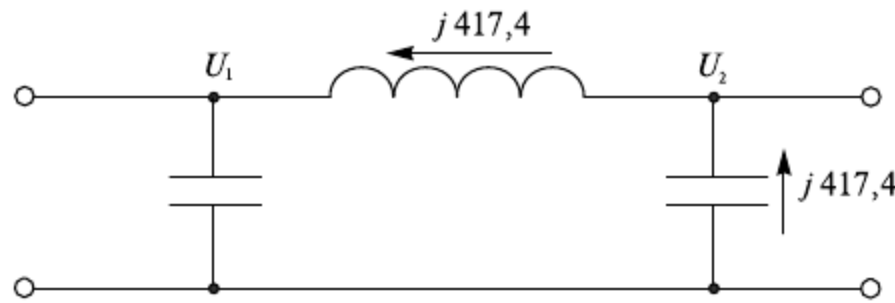


Рис. 10.29. Схема замещения линии без потерь

Определим потери реактивной мощности в сопротивлении X при передаче половины зарядной мощности:

$$\Delta Q^{(0)} = \frac{(Q_c^{(0)} / 2)^2}{U_2^{(0)2}} X = \frac{417,4^2}{620^2} 183,6 = 83,2 \text{ Мвар.}$$

Тогда реактивная мощность в начале линии

$$Q_1^{(0)} = Q_2^{(0)} - \Delta Q^{(0)} = 417,4 - 83,2 = 334,2 \text{ Мвар.}$$

Теперь вычислим первое приближение напряжения в конце линии:

$$\dot{U}_2^{(1)} = 500 + \frac{334,2 \cdot 183,6}{500} - j \frac{334,2 \cdot 15}{500} = 622,7 - j10,0 \text{ кВ}$$

или по модулю $|\dot{U}_2^{(1)}| = 622,7$ кВ, что близко к начальному приближению.

Таким образом, в данном расчете получено значение напряжения, близкое к напряжению на основании уравнения, выраженного через волновые параметры линии.

ГЛАВА 11

ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

11.1. Общие требования к схемам и надежности электроснабжения

При построении схем систем передачи и распределения электроэнергии решаются основные задачи выбора схем выдачи мощности новых (реконструируемых) электростанций, мест размещения новых подстанций и схем их присоединения к существующим (проектируемым) сетям, схем электрических соединений электростанций и подстанций, мест размещения компенсирующих и регулирующих устройств.

При построении схем системы передачи и распределения электроэнергии можно условно разделить на системообразующие и распределительные электрические сети.

К системообразующим относят электрические сети, которые объединяют электрические станции и крупные узлы нагрузки. Они предназначены для передачи больших потоков мощности и выполняют функции формирования энергосистемы как единого объекта. Системообразующие сети выполняются на напряжения 330, 500 и 750 кВ, обеспечивая тем самым их большую пропускную способность. Назначение распределительных сетей — передача электроэнергии от подстанций системообразующей сети к центрам питания сетей городов, промышленных предприятий и сельской местности. К первой ступени распределительных сетей относятся сети напряжением 220, 110 и 35 кВ, а ко второй — сети 20, 10 и 6 кВ. Конечно, такое деление сетей на системообразующие и распределительные достаточно условное. При относительно небольшой мощности энергосистемы сети напряжением 220 кВ, а иногда и 110 кВ могут выполнять системообразующую роль. По мере увеличения плотности нагрузок часть сетей утрачивают системное значение, превращаясь в распределительные. Обычно это происходит в результате «надстройки» сети более высокого напряжения на существующую сеть.

При разработке схем сети важно обеспечить преемственность на временном уровне, т.е. возможность перехода от предшествующего состояния сети в последующее состояние. Это оказывается возможным лишь в том случае, если при выборе предшествующих решений производится оценка их влияния на последующее развитие сети и, наоборот, оценивается влияние последующих решений на первоочередные решения.

Возможные варианты конфигураций и схем электрических сетей зависят от многих факторов: географических условий территории, мест расположения источников энергии и предполагаемых потребителей и др. Поэтому число вариантов развития сети может быть очень большим. Для отбора ряда наиболее экономичных вариантов на основе формализованного подхода к построению конфигурации сети предлагаются специальные *оптимизационные модели*. Однако из-за их несовершенства они могут быть использованы лишь в качестве «советчика» проектировщика. Технико-экономическую оценку отработанных вариантов предлагается осуществлять с использованием *оценочных моделей*.

В соответствии с работой [66] к схемам электрических сетей предъявляются следующие требования.

1. *Обеспечение необходимой надежности.* Имеются два принципиальных подхода к оценке надежности схем сетей. Первый опирается на нормативные документы [59, 65], в которых все электроприемники по требуемой степени надежности разделяются на три категории (подробнее в подразделе 12.4). Для электроснабжения потребителей каждой из категорий предъявляются соответствующие требования к схемам (питание от одного, двух и более независимых источников). Реализация этого подхода при формировании схем сетей формально не представляет затруднений. Однако к узлам сети, как правило, подключаются потребители, относящиеся к различным категориям. При этом если ориентироваться на наименее ответственных потребителей, т.е. выбирать наиболее простую и, следовательно, наиболее дешевую схему, то не будут обеспечены требуемым уровнем надежности электроснабжения наиболее ответственные потребители. Если же при выборе схемы ориентироваться на них, то это может привести к неоправданному усложнению и удорожанию схемы сети.

Второй подход предполагает экономическую (количественную) оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии (подробнее в подразделе 12.4). Его рекомендуют использовать, прежде всего, в тех случаях, когда сравниваемые варианты схем сети существенно отличаются по надежности электроснабжения, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на повышение надежности. Недостаток такого подхода заключается в неоднозначности численных значений удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям, несмотря на то, что их определению посвящено достаточно большое количество научных работ.

Идеология обеспечения необходимой надежности схем сетей требует ее пересмотра при переходе от плановой к рыночной экономике. Понятие народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения, использовавшееся в условиях плановой экономики, в какой-то мере должно быть скорректировано. Действительно, при наличии новых негосударственных форм собственности потребителю выгодно требовать от энергосистемы как можно более высокую степень надежности электроснабжения, не неся при этом каких-либо финансовых затрат. В то же время энергосистема вынуждена нести дополнительные капитальные затраты и ежегодные издержки на резервные элементы (например прокладка двух параллельных линий вместо одной). При этом, как правило, в нормальном режиме не используется вся пропускная способность сети, что фактически приводит к «омертвлению» капиталовложений. Один из путей решения данной проблемы заключается в учете требуемой потребителем степени надежности в тарифе на электроэнергию, т.е. оплата энергосистеме за обеспечение надежности электроснабжения.

2. *Обеспечение нормируемого качества электроэнергии.* Действующий стандарт на качество электроэнергии устанавливает нормативные допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников $\pm 5\%$ и предельно допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$ (см. подраздел 10.3). Вероятность появления отклонений напряжения между нормативными допустимыми и предельно допустимыми не должна превышать 0,05. Очевидно, что при проектировании системообразующих сетей, а также распределительных сетей напряжением 220—35 кВ невозможно контролировать отклонения напряжения у каждого электроприемника. Поэтому контроль осуществляется на каждой ступени напряжения. Длительно допустимые рабочие напряжения установлены по условию нормальной работы электрооборудования (см. приложение 1, табл. П1.2). Однако в проектных расчетах на эти напряжения ориентируются лишь в сетях напряжением 750—330 кВ, так как допустимые значения незначительно превышают номинальные напряжения.

В сетях 220—35 кВ схемы и параметры формируют обычно так, чтобы напряжения в любой точке сети в нормальных режимах составляли 1,1—1,0 от номинального на-

пряжения. При таких условиях за счет устройств регулирования напряжения под нагрузкой трансформаторов оказывается возможным обеспечивать режим встречного регулирования напряжения на шинах 10—6 кВ подстанции в пределах 1,1—1,0 или 1,05—1,0 номинального напряжения. Тогда требования по обеспечению допустимых отклонений на зажимах электроприемников могут быть выполнены при проектировании сетей 10—6 кВ за счет соответствующего выбора их схем и параметров.

3. *Достижение гибкости сети.* Здесь подразумеваются два аспекта. Первый предполагает, что схема сети должна быть приспособлена к обеспечению передачи и распределения мощности в различных режимах, в том числе в послеаварийных при отключении отдельных элементов. Второй аспект выражает требование создания такой конфигурации сети, которая позволяет ее последующее развитие без существенных изменений созданной ранее сети.

4. *Максимальное использование существующих сетей.* Это требование сочетается с предыдущим (гибкость сети) и отражает то, что сеть должна представлять динамически развивающийся объект.

5. *Обеспечение максимального охвата территории.* Сущность этого требования заключается в том, что конфигурация сети должна позволять подключение к ней всех потребителей, расположенных на данной территории, независимо от ведомственной подчиненности и форм собственности.

6. *Обеспечение оптимальных уровней токов короткого замыкания.* В схеме сети, с одной стороны, токи короткого замыкания должны быть достаточны по значению для реагирования на них устройств релейной защиты, а с другой — ограничены в целях возможности использования выключателей с меньшей отключающей способностью. Для ограничения токов короткого замыкания рассматривается комплекс путей: применение трансформаторов с расщепленными обмотками и токоограничивающих реакторов, секционирование основной сети энергосистемы, шин электростанций и подстанций и др.

7. *Обеспечение возможности выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.* Данное требование связано с оптимизацией сил токов короткого замыкания и различными допустимыми режимами.

8. *Создание возможности построения сети из унифицированных элементов.* Применение унифицированных элементов линий электропередачи и подстанций позволяет снизить стоимость сооружения проектной схемы сети. Поэтому целесообразно применять технически и экономически обоснованное минимальное количество схем новых решений.

9. *Обеспечение условий охраны окружающей среды.* Это требование при построении схемы сети может быть выполнено за счет уменьшения отчуждаемой территории путем применения двухцепных и многоцепных линий, в том числе повышенной пропускной способности, простых схем подстанций и др.

При построении схем используется большое многообразие конфигураций электрических сетей. Условно их можно разделить на радиальные и замкнутые. В схемах радиальных сетей (рис. 11.1) узлы нагрузки получают ЭЭ от одного центра питания ЦП. При этом к одноцепной линии может быть подключен только один узел нагрузки (рис. 11.1, а) или несколько узлов нагрузки (рис. 11.1, б). Линия может быть разветвленная (рис. 11.1, в). В распределительных сетях напряжением 6—20 кВ центр питания может быть соединен с распределительным пунктом РП, от которого уже отходят линии непосредственно к узлам нагрузки (рис. 11.1, г). Между ЦП и РП может быть проложено две цепи. В этом случае сеть превращается в частично резервируемую (рис. 11.1, д).

Радиальные сети ввиду их простоты оказываются наиболее дешевыми, но в то же время они обеспечивают наименьшую надежность электроснабжения. Поэтому они

используются обычно для питания узлов нагрузки небольшой мощности, а также в случае возможности резервирования по сети низшего напряжения.

Для повышения надежности электроснабжения используют двойные радиальные сети. Так же как и в одинарных радиальных сетях к ним может быть подключен один узел нагрузки (рис. 11.1, *е*), несколько узлов (рис. 11.1, *ж*). Сеть может быть выполнена разветвленной (рис. 11.1, *з*). В такой сети обеспечивается резервирование питания потребителей. Линии такой сети могут быть выполнены на двухцепных опорах либо в виде двух цепей на отдельных опорах. В зависимости от схем подключения подстанций в нормальном режиме линии могут работать параллельно либо раздельно.

В схемах замкнутых сетей узлы нагрузки могут получать напряжение с двух и более сторон [70]. Применяют замкнутые сети кольцевой конфигурации, выполненные одинарными (рис. 11.2, *а*) или двойными (рис. 11.2, *б*), подключенными к одному центру электроснабжения, что является некоторым их недостатком. Он устраняется в замкнутой одинарной (рис. 11.2, *в*) или двойной (рис. 11.2, *г*) сети, которая получает питание от двух ЦП. Еще большую надежность имеет узловая сеть (рис. 11.2, *д*), в которой подстанции могут получать питание от трех ЦП. К более сложным относятся многоконтурные сети, отдельные участки которых могут выполняться одинарными либо двойными линиями (рис. 11.2, *е*) или полностью двойными линиями (рис. 11.2, *ж*).

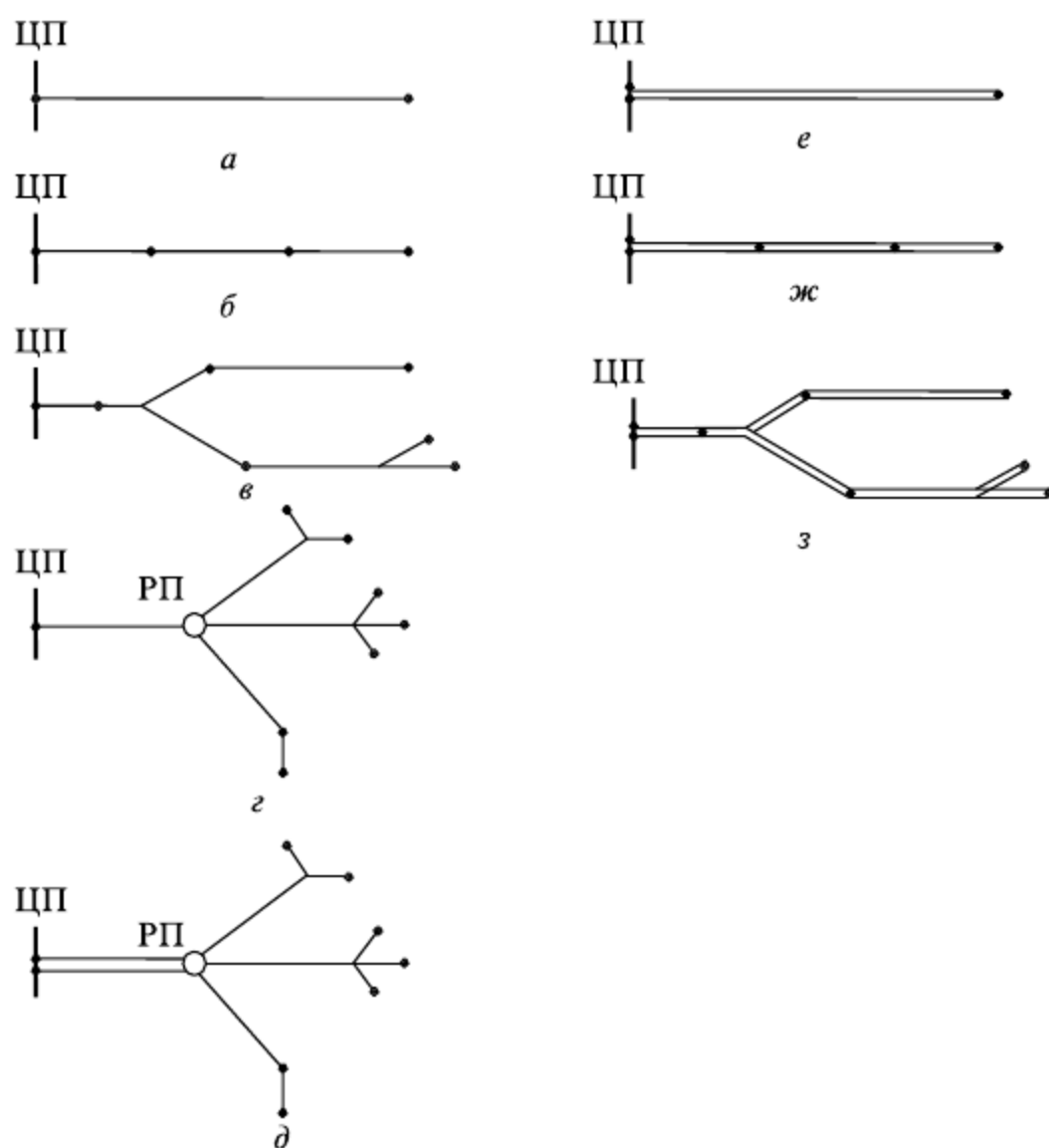


Рис. 11.1. Варианты конфигураций радиальных сетей: *а, б, в* — одинарная с одним узлом нагрузки, с несколькими узлами, разветвленная; *г, д* — с промежуточным распределительным пунктом; *е, ж, з* — двойная с одним узлом нагрузки, с несколькими узлами, разветвленная

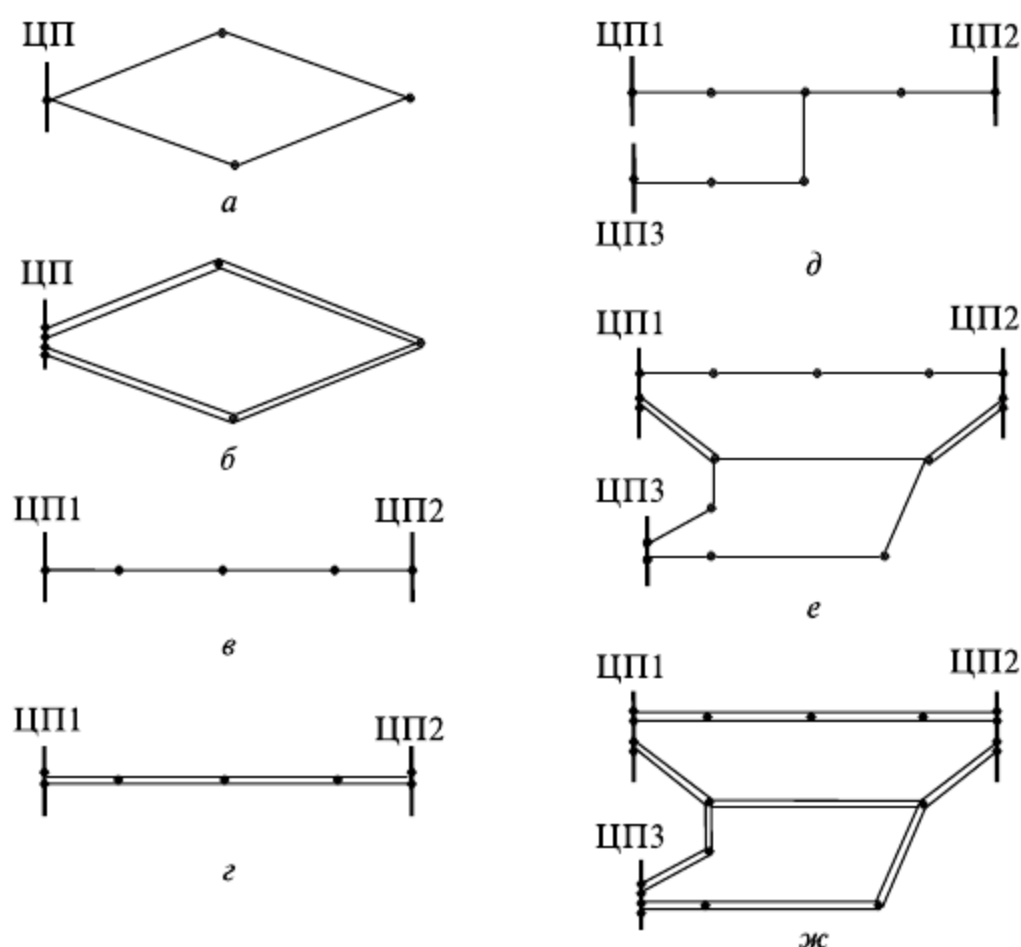


Рис. 11.2. Варианты конфигураций замкнутых сетей: *а* — одинарная с питанием от одного ЦП; *б* — двойная с питанием от одного ЦП; *в* — одинарная с питанием от двух ЦП; *г* — двойная с питанием от двух ЦП; *д* — узловая; *е, ж* — многоконтурные

В заключение заметим, что при построении схем сетей следует стремиться по возможности применять простые типы конфигураций, но обеспечивающие требуемую степень надежности, например такие, как двойные радиальные (см. рис. 11.1, *ж, з*), одинарная и двойная с питанием от двух ЦП (рис. 11.2, *в, г*).

11.2. Принципы формирования схем протяженных электропередач и системообразующих электрических сетей

Как уже отмечалось в главе 1, протяженные электропередачи предназначены, прежде всего, для выдачи мощности крупных удаленных электростанций в систему на высоких напряжениях 330 кВ и выше. При развитии системообразующей сети они становятся ее составной частью. Принципиально возможны две основные схемы выдачи мощности удаленных электростанций: блочная (рис. 11.3, *а*) и связанная (рис. 11.3, *б*).

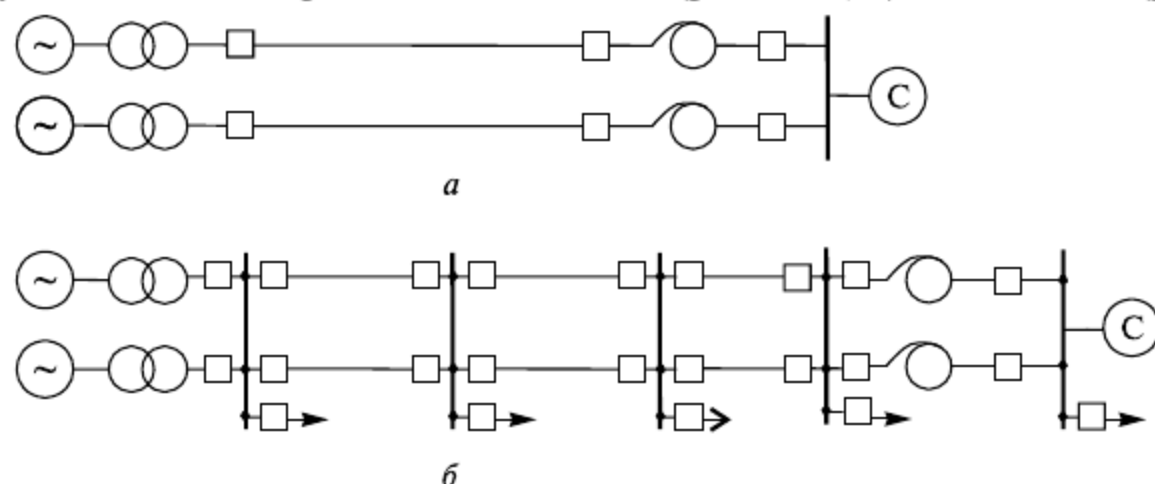


Рис. 11.3. Схемы выдачи мощности удаленных электростанций в систему: *а* — блочная; *б* — связанная

В блочной схеме генератор (группа генераторов) электростанции работают на отдельную цепь линии, соединенную непосредственно с приемной системой С. Она дешевле связанной схемы, но обладает существенным недостатком, который проявляется в том, что при отключении одной из цепей линии мощность части соответствующих генераторов не может быть передана в систему. Этого недостатка лишена связанная схема, в которой по пути от электростанции к системе выполнены промежуточные подстанции. Между каждой парой из них цепи линий электропередачи соединены параллельно. В результате при отключении одной из цепей любого участка электропередачи сохраняется связь всех генераторов с системой, хотя в некоторых случаях при этом предельная пропускная способность электропередачи в целом может несколько уменьшиться.

Для регулирования напряжения вдоль электропередачи и повышения ее пропускной способности могут устанавливаться устройства поперечной компенсации (шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы) и устройства продольной компенсации (см. главы 10 и 12). Шунтирующие реакторы могут быть подключены непосредственно к линии напряжением 330—1150 кВ, к шинам 110—220 кВ промежуточной подстанции (рис. 11.4, а) либо к шинам высшего напряжения (рис. 11.4, б). Синхронные компенсаторы и статические тиристорные компенсаторы обычно подключают к шинам низшего или среднего напряжения подстанций (рис. 11.4, а). Схема включения конденсаторного устройства продольной компенсации показана на рис. 11.4, б.

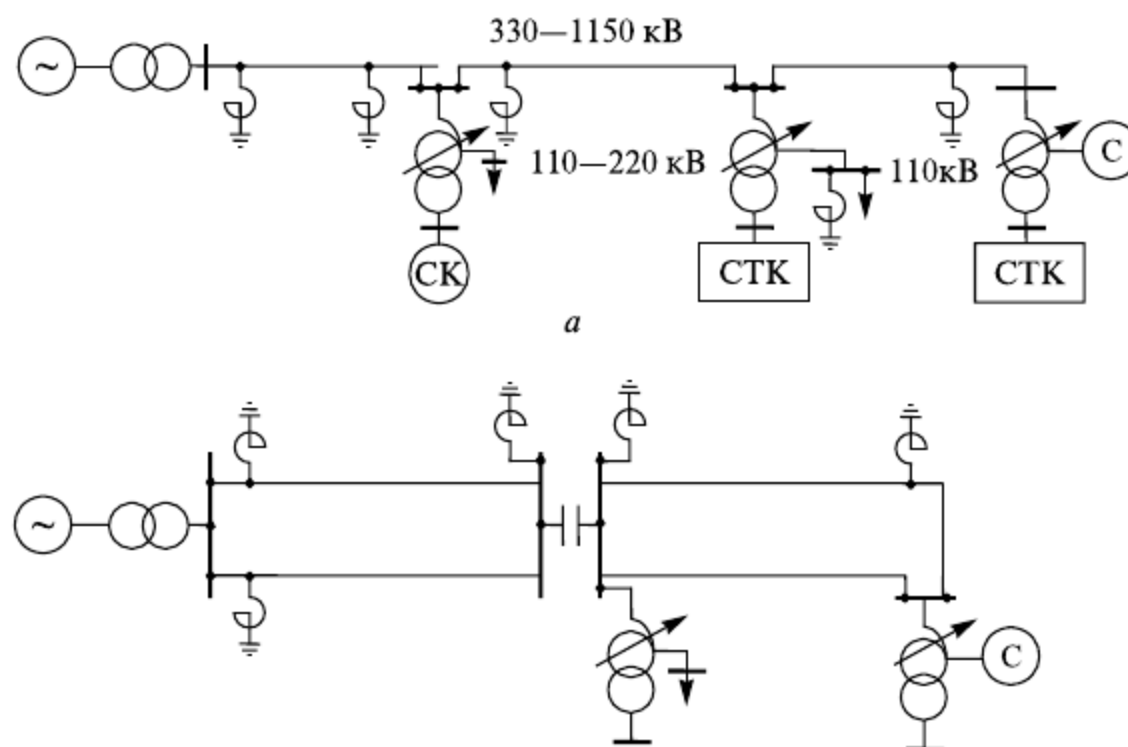


Рис. 11.4. Принципиальные схемы подключения компенсирующих устройств:
а — поперечной компенсации; б — продольной и поперечной компенсации

Мощные протяженные электропередачи напряжением 500—750 кВ могут быть «надстройкой» над существующей системообразующей замкнутой сетью 220—330 кВ. Пример сочетания протяженной электропередачи с замкнутой сетью низшего напряжения показан на рис. 11.5. В этом случае протяженная электропередача, соединяющая несколько системных подстанций, является элементом системообразующей сети.

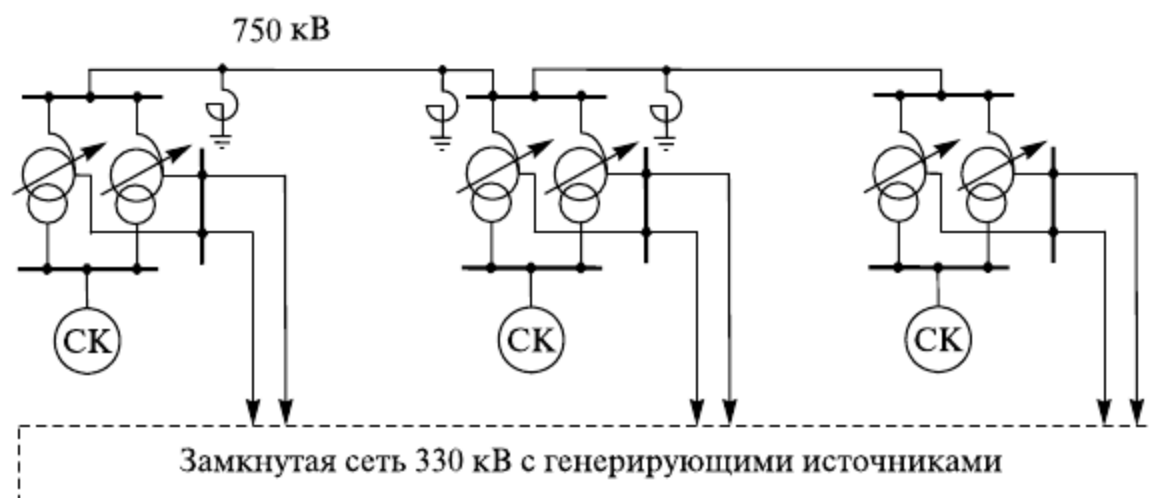


Рис. 11.5. Схема протяженной электропередачи, параллельной замкнутой сети низшего напряжения

Схему системообразующей сети формируют, исходя из ее многофункционального назначения. При этом должна обеспечиваться достаточная пропускная способность отдельных линий и «сечения» сети (группы линий, связывающих один регион с другим), надежная выдача мощности в систему крупных электростанций, надежное электроснабжение крупных узлов нагрузки. Нецелесообразно сооружение линий, непосредственно связывающих электростанции без промежуточных узлов нагрузки. С точки зрения обеспечения надежности электроснабжения при формировании схемы системообразующей сети используют критерий $n - 1$. Согласно ему надежность электроснабжения узлов нагрузки и транзита мощности должна быть обеспечена в случае отключения, в том числе и аварийного, любого одного элемента сети (линии, трансформатора, шин подстанции и др.)

Развитие схемы системообразующей сети осуществляют также с учетом доведения потерь электроэнергии в ней до экономически обоснованного уровня.

В условиях рынка электроэнергии появляются дополнительные факторы, которые целесообразно учитывать. При этом возникают вопросы: каков критерий эффективности сооружения объектов в системообразующей сети? Каковы особенности определения коммерческой эффективности сетевых объектов? При ответе на эти вопросы все линии электропередачи и подстанции системообразующей сети целесообразно разделить на группы по назначению:

- выдача мощности электростанций и избыточных энергосистем (районов) на оптовый рынок;
- питание дефицитных энергосистем (районов) с оптового рынка;
- межсистемные линии для реализации межсистемного эффекта;
- резервирование в соответствии с требованиями надежности;
- экспорт мощности и электроэнергии.

Целью сооружения системных объектов первых трех групп является снижение топливной составляющей затрат на выработку электроэнергии на оптовом рынке. Эффективность сооружения объектов последней группы определяется разницей между контрактной стоимостью и топливной составляющей затрат на выработку поставляемой электроэнергии. Конечная цель в оценке целесообразности сооружения дополнительного объекта заключается в обеспечении сетевым предприятиям достаточной прибыли, а потребителям — гарантированной минимальной стоимости электроэнергии. Количественная оценка эффективности сооружения электросетевого объекта может быть произведена по показателю эффективности капитальных затрат

$$r = (Z_0 - Z_1) / K,$$

где Z_0 и Z_1 — затраты на развитие и эксплуатацию энергосистемы соответственно при отсутствии и сооружении сетевого объекта; K — капитальные затраты по объекту.

11.3. Способы присоединения подстанций к электрической сети

Конфигурация сети (см. рис. 11.1, 11.2) является основой для выбора способа подключения подстанций.

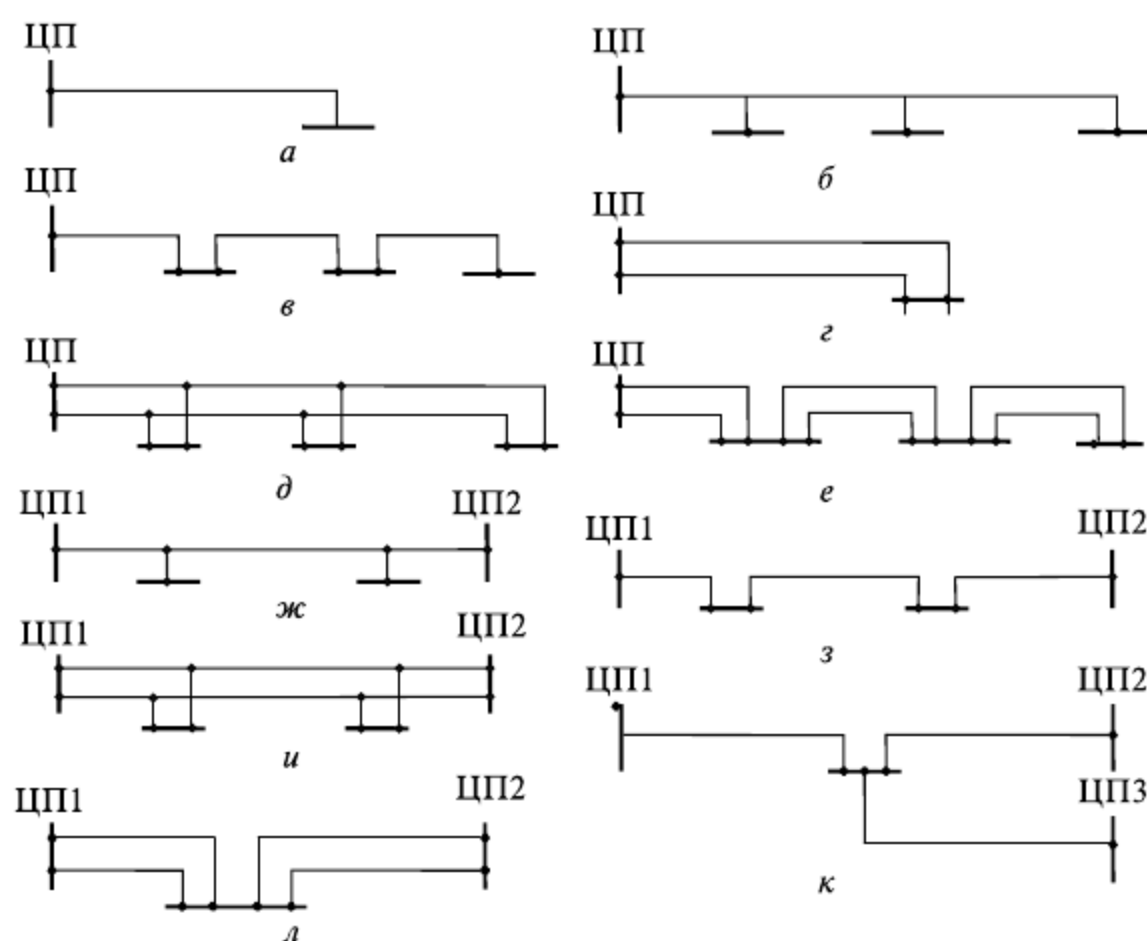


Рис. 11.6. Способы присоединения подстанций к сети: *a, б, в* — радиальной с одной линией; *г, д, е* — двойной радиальной; *ж, з, и* — с двумя центрами питания; *к, л* — с тремя и более центрами питания

В радиальных сетях к одной линии может быть присоединена одна подстанция (рис. 11.6, *a*), несколько подстанций в виде ответвлений (рис. 11.6, *б*) или с заходом линии на каждую подстанцию (рис. 11.6, *в*). В радиальных сетях с параллельными линиями также могут быть присоединены: одна подстанция (рис. 11.6, *г*), несколько подстанций в виде ответвлений одновременно от двух линий (рис. 11.6, *д*) или с заходом общих линий на каждую подстанцию (рис. 11.6, *е*).

В сетях замкнутой конфигурации к линии между двумя центрами питания подстанции могут присоединяться в виде ответвлений (рис. 11.6, *ж*) либо с заходом линии на подстанции (рис. 11.6, *з*). Во втором случае каждая из подстанций превращается в проходную с возможностью транзита мощности в ту или другую сторону. При наличии двойных параллельных линий между двумя центрами питания подстанции могут подключаться в виде ответвлений от каждой линии (рис. 11.6, *и*). И, наконец, при питании не менее чем по трем и более линиям с заходом их на подстанцию она превращается в узловую (рис. 11.6, *к, л*).

Способ присоединения подстанции к сети существенно влияет на ее схему электрических соединений, количество необходимых коммутационных аппаратов, другого электротехнического оборудования и, как следствие, на удобство эксплуатации и технико-экономические показатели сети.

11.4. Типовые схемы распределительных устройств

При выборе схем распределительных устройств подстанции следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах. Схемы подстанций должны формироваться таким образом, чтобы была возможность их поэтапного развития. При возникновении аварийных ситуаций должна быть возможность восстановления электроснабжения потребителей средствами автоматики. Количество и вид коммутационных аппаратов выбирают таким образом, чтобы обеспечивалась возможность проведения поочередного ремонта отдельных элементов подстанции без отключения других присоединений.

К схемам подстанций предъявляют требования простоты, наглядности и экономичности. Эти требования могут быть достигнуты за счет унификации конструктивных решений подстанции, которая наилучшим образом реализуется в случае применения типовых схем электрических соединений распределительных устройств.

Рассмотрим наиболее характерные типовые схемы распределительных устройств, нашедшие широкое применение при проектировании подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ [66,70]. К простейшим схемам относятся блочные схемы «линия — трансформатор с разъединителем (рис. 11.7, а) и выключателем (рис. 11.7, б)». На этих и последующих схемах указаны области рекомендуемых номинальных напряжений. Первая схема может использоваться для подстанций, присоединенных к линиям без ответвлений (рис. 11.7, а), если защита линии со стороны центра питания охватывает трансформатор либо предусмотрено отключение линии от защиты трансформатора. Вторая схема применяется также для подстанций, подключенных к ответвлениям от линий (см. рис. 11.6, б). Для двухтрансформаторной подстанции, питающейся от двух параллельных линий, может быть применена схема с двумя блоками с выключателями в цепи трансформаторов и перемычкой, содержащей два последовательно включенных разъединителя P_1 и P_2 (рис. 11.7, в). Такое включение разъединителей позволяет осуществлять их поочередный ремонт одновременно с соответствующим блоком «линия — трансформатор». На практике находятся в эксплуатации подстанции, выполненные по упрощенным блочным схемам, в которых в качестве коммутационных аппаратов используются отделители и короткозамыкатели. Принципы работы таких схем подробно описаны в работе [53]. В связи с конструктивными недостатками этих аппаратов и отрицательным воздействием их работы на выключатели смежных подстанций при коротких замыканиях на вновь сооружаемых подстанциях эти схемы применять не рекомендуется.

Один из вариантов схемы мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий показан на рис. 11.8. Здесь на четыре присоединения (две линии и два трансформатора) устанавливаются три выключателя. Такая схема применяется в радиальных линиях и линиях с двухсторонним питанием с заходом их на подстанции (см. рис. 11.6, в, з).

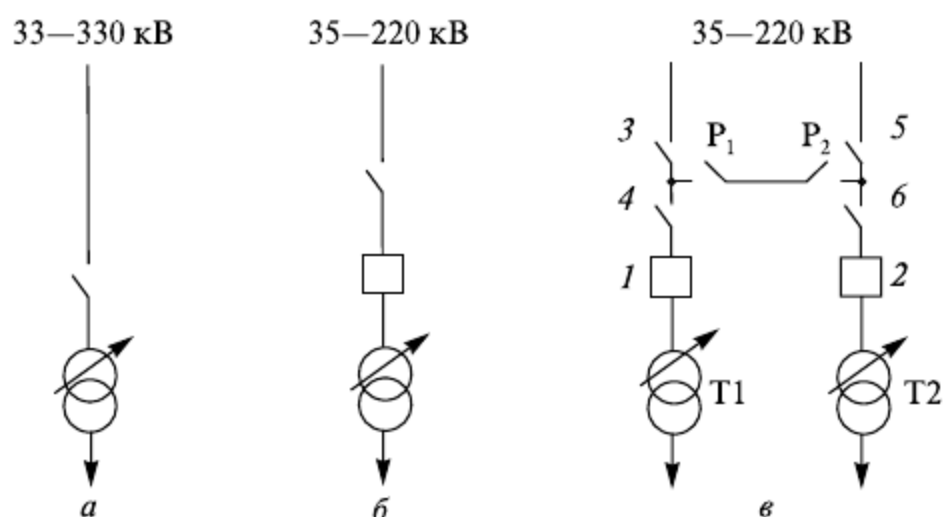


Рис. 11.7. Блочные схемы подстанций: *а* — блок «линия — трансформатор» с разъединителем; *б* — блок «линия — трансформатор» с выключателем; *в* — два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии; 1, 2 — выключатели; 3—6 — разъединители

На подстанциях с двумя линиями и двумя трансформаторами может быть использована схема, в которой число выключателей равно числу присоединений. При этом включение и отключение каждого присоединения производится двумя выключателями (рис. 11.9). Недостатком схемы является то, что она не позволяет увеличивать количество линий. На напряжении 220 кВ эта схема в работе [64] рекомендуется при мощности трансформаторов 125 МВ·А и более.

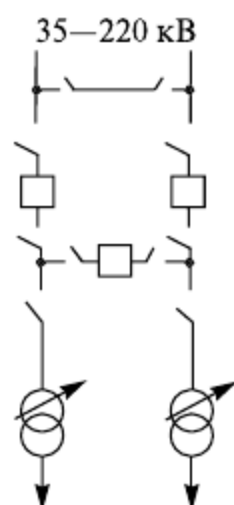


Рис. 11.8. Схема мостика

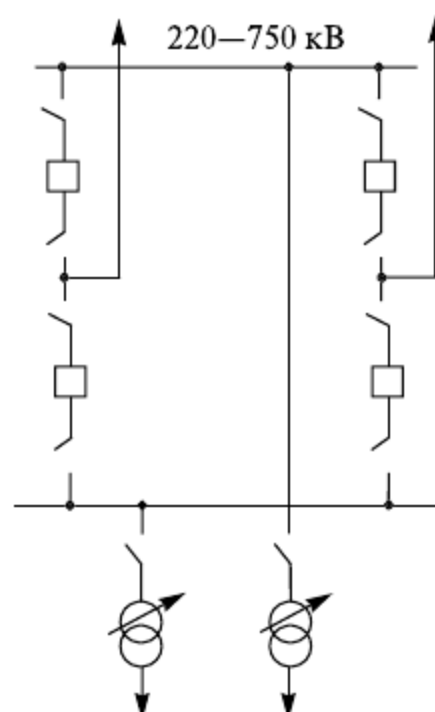


Рис. 11.9. Схема четырехугольника

При количестве линий три и более рекомендуется ряд типовых схем распределительных устройств со сборными системами шин. Наиболее простая схема выполняется с одной секционированной системой шин (рис. 11.10, *а*). В ней каждая линия и каждый трансформатор подключены к одной из секций шин, между которыми установлен секционный выключатель (СВ). Более сложная схема содержит также одну секционированную систему шин, но в ней добавляется обходная система шин (рис. 11.10, *б*). Секции шин I и II соединяются между собой секционным выключателем СВ. Дополнительно предусмотрен обходной выключатель (ОВ), предназначенный для соединения посредством соответствующих разъединителей одной или другой секции шин с обходной системой шин.

Такая схема позволяет использовать обходной выключатель для замены выключателя любого присоединения при необходимости вывода его в ремонт. Здесь, так же как и в схеме на рис. 11.10, *а*, каждое присоединение в нормальном режиме подстанции может быть подключено только к одной из секций шин. В соответствии с рекомендациями работы [64] в схеме с одной секционированной системой шин и обходной системой шин количество радиальных линий должно быть не более одной на секцию. При невыполнении этого условия с числом линий до 13 применяют схему с двумя несекционированными системами и обходной системой шин (рис. 11.10, *б*). В ней I и II рабочие системы шин соединены между собой с помощью шиносоединительного выключателя (ШСВ). Обходной выключатель посредством соответствующих разъединителей позволяет соединить обходную систему шин с I или II рабочей системой шин.

Отличие данной схемы от схемы с одной рабочей секционированной системой шин заключается в том, что каждое присоединение (линия, трансформатор) в зависимости от требуемого режима подстанции может быть подключено с помощью соответствующих разъединителей к I и II системе шин. Обходной выключатель, так же, как и в схеме с одной секционированной системой шин, позволяет поочередно выводить в ремонт выключатель любого присоединения без его отключения.

Наметившаяся тенденция применения элегазовых и вакуумных выключателей, не требующих ремонта практически в течение всего срока службы, вместо масляных и воздушных, видимо, обуславливает переход к упрощенной схеме распределительных устройств с двумя системами шин без обходной системы шин (рис. 11.10, *з*).

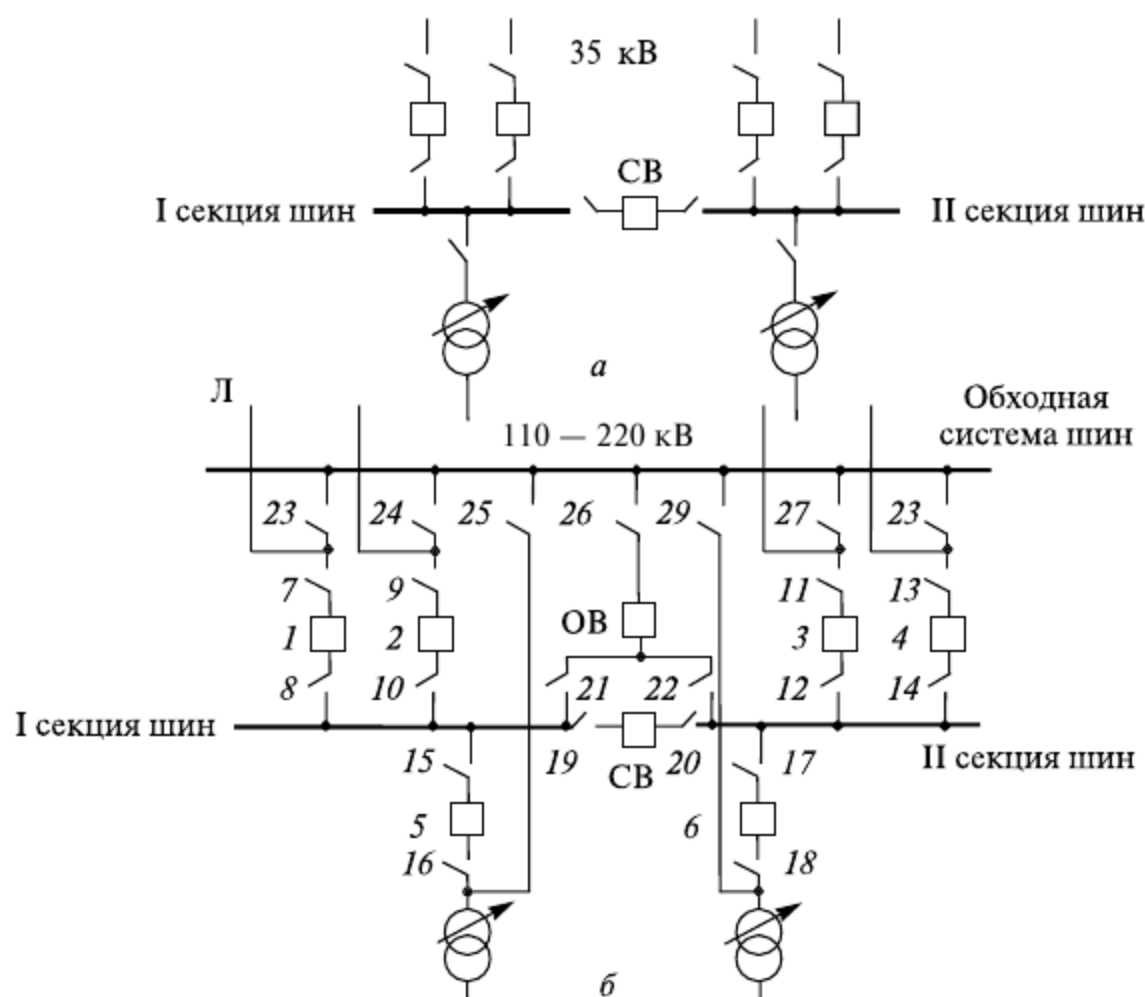


Рис. 11.10. Начало. Схемы подстанций со сборными системами шин: *а* — с одной секционированной системой шин; *б* — с одной секционированной системой шин и обходной системой шин; 1–6 — выключатели; 7–29 — разъединители

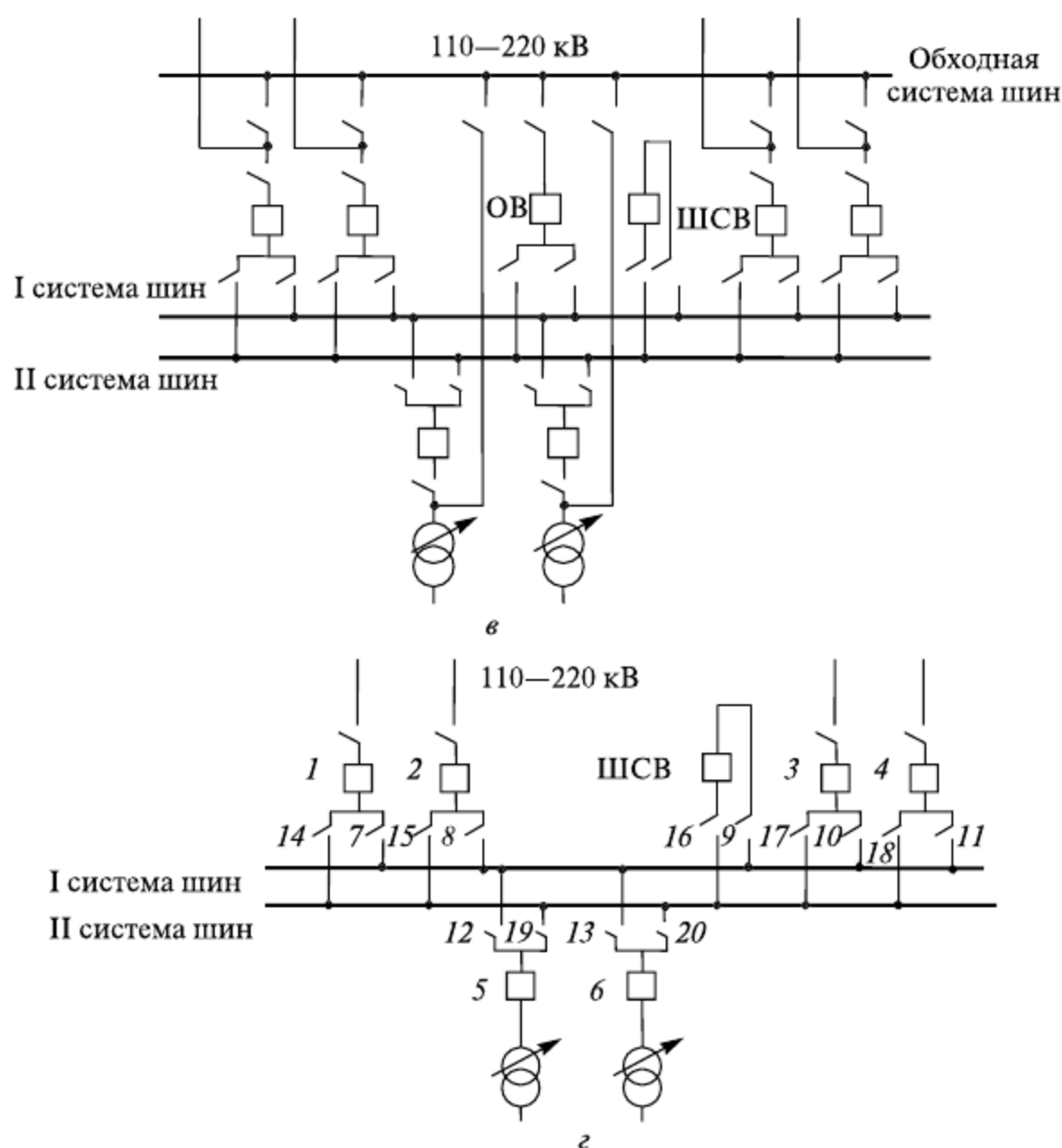


Рис. 11.10. Окончание. Схемы подстанций со сборными системами шин: *а* — с двумя несекционированными системами шин и обходной системой шин; *б* — с двумя несекционированными системами; 1–6 — выключатели; 7–29 — разъединители

При количестве линий более 13 в схеме (рис. 11.10, *а*) применяют секционирование I и II рабочей системы шин и дополнительно предусматривают второй обходной выключатель.

Для ответственных системообразующих подстанций напряжением 330–750 кВ используют более надежные схемы, предусматривающие подключение присоединений к шинам не одним выключателем, а двумя и более. На рисунке 11.11, *а* приведена схема «трансформатор — шины с присоединением линий через два выключателя», которая рекомендуется на подстанциях напряжением 330–500 кВ при четырех линиях, а на подстанциях 750 кВ — при трех линиях. Здесь каждая линия подключается через выключатель к I и II системе шин, а трансформаторы присоединены непосредственно к шинам. Таким образом, любая линия отключается двумя выключателями, а любой трансформатор — всеми линейными выключателями, подключенными к соответствующей системе шин.

В полуторной схеме на каждое присоединение приходится 1,5 выключателя (рис. 11.11, *б*). Ее применяют в распределительных устройствах напряжением 330–750 кВ при количестве линий 6 и более. Любая линия и любой трансформатор отключается двумя выключателями. При этом связь между I и II системами шин сохраняется.

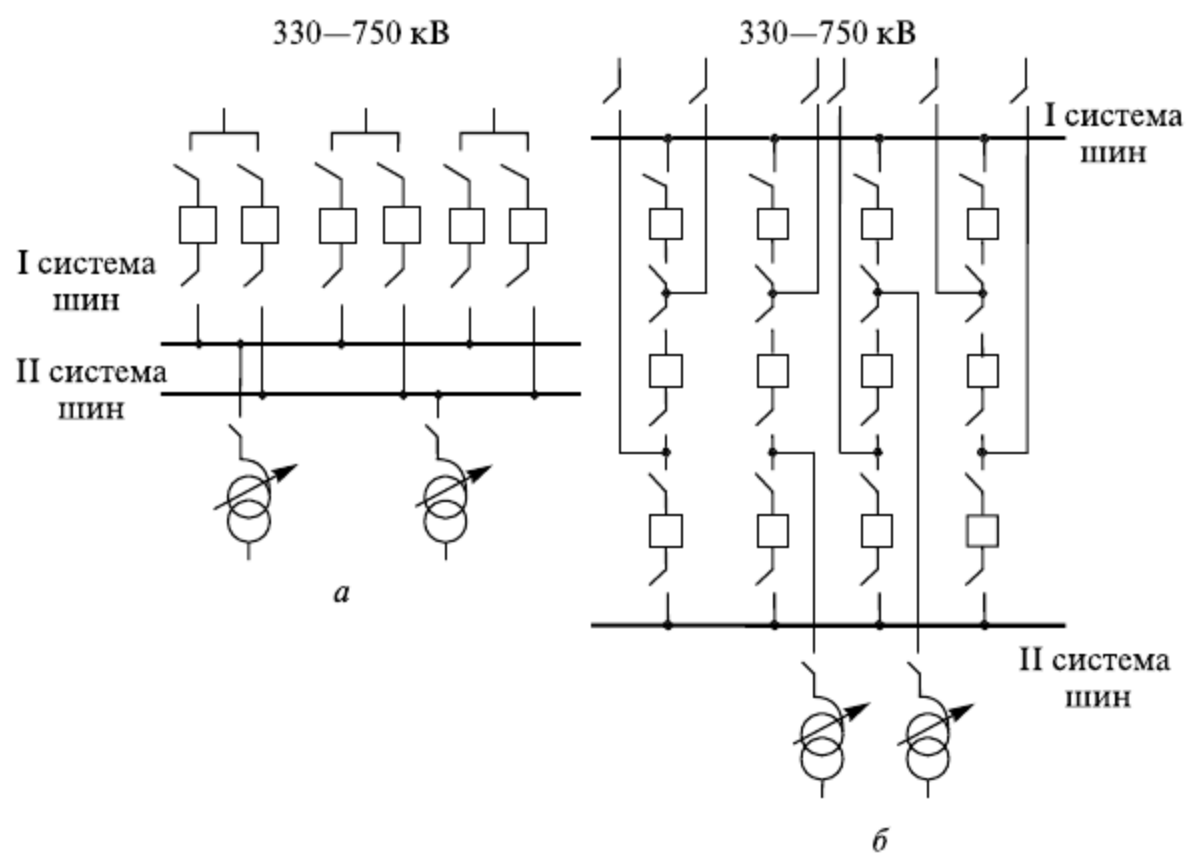


Рис. 11.11. Схемы с двумя (а) и полутора выключателями на линии (б)

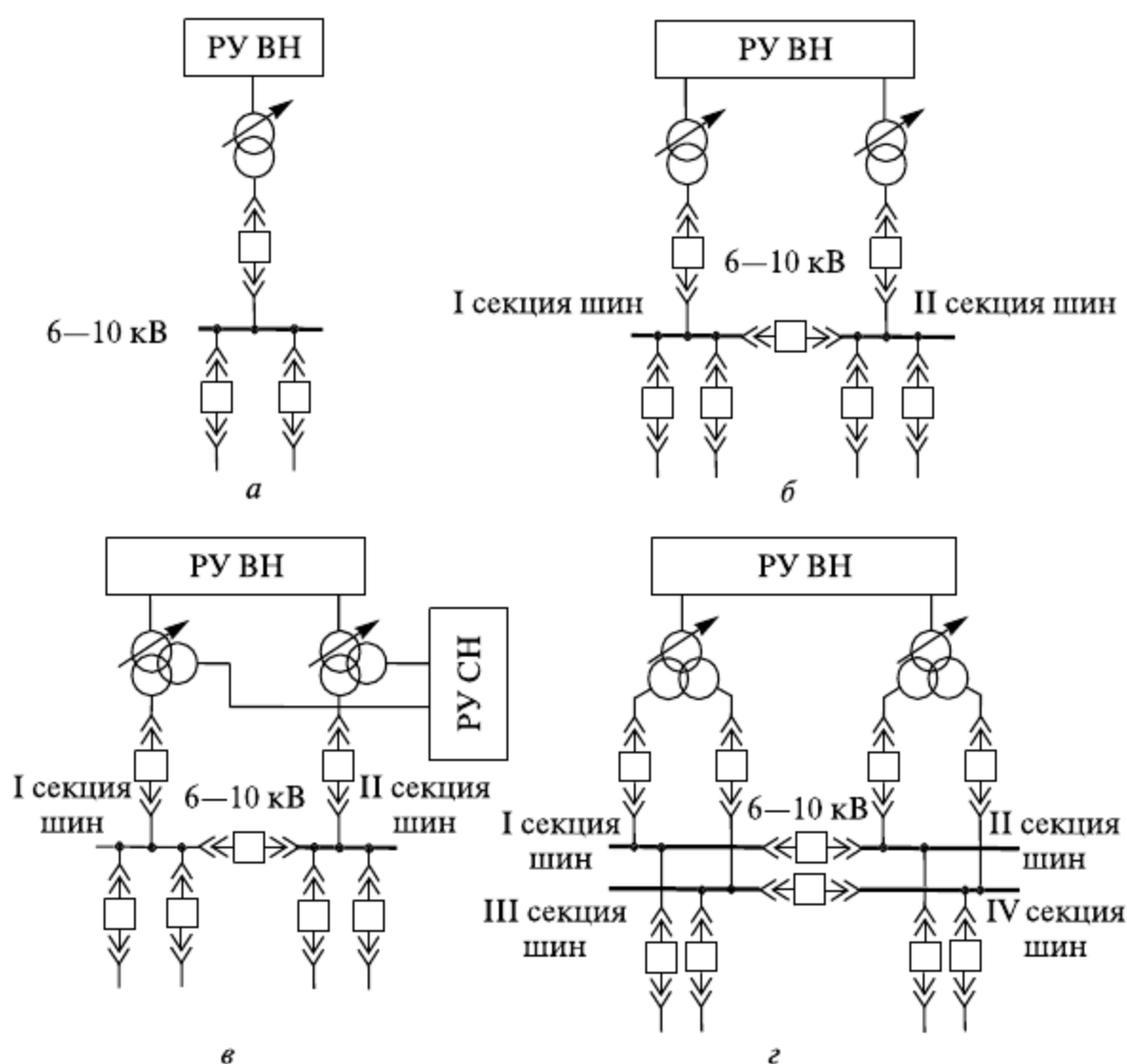


Рис. 11.12. Схемы распределительных устройств низшего напряжения: а — с одной несекционированной системой шин; б, в — с одной секционированной системой шин; г — с двумя секционированными системами шин

Наиболее характерные схемы распределительных устройств напряжением 10 (6) кВ, присоединяемых к распределительным устройствам высшего и среднего напряжений (РУ ВН, РУ СН) подстанций 35–750 кВ, показаны на рис. 11.12.

При одном трансформаторе используется одна несекционированная система шин (рис. 11.12, *а*), при двух трансформаторах — одна секционированная система шин (рис. 11.12, *б, в*). Если на подстанции предусматриваются трансформаторы с расщепленными обмотками, то создается схема с двумя секционированными системами шин, т.е. фактически образуются четыре секции шин (рис. 11.12, *г*).

11.5. Схемы городских систем распределения электрической энергии

Принципы построения систем распределения электроэнергии в городах основываются на ряде следующих особенностей:

- большой плотности электрических нагрузок, составляющих от 1 до 20 МВт/км²;
- относительно равномерном распределении нагрузок на ограниченной территории;
- стесненных условиях для выбора трасс линий и площадок для подстанций;
- требованиях высокой надежности электроснабжения.

С учетом этих особенностей стремятся применять простые схемы подстанций, двухцепные воздушные и кабельные линии.

В системы электроснабжения городов входят:

- сети внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ и выше, которые связаны с системными подстанциями;
- сети внутреннего электроснабжения напряжением 110—35 кВ, предназначенные для связи сетей внешнего электроснабжения с сетями 10 (6) кВ;
- питающие сети напряжением 10 (6) кВ;
- распределительные сети напряжением 10 (6) кВ.

В крупных городских мегаполисах для питающих и распределительных сетей начинает применяться напряжение 20 кВ.

Схемы сетей внешнего электроснабжения формируются по принципам, изложенным в подразделах 11.1, 11.4 (см. рис. 11.7—11.12). При этом предпочтительной считается схема в виде кольца, охватывающего весь город и состоящего из двухцепных линий напряжением 110 кВ и выше (см. рис. 11.2, *б*). Часть подстанций, включенных в кольцо, соединяется с источниками питания (электростанциями и системными подстанциями).

Сети внутреннего электроснабжения напряжением 110—35 кВ выполняются в виде глубоких вводов, которые доставляют электроэнергию от подстанций сети внешнего электроснабжения к центрам нагрузки с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации.

Питающие сети напряжением 10 (6) кВ соединяют шины подстанции глубокого ввода, являющиеся центром питания распределительной сети ЦП, с распределительными пунктами (РП). К наиболее характерным относятся схемы питающих сетей, приведенные на рис. 11.13. При питании РП от одного центра питания (рис. 11.13, *а*) две линии подключаются к двум секциям шин ЦП, разделенным секционным выключателем СВ, и двум секциям шин РП. Между секциями РП также устанавливают секционный выключатель. Если по условию нормального режима сети секционные выключатели в ЦП и (или) РП отключены, то на них выполняют устройства автоматического ввода резерва АВР. Тогда в случае непредвиденного исчезновения напряжения на одной из секций оно подается от другой секции автоматическим включением секционного выключателя.

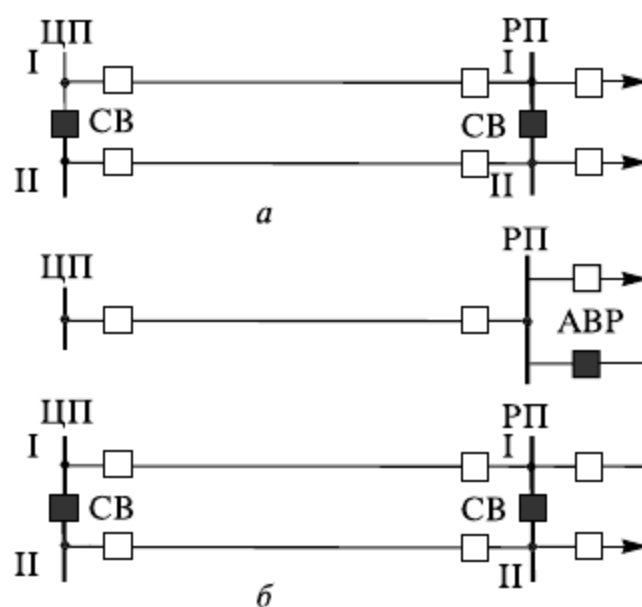


Рис. 11.13. Схемы городских питающих сетей: *а* — с двумя отдельно работающими линиями; *б* — с резервной перемычкой между РП

Отдельные распределительные пункты могут получать напряжение от двух ЦП путем сооружения перемычки между РП (рис. 11.13, б). Если в нормальном режиме сети перемычка отключена, то устройство АВР выполняют на выключателе перемычки со стороны РП с одной секцией шин.

Распределительные сети напряжением 10 (6) кВ в зависимости от категории потребителей по надежности формируются по следующим схемам:

- радиальными без резервирования, в которых при повреждении любого линейного участка происходит полное погашение;
- замкнутыми, работающими в разомкнутом режиме, в которых при повреждении какого-либо участка сети восстановление электроснабжения осуществляется вручную после отыскания и отключения поврежденного участка;
- разомкнутыми с автоматическим вводом резерва для всех ответственных потребителей.

Распределительные сети подключают непосредственно к центрам питания либо к распределительным пунктам.

В радиальной нерезервированной сети (рис. 11.14) все трансформаторные подстанции питаются от одной линии, которая заходит на каждую ТП. При повреждении любого участка линии она автоматически отключается выключателем со стороны ЦП. Если повреждение произошло на неголовном участке, то он вручную может быть отключен ближайшим разъединителем со стороны ЦП, после чего часть ТП обеспечивается питанием от ЦП. Трансформаторы на ТП могут присоединяться к сети на высшем напряжении через разъединители и выключатель В, предохранитель П или выключатель нагрузки ВН. На низшем напряжении 0,38 кВ в цепи трансформатора используются контактор К или предохранители с разъединителями (рубильниками).

К преимуществам радиальной нерезервированной сети относятся простота, невысокая стоимость, отсутствие повышенных нагрузок в послеаварийных режимах по сравнению с нормальным режимом. Недостаток проявляется в погашении всех ТП в случае повреждения линии в любом месте.

Замкнутая распределительная сеть может быть выполнена по конфигурации, приведенной на рис. 11.2, *а*, в виде петли, питающейся от одного ЦП. На одной из ТП петлю разрывают, и сеть работает в разомкнутом режиме. Однако наиболее часто используют конфигурацию сети с питанием от двух ЦП (см. рис. 11.2, *в*). Такая сеть

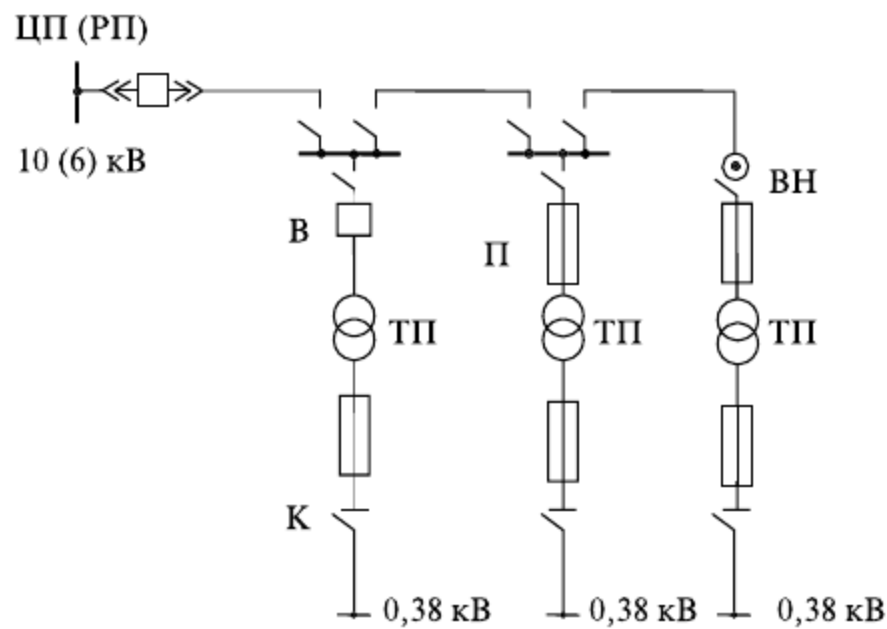


Рис. 11.14. Схема радиальной нерезервированной распределительной сети

обладает свойствами замкнутой сети, так как каждая ТП может получать питание с двух сторон. В этом случае схема сети выглядит так, как показано на рис. 11.15. При размыкании сети, например разъединителем Р, в нормальном режиме ТП1 и ТП2 получают питание от ЦП1, а ТП3 — от ЦП2. Если происходит повреждение на одном из участков сети, то оно устраняется отключением выключателя на соответствующем ЦП. После этого поврежденный участок вручную может быть отключен разъединителями с двух сторон и подано напряжение на обесточенные ТП. Здесь важно то, что после отключения поврежденного участка имеется возможность обеспечить напряжением все ТП от того или иного ЦП. Заметим, что площади сечения проводников участков сети должны быть такими, которые позволяют пропускать необходимую мощность и обеспечивать качество напряжения в наиболее тяжелых послеаварийных режимах, когда повреждается участок, примыкающий к тому и другому ЦП.

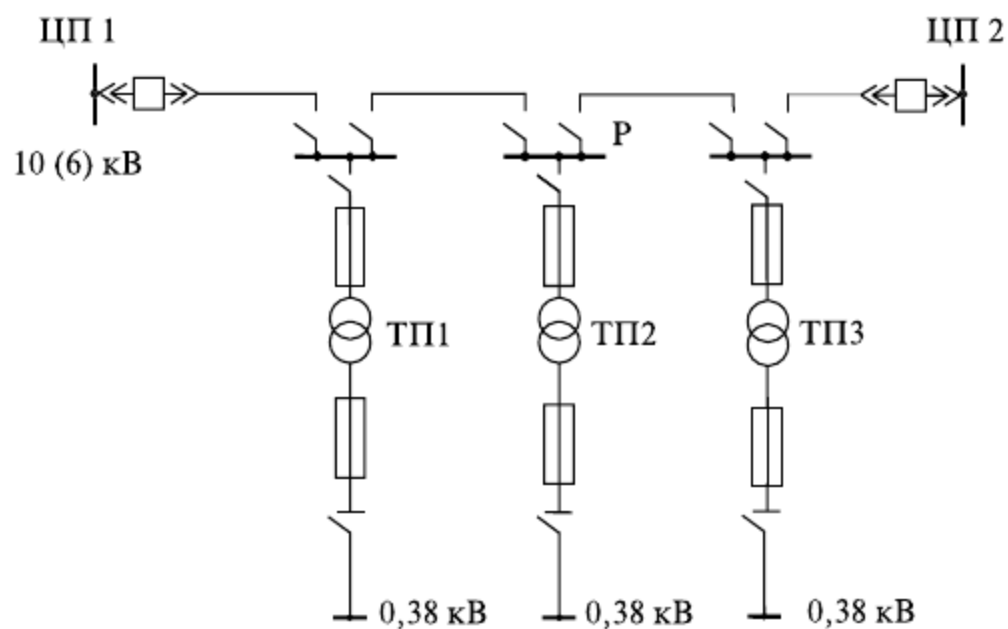


Рис. 11.15. Схема распределительной сети с двумя источниками питания

В случае необходимости обеспечить надежное электроснабжение ответственным потребителям применяют разомкнутые многолучевые автоматизированные схемы с АВР на стороне высшего или низшего напряжения. В двухлучевой схеме (рис. 11.16, а) устройство АВР на высшем напряжении выполняют с помощью выключателей нагрузки ВН1 и ВН2. В нормальном режиме каждая ТП питается от одной из линий через ВН1 или ВН2. Если какая-то линия повреждается, то все

трансформаторы ТП, подключенные к этой линии, с помощью устройства АВР посредством выключателей нагрузки автоматически переключаются на питание от другой линии. При двухлучевой схеме в нормальном режиме сети нагрузка каждой линии не должна превышать 50% допустимой по условию нагревания.

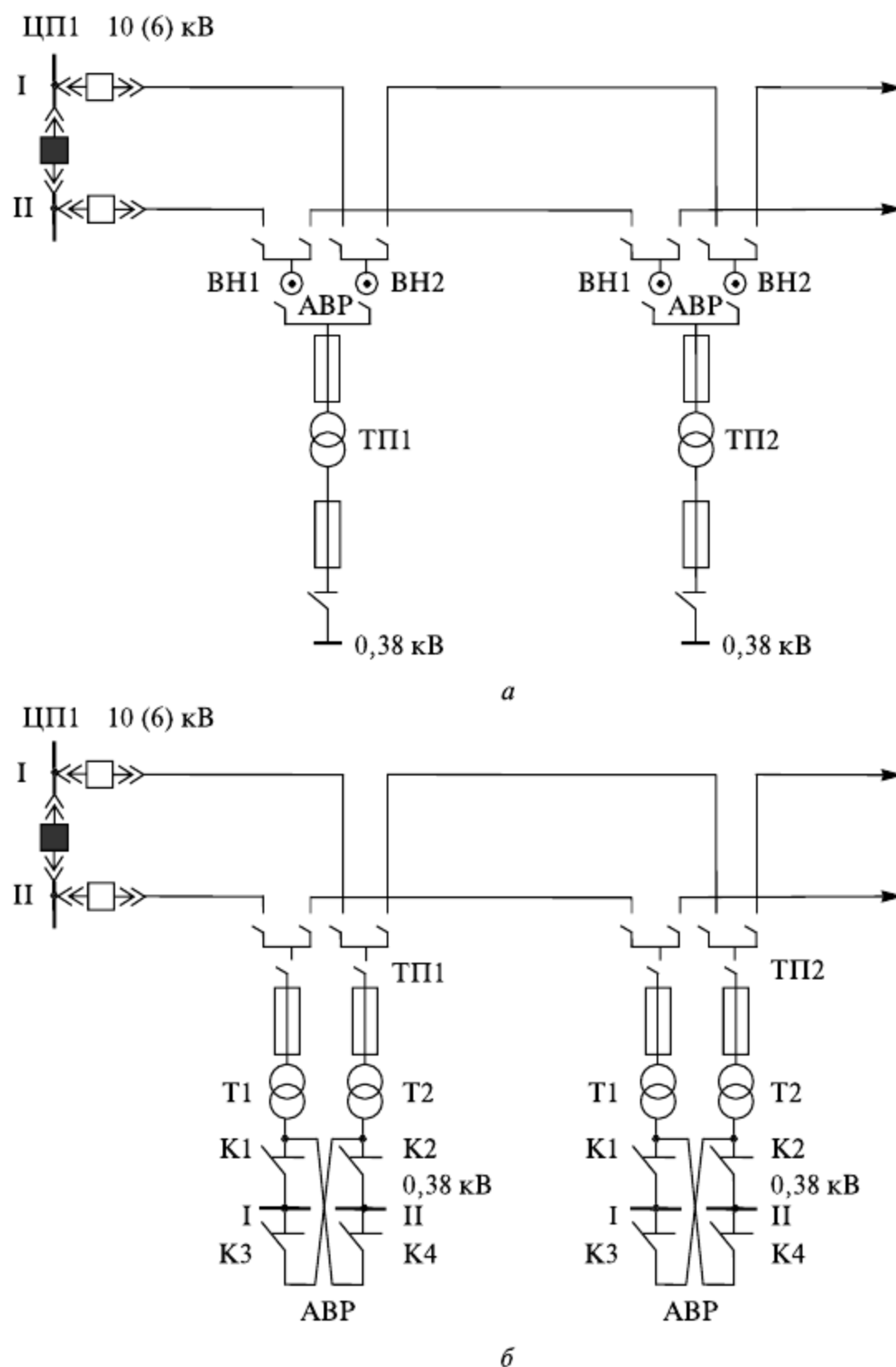


Рис. 11.16. Двухлучевые схемы распределительной сети с АВР на стороне: *а* — высшего напряжения; *б* — низшего напряжения

На рисунке 11.16, *б* показана двухлучевая схема с устройствами АВР на стороне низшего напряжения. На каждой ТП установлено по два трансформатора, один из которых питается от первого луча линии, а другой — от второго луча линии. В нормальном режиме секция I шин 0,38 кВ питается от трансформатора Т1, подключенного к первому лучу, через включенный контактор К1, а секция II — от трансформатора Т2, подключенного ко второму лучу через контактор К2. Контакторы К3 и К4 при этом отключены. Если один из лучей линии или один из трансформаторов ТП

повреждается, то на соответствующей секции шин 0,38 кВ исчезает напряжение. При этом рабочий контактор К1 (или К2) автоматически отключается, а контактор К3 (или соответственно К4) включается от устройства АВР. В результате нагрузка обесточенной секции 0,38 кВ получает напряжение от трансформатора, оставшегося под напряжением.

11.6. Принципы построения схем сельских систем распределения электрической энергии

В отличие от городов особенности электроснабжения в сельской местности заключаются в охвате электрическими сетями большой территории с малыми плотностями электрических нагрузок, составляющими 1—15 кВт/км². Вместе с тем ряд сельских потребителей предъявляют повышенные требования к надежности электроснабжения. Особо ответственные потребители допускают перерыв в электроснабжении лишь на время автоматического включения резерва, ряд других — 0,5—3,5 ч [64]. Для остальных, менее ответственных потребителей допустимы перерывы в электроснабжении до 1 сут. Указанные требования должны быть учтены при построении систем распределения электроэнергии. Эта система состоит:

- из питающих сетей, включающих воздушные линии напряжением 110 и 35 кВ и подстанции с напряжениями 110/35/10, 110/10, 35/10 кВ;
- распределительных сетей, состоящих из воздушных линий напряжением 10 кВ, трансформаторных подстанций 10/0,38 и 35/0,38 кВ и линий напряжением 0,38 кВ.

Возможна также система напряжений 110/20/0,38 кВ. Перспективным считается постепенный переход от системы 110/35/10/0,38 кВ к системе 110/10/0,38 кВ.

Питающие сети 110 и 35 кВ могут выполняться по конфигурации радиальной сети (см. рис. 11.1, б), когда к линии от одного источника электроснабжения подключается несколько подстанций. Получают распространение сети с одноцепными воздушными линиями с двухсторонним питанием (см. рис. 11.2, в).

Распределительные сельские сети напряжением 10 (20) кВ в зависимости от требуемой степени надежности выполняют одноцепными радиальными с питанием от одного ЦП по одной из конфигураций (см. рис. 11.1, а, б, в) и одноцепными с питанием от двух и более ЦП по возможным конфигурациям (см. рис. 11.2, в, д). На подстанциях напряжением 10/0,38 кВ обычно устанавливают один трансформатор.

При неответственных потребителях радиальные сети формируют по схеме (рис. 11.17), в которой трансформаторные подстанции 10 (20)/0,38 кВ подключаются к линии в виде ответвлений от нее. На стороне высшего напряжения защита трансформаторов осуществляется с помощью предохранителей П или выключателей В, а на стороне низшего напряжения — с помощью предохранителей П или автоматических воздушных выключателей А.

Некоторого повышения надежности электроснабжения радиальной нерезервированной сети можно добиться путем применения секционирующих устройств. В качестве них могут использоваться выключатели В, разъединители Р или выключатели нагрузки ВН (рис. 11.18). Если происходит повреждение на каком-то участке сети, то линия отключается в центре питания. После этого поврежденный участок вручную отсоединяется с помощью ближайшего секционирующего устройства, а неповрежденная часть линии включается в работу. Находят применение секциониру-

ющие устройства с выключателями, оборудованные соответствующей аппаратурой для автоматического отключения поврежденного участка линии (реклоузеры).

Развитие распределительных сельских сетей достигло такого уровня, что они в большинстве случаев опираются на два и более центров питания (рис. 11.19). В нормальном режиме эта сеть представляет собой разомкнутую с разрывами на выключателях В1 и В2. При этом на каждый участок сети подается напряжение от центров питания ЦП1, ЦП2 или ЦП3. В случае повреждения какого-то участка сети или центра питания он отсоединяется с помощью соответствующего ближайшего секционирующего устройства, а на неповрежденную часть подается напряжение от другого ЦП.

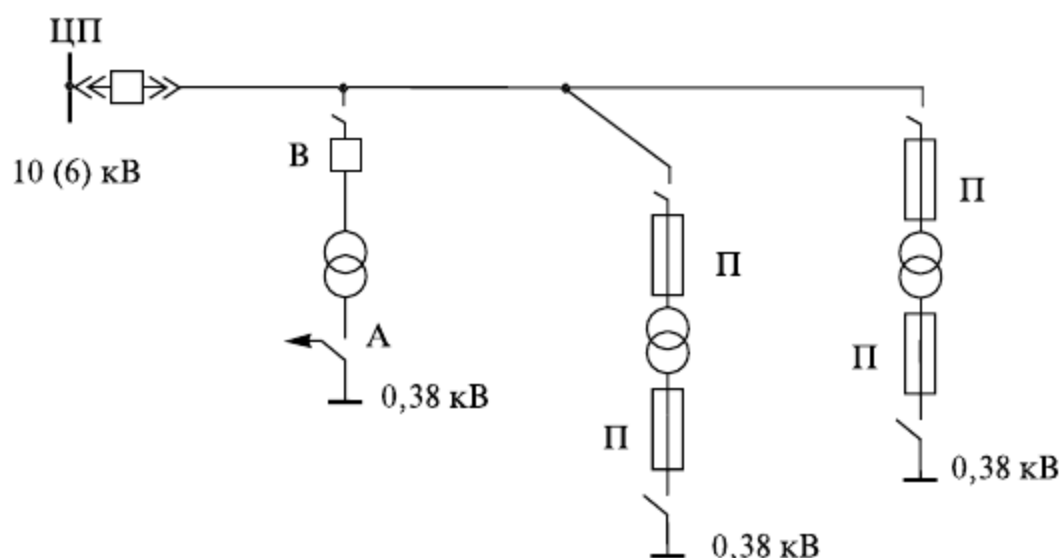


Рис. 11.17. Схема радиальной нерезервированной сети с ответвлениями

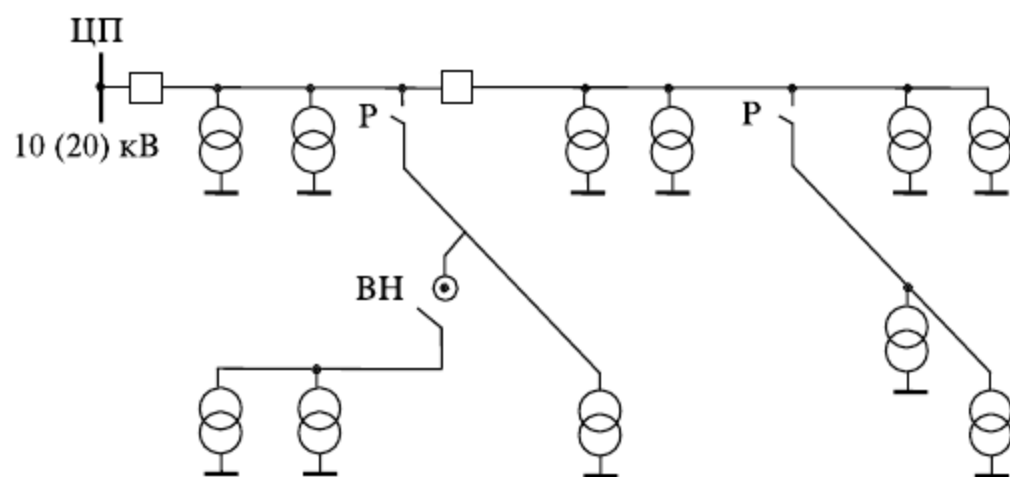


Рис. 11.18. Схема распределительной сети с секционирующими устройствами

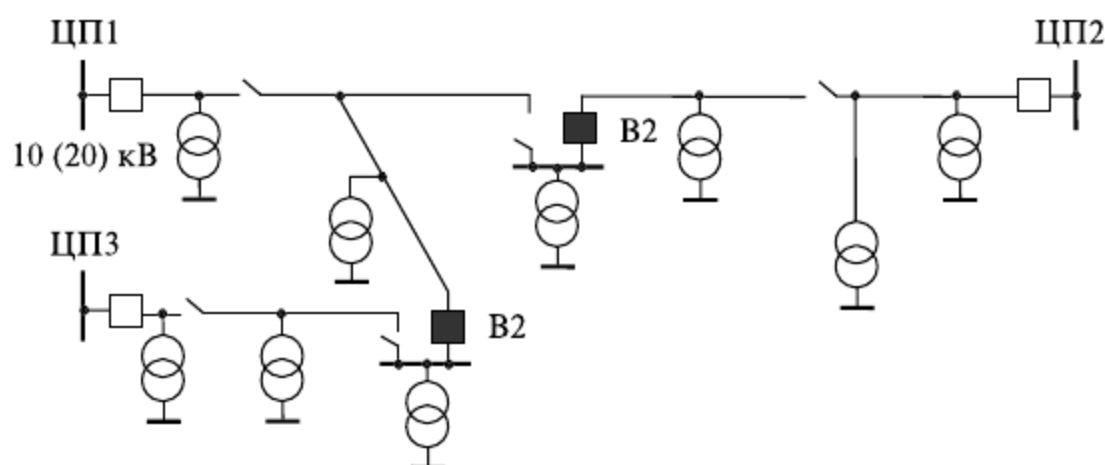


Рис. 11.19. Схема резервированной распределительной сети с секционирующими устройствами и питанием от трех ЦП

Для особенно ответственных потребителей подстанции напряжением 10 (20)/0,38 кВ могут выполняться двухтрансформаторными с питанием каждого из них от отдельной линии и устройством автоматического ввода резерва.

11.7. Схемы электрических сетей напряжением до 1000 В

Рассмотрим основные принципы построения схем сетей применительно к наиболее распространенным сетям напряжением 0,38 кВ общего назначения. Они выполняются четырехпроводными (три фазных провода и один нулевой) с глухим заземлением нейтрали (рис. 11.20). От них могут быть выполнены четырехпроводные трехфазные ответвления с нулевым проводом для питания трехфазных электроприемников *1*, трех- и двухпроводные ответвления с нулевым проводом для питания однофазных электроприемников соответственно *2* и *3*.

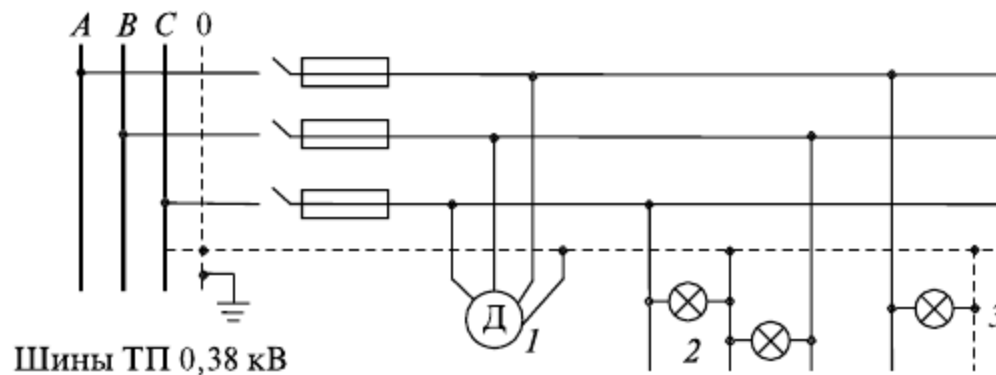


Рис. 11.20. Схема четырехпроводной сети напряжением 0,38 кВ

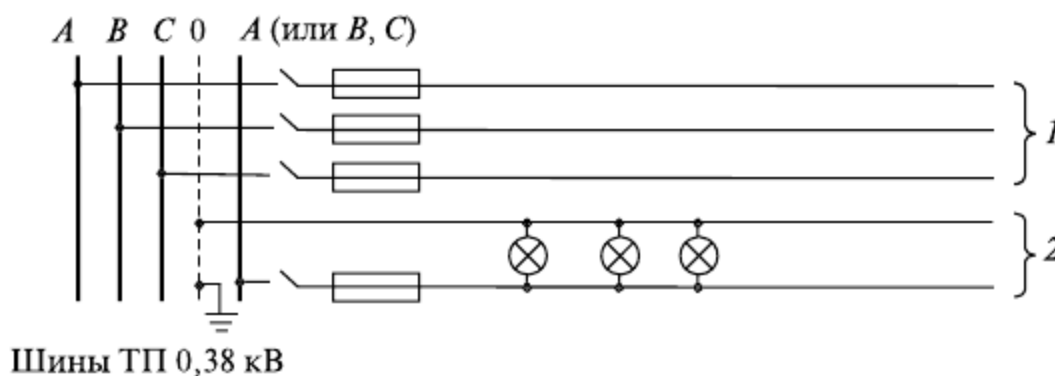


Рис. 11.21. Схема пятипроводной сети с электроприемниками уличного освещения: *1* — магистральная сеть; *2* — сеть уличного освещения

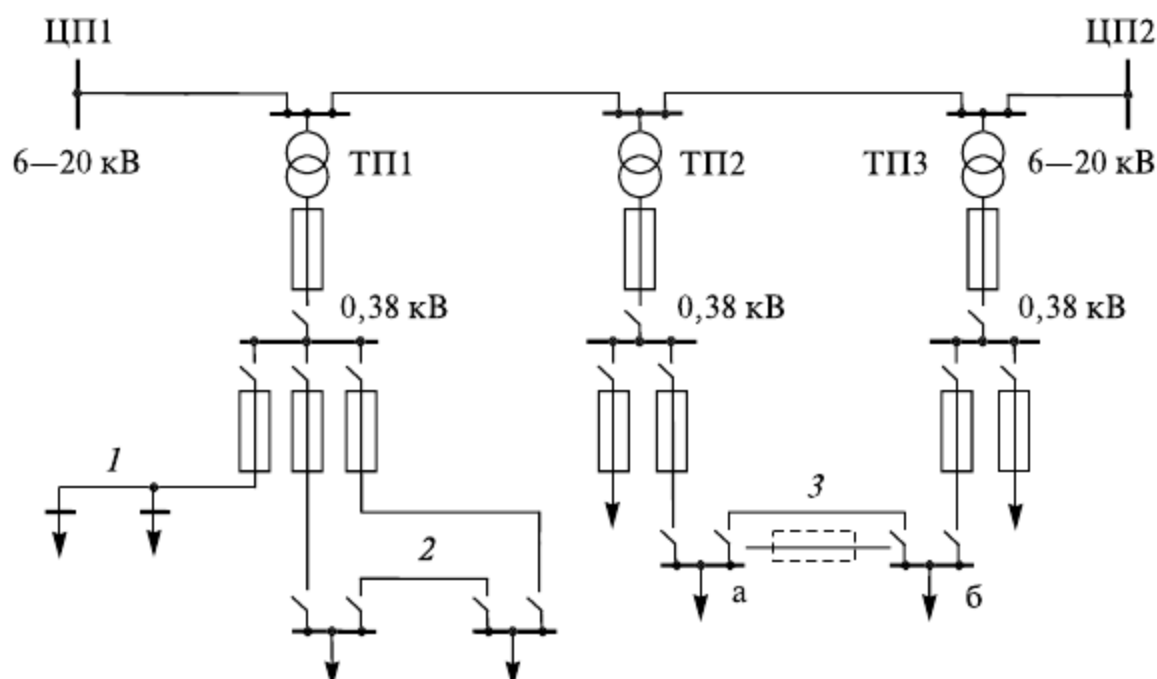


Рис. 11.22. Схема сети 6—20 кВ с нерезервируемой и резервируемыми сетями 0,38 кВ

В сельских и городских сетях применяют также пятипроводные сети, состоящие из трех основных фазных проводов, нулевого и дополнительного фазного провода для электроприемников уличного освещения (рис. 11.21).

Если нагрузка уличного освещения велика, то для него может быть проложен не один дополнительный фазный провод, а два или три.

К простейшим относятся радиальные нерезервируемые сети 1 (рис. 11.22), в которых повреждение данной линии 0,38 кВ вызывает обесточивание всех электроприемников, подключенных к ней. Для повышения надежности электроснабжения по сети 0,38 кВ используют петлевые схемы 2. В них каждый потребитель может получать напряжение по двум линиям, подключенным к одной ТП. В нормальном режиме петля в каком-то одном месте разомкнута, т.е. сеть оказывается радиальной. Если напряжение на одной линии исчезает, то обесточенный потребитель может быть переключен на другую линию.

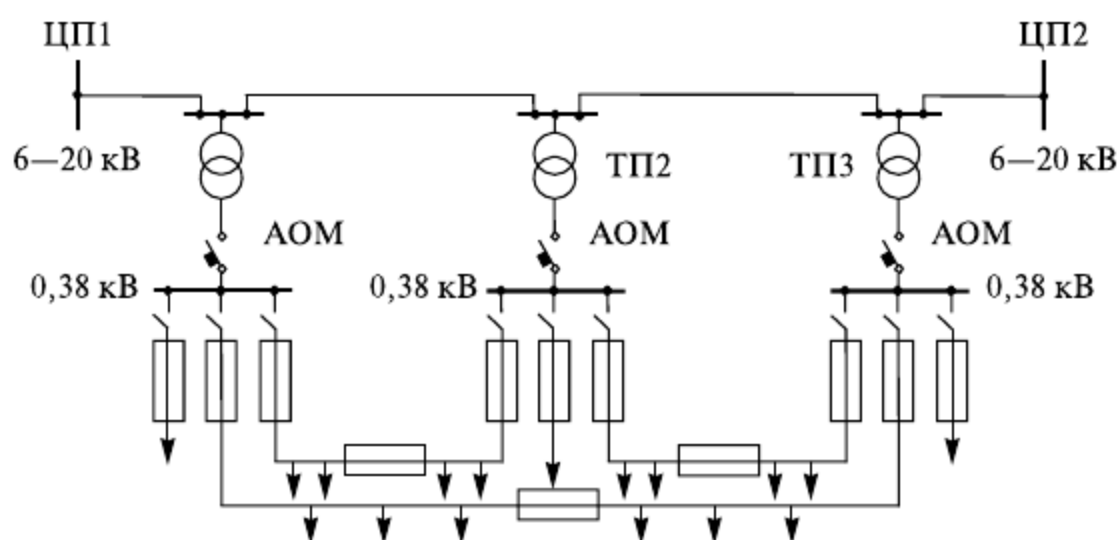


Рис. 11.23. Схема сложноразомкнутой сети 0,38 кВ с автоматами обратной мощности

Петлевая схема может быть выполнена с подключением двух линий 0,38 кВ к различным ТП2 и ТП3 (см. рис. 11.22 — сеть 3). Эта схема используется в случаях, когда ТП2 и ТП3 расположены на незначительном расстоянии друг от друга, что характерно для городских условий. При нормальных условиях она работает, как и схема 2, в разомкнутом режиме. Замыкание этой сети приводит к созданию контура, содержащего участки линий напряжением 6—20 кВ и 0,38 кВ. В замкнутом режиме могут быть снижены потери мощности и улучшено качество напряжения. Однако при коротком замыкании в любой точке сети 3 будет возникать обесточивание всех потребителей, подключенных к ней. Чтобы этого не происходило, на участке а — б следует установить защитный предохранитель (на схеме показан пунктиром).

В системах электроснабжения городов возможно применение схемы сложноразомкнутой сети 0,38 кВ (рис. 11.23). Здесь между отдельными ТП имеется несколько связей, на которых установлены предохранители. При повреждении какого-либо участка сети 0,38 кВ перегорают ближайшие к нему предохранители, а на остальных участках напряжение сохраняется. В нормальном режиме мощность по каждому трансформатору ТП направлена от шин 6—20 кВ к шинам 0,38 кВ. Для обеспечения селективности отключения коротких замыканий в сети напряжением 6—20 кВ на трансформаторах ТП со стороны 0,38 кВ устанавливают автоматы обратной мощности (АОМ), которые отключаются при возникновении противоположного направления мощности, т.е. от шин 0,38 кВ к шинам 6—20 кВ.

Контрольные вопросы

1. Какие электрические сети относятся к системообразующим, а какие — к распределительным?
2. От чего зависят возможные конфигурации электрических сетей?
3. Какие требования предъявляются к схемам электрических сетей?
4. Какие известны подходы к учету надежности электроснабжения при выборе схем электрических сетей?
5. Что понимается под обеспечением гибкости схемы электрической сети?
6. Какие известны радиальные и замкнутые конфигурации электрических сетей?
7. В чем сущность блочной и связной схем протяженных электропередач? Каковы их достоинства и недостатки?
8. Как подключаются устройства поперечной и продольной компенсации в протяженных электропередачах?
9. Какие существуют способы присоединения подстанций к одной радиальной и двойной радиальной сети?
10. Как могут подключаться подстанции к сети с двумя центрами питания?
11. Чем отличается распределительный пункт от подстанции?
12. Какие требования предъявляются к схемам распределительных устройств?
13. Какие известны блочные схемы подстанций?
14. В чем сущность схем мостика и четырехугольника?
15. Чем отличается секция шин от системы шин?
16. Каково назначение секционного, шиносоединительного и обходного выключателей?
17. Каково назначение обходной системы шин?
18. Как подключается линия в схеме с двумя секциями шин и обходной системой шин?
19. Как подключается линия в схеме с двумя системами шин и обходной системой шин?
20. Как подключаются линии в схеме с полутора выключателями на присоединение?
21. Какие известны схемы распределительных устройств низшего напряжения одно- и двухтрансформаторных подстанций?
22. Каковы особенности построения систем распределения электроэнергии в городах?
23. Как формируется схема внешнего электроснабжения городов?
24. В чем отличие городских питающих и распределительных сетей 10 (6) кВ?
25. Какие известны схемы питающих сетей 10 (6) кВ?
26. С помощью каких аппаратов могут подключаться к сети трансформаторы 10 (6)/0,38 кВ?
27. Как выглядят схема радиальной нерезервированной и схема с двумя источниками питания городской распределительной сети?
28. В чем сущность двухлучевых схем распределительных сетей с АВР на стороне высшего и низшего напряжения?
29. Какие системы напряжений могут применяться в сельских сетях?
30. Каковы особенности построения систем распределения электроэнергии в сельской местности?

31. Каково назначение секционирующих устройств? Где они устанавливаются? В виде каких аппаратов могут выполняться?
32. Как подключаются трехфазные и однофазные электроприемники к четырехпроводной сети напряжением 0,38 кВ?
33. Как выполняется сеть 0,38 кВ при наличии уличного освещения?
34. Как формируются разомкнутые нерезервируемые и петлевые схемы сетей 0,38 кВ?
35. Каково назначение автоматов обратной мощности в замкнутых сетях 0,38 кВ?

Примеры решения задач

Задача 11.1. В нормальном режиме работы подстанции, содержащей два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (см. рис. 11.7, в) включены выключатели 1, 2 и разъединители 3, 4, 5, 6 и P_1 . Разъединитель P_2 отключен. Со стороны низшего напряжения трансформаторы включены параллельно на общие шины. Определите порядок переключения на основном оборудовании подстанции для вывода в ремонт разъединителя. Необходимые операции с цепями вторичной коммутации не учитывать.

Решение. Для того чтобы можно было вывести в ремонт разъединитель P_2 , необходимо снять напряжение с обоих его контактов и по условию безопасного производства работ создать видимые разрывы со всех сторон. Оперативные переключения производим в следующем порядке:

1) отключаем выключателем трансформатор Т2 со стороны низшего напряжения. При этом всю нагрузку подстанции примет на себя трансформатор Т1;

2) отключаем разъединитель P_1 перемычки. Это можно сделать, так как через него никакой ток не проходит. В результате будет снято напряжение с левых контактов разъединителя P_2 ;

3) отключаем разъединитель 6 в цепи трансформатора, он током также не был нагружен;

4) отключаем линейный разъединитель 5 (он также без тока), снимая тем самым напряжение с правых контактов разъединителя P_2 .

В результате проведенных отключений относительно разъединителя P_2 созданы видимые разрывы на разъединителях P_1 , 5 и 6. Заметим, что до начала ремонтных работ на разъединителе P_2 должен быть также выполнен ряд мероприятий по условию техники безопасности (проверка отсутствия напряжения, наложение заземления и др.).

Задача 11.2. В нормальном режиме работы подстанции с двумя секциями шин и обходной системой шин (см. рис. 11.10, б) включены выключатели 1—6 и разъединители 7—20. Секционный СВ и обходной ОВ выключатели, а также разъединители 21—29 отключены. Создайте схему, в которой выключатель 1 заменен обходным ОВ для вывода его в ремонт. Необходимые операции с цепями вторичной коммутации не учитывать.

Решение. 1. Включаем разъединитель 21, подавая тем самым напряжение с I секции шин на нижние контакты обходного выключателя ОВ.

2. Включаем разъединитель 26. Он с двух сторон, так же как и обходная система шин, находится без напряжения.

3. Включаем обходной выключатель ОВ, подавая тем самым напряжение на обходную систему шин от I секции шин. Если бы там оказалось короткое замыкание, то защита на обходном выключателе сразу же его бы отключила.

4. Включаем разъединитель 23. Это можно сделать, так как I секция шин и обходная система шин находятся под одним и тем же напряжением. Поэтому в момент включения разъединителя 23 через него может протекать лишь незначительная уравнительная сила тока, которая не представляет никакой опасности. После включения разъединителя 23 нагрузка линии Л будет проходить по двум параллельным цепям: I секция шин — 8 — 1 — 7 — Л и I секция шин — 21 — ОВ — 26 — 23 — Л.

5. Отключаем выключатель 1. При этом вся нагрузка линии Л начнет передаваться только по цепи I секции шин — 21 — ОВ — 26 — 23 — Л.

6. Отключаем разъединители 7 и 8, создавая тем самым видимые разрывы с двух сторон от выключателя 1.

В результате таких операций выключатель 1 оказался замененным обходным выключателем ОВ.

Подобными операциями поочередно можно заменить любой другой выключатель.

Задача 11.3. На подстанции с двумя несекционированными системами шин (см. рис. 11.10, *г*) все линии и трансформаторы питаются с I системы шин. При этом включены выключатели 1—6 и разъединители 7—13, 16. Шиносоединительный выключатель ШСВ и разъединители 14, 15, 17—20 отключены. Переведите все присоединения на II систему шин. Необходимые операции с цепями вторичной коммутации не учитывать.

Решение. 1. Включаем шиносоединительный выключатель ШСВ. Поскольку разъединители 9 и 16 по условию задачи были включены, то включением ШСВ будет подано напряжение на II систему шин. В результате обе системы шин окажутся под одним напряжением.

2. Включаем поочередно разъединители всех присоединений со стороны II системы шин: 14, 15, 17, 18, 19, 20. При включении разъединителя 14 произойдет дополнительное соединение I и II системы шин. Но при этом возможна лишь небольшая неопасная сила тока, так как системы шин уже были соединены через выключатель ШСВ.

3. Отключаем поочередно разъединители всех присоединений от I системы шин: 7, 8, 10, 11, 12, 13. При этом каждый из этих разъединителей будет разрывать лишь уравнительную силу тока, что не представляет опасности.

ГЛАВА 12

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

12.1. Предварительные замечания

Общая задача, возникающая при проектировании систем передачи и распределения электроэнергии, заключается в выборе самых рациональных решений и наилучших параметров этих решений. При этом приходится решать следующее наиболее характерные задачи:

- выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения (воздушная, кабельная);
- выбор количества цепей каждой из линий и количества трансформаторов подстанций;
- выбор номинального напряжения линий;
- выбор материала и площадей сечений проводов линий;
- выбор схем подстанций;
- обоснование технических средств обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей;
- выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения;
- обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети;
- выбор средств повышения пропускной способности сети.

Методика технико-экономических расчетов и соответствующие критерии экономической эффективности выбираются в зависимости от формулировки задачи. Применительно к элементам систем передачи и распределения электроэнергии в зависимости от их назначения условно можно выделить следующие задачи [48]:

- выдача мощности проектируемой электростанции в систему;
- присоединение нового потребителя к существующей электрической сети;
- развитие электрической сети для повышения надежности электроснабжения потребителей;
- развитие электрической сети для повышения экономичности ее функционирования.

Конечно, объекты системы передачи и распределения электроэнергии могут иметь и комплексное назначение. Например, присоединение новой электростанции для выдачи ее мощности в систему одновременно может служить и средством повышения надежности системообразующей сети. Если решается задача подключения к сети нового потребителя, то эффект проявляется прежде всего за счет продажи дополнительной электроэнергии. При этом, как правило, принятие решения по варианту развития электрической сети осуществляется на основании сравнительной эффективности различных вариантов, которые могут учитывать одновременно и фактор надежности.

Если основной целью развития сети является повышение надежности, то она может быть достигнута за счет сооружения дополнительных резервных линий, глубоких вводов повышенного напряжения в центры нагрузок, увеличения числа транс-

форматоров на подстанции и др. Данные мероприятия одновременно способствуют повышению экономичности функционирования сети за счет снижения потерь мощности и электроэнергии.

Любое решение по развитию электрической сети связано с более общей задачей развития энергосистемы в целом. Действительно, например, подключение к сети нового потребителя может быть осуществлено лишь в том случае, если в системе есть резерв генерирующей мощности. В противном случае должны быть учтены затраты на создание дополнительных генерирующих источников и их эксплуатацию. Однако при решении частных задач электрических сетей оценку эффективности развития всей энергосистемы бывает произвести затруднительно. Поэтому обычно в таких случаях учет необходимого развития генерирующих мощностей осуществляют посредством соответствующей оценки стоимости 1 кВт·ч потерь электроэнергии в электрических сетях.

12.2. Основные экономические показатели

К основным экономическим показателям систем передачи и распределения электроэнергии отнесем капитальные затраты (инвестиции), ежегодные издержки (годовые эксплуатационные расходы), чистый дисконтированный доход и срок окупаемости капитальных затрат на сооружаемый объект.

Капитальные затраты (инвестиции) — это единовременные (разовые) денежные средства, которые необходимы для строительства новых или реконструкции существующих объектов. Применительно к системам передачи и распределения электроэнергии капитальные затраты (стоимость сооружения) можно представить в виде следующих составляющих:

$$K = K_{\text{пс1}} + K_{\text{л}} + K_{\text{пс2}}, \quad (12.1)$$

где $K_{\text{пс1}}$, $K_{\text{пс2}}$ — стоимость повышающих и понижающих подстанций; $K_{\text{л}}$ — стоимость сооружения линии электропередачи.

Стоимость каждого элемента системы, учитываемого в формуле (12.1), определяется многими факторами. Так, на стоимость сооружения воздушной линии электропередачи влияют ее номинальное напряжение, конструкция фазы и сечения проводов, количество цепей, тип и материал опор, климатические районы сооружения линии по гололеду и по ветру, характер рельефа местности и условия прохождения трассы линии (населенная, ненаселенная местность), удаленность от производственных баз и др. Конечная стоимость линии рассчитывается при ее проектировании на основании выполнения сметного расчета по заранее определенным перечисленным факторам. На начальной стадии принятия решений обычно неизвестными (варьируемыми) факторами являются номинальное напряжение и площадь сечения проводов фазы линии. Остальные факторы обычно заданы при проектировании каждой определенной линии. Поэтому выбор рациональных параметров линии (напряжение, площади сечения проводов) приходится осуществлять на основании сравнения их многочисленных вариантов до составления детальной сметы. В этих условиях для оценки стоимости используют накопленный опыт проектирования и строительства линий, на основе которого разработаны укрупненные показатели стоимости [66]. Для воздушных линий электропередачи стоимость 1 км представляется в виде таблиц для различных номинальных напряжений, типов и материалов опор в зависимости от сечений проводов фаз. Для использования укрупненных показателей стоимости

в сравнительных технико-экономических расчетах табличные значения стоимости часто аппроксимируют, представляя зависимость стоимости от искомых параметров (площади сечения проводов или напряжения линии и сечения). Так, при фиксированном напряжении стоимость 1 км линии в зависимости от площади сечения F , мм², описывают линейной зависимостью

$$K_{\text{л}} = a + bF, \quad (12.2)$$

где a, b — коэффициенты аппроксимации.

Зависимость стоимости 1 км линии от сечения и напряжения U одновременно представляют в виде

$$K_{\text{л}} = A_{\text{л}} + B_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{л}} F, \quad (12.3)$$

где $A_{\text{л}}, B_{\text{л}}, C_{\text{л}}$ — коэффициенты аппроксимации.

Значения коэффициентов аппроксимации $A_{\text{л}}, B_{\text{л}}, C_{\text{л}}$ для воздушных линий напряжением 35—500 кВ по данным работы [72] приведены в табл. 12.1 (в ценах 1977 г.).

Стоимость подстанции укрупненно может быть представлена в виде

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^I K_{\text{Ti}} n_{\text{Ti}} + \sum_{j=1}^J K_{\text{ячj}} n_{\text{ячj}} + \sum_{k=1}^K K_{\text{куk}} n_{\text{куk}} + K_{\text{п}}, \quad (12.4)$$

где $K_{\text{Ti}}, K_{\text{ячj}}, K_{\text{куk}}$ — стоимость однотипных трансформаторов (автотрансформаторов), ячеек распределительных устройств и компенсирующих устройств соответственно; $n_{\text{Ti}}, n_{\text{ячj}}, n_{\text{куk}}$ — соответственно количество однотипных элементов из общего числа I, J, K .

При этом под ячейкой подразумевается набор оборудования для присоединения линии, трансформатора или шин, состоящий из выключателя, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и др.

В стоимость подстанции входит также постоянная составляющая капитальных затрат $K_{\text{п}}$, включающая стоимости здания щита управления, релейной защиты и автоматики, оборудования собственных нужд подстанции, водо- и теплоснабжения, ограждения, дорог, освещения территории и др. Эта стоимость задается в укрупненных показателях в зависимости от первичной схемы и числа присоединений распределительного устройства высшего напряжения подстанции.

Таблица 12.1

Коэффициенты аппроксимации к формуле (12.3)

Климатический район по гололеду	Количество цепей	Опора	Коэффициенты		
			$A_{\text{л}}$, тыс. руб./км	$B_{\text{л}} \cdot 10^{-6}$, тыс. руб./ (км·кВ ²)	$C_{\text{л}} \cdot 10^{-3}$, тыс. руб./ (км·мм ²)
II	1	Стальная железобетонная	9,63 6,44	87,5 71,3	13 16
	2	Стальная железобетонная	11,04 8,70	255 214	29 36
IV	1	Стальная железобетонная	12,20 5,72	88 69	16 21
	2	Стальная железобетонная	15,74 14,83	322 126	22 26

Наряду с укрупненными показателями стоимости отдельных видов оборудования подстанции так же, как и для линий электропередачи, могут быть представлены в виде аппроксимирующих зависимостей. Так, стоимость одного трансформатора (автотрансформатора)

$$K_T = A_T + B_T U_{\text{ном}}^2 + C_T S_{\text{Тном}}, \quad (12.5)$$

стоимость одной ячейки с выключателем

$$K_{\text{яч}} = A_{\text{яч}} + B_{\text{яч}} U_{\text{ном}}^2, \quad (12.6)$$

где $A_T, A_{\text{яч}}, B_T, B_{\text{яч}}, C_T$ — коэффициенты аппроксимации (табл. 12.2).

Стоимость компенсирующих устройств (батарей конденсаторов, шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов) укрупнено определяется по их мощности $Q_{\text{ку}}$:

$$K_{\text{ку}} = A_{\text{ку}} Q_{\text{ку}}, \quad (12.7)$$

где $A_{\text{ку}}$ — коэффициент аппроксимации (см. табл. 12.2).

Постоянная часть затрат приближенно может быть определена по выражению

$$K_{\text{п}} = A_{\text{п}} + B_{\text{п}} U_{\text{ном}}^2, \quad (12.8)$$

где $A_{\text{п}}, B_{\text{п}}$ — коэффициенты аппроксимации (см. табл. 12.2).

Средние значения коэффициентов аппроксимации для подстанций с высшим напряжением 110—1150 кВ по данным работы [72] приведены в табл. 12.2 (в ценах 1977 г.).

Таблица 12.2

Значения коэффициентов аппроксимации для расчета стоимостей подстанций

Коэффициент	Среднее значение
A_T , тыс. руб.	20
B_T , тыс. руб./кВ ²	$1,43 \cdot 10^{-3}$
C_T , тыс. руб./МВ·А	0,886
$A_{\text{яч}}$, тыс. руб.	15
$B_{\text{яч}}$, тыс. руб./кВ ²	$2,1 \cdot 10^{-3}$
$A_{\text{ку}}$, тыс. руб./Мвар	
для шунтирующих реакторов при напряжении, кВ:	
110	1,7
330	1,9
500	2,1
750	2,9
для батарей конденсаторов при напряжении, кВ:	
10	5,1
35	4,6
110	4,2
$A_{\text{п}}$, тыс. руб.	50
$B_{\text{п}}$, тыс. руб./кВ ²	$13 \cdot 10^{-3}$

Цены 1977 г., по которым вычислены коэффициенты, приведенные в табл. 12.1 и 12.2, с течением времени, конечно, изменились, особенно после 1991 г., и продол-

жают изменяться. Это вызывает серьезные затруднения при проведении технико-экономических расчетов, особенно при учебном проектировании. Обобщенный анализ изменения цен с учетом рекомендаций, приведенных в работах [33, 64], позволяет предложить переход от стоимостей, полученных по эмпирическим зависимостям на основании табл. 12.1 и 12.2, к стоимости в российских рублях на уровне 2005 г. путем введения повышающего коэффициента $k_{2005} = 82$. При этом подчеркнем, что такая рекомендация дается исключительно в целях учета логических связей между стоимостью и соответствующими техническими параметрами и упрощения при проведении расчетов. С указанными оговорками коэффициент k_{2005} можно использовать только в учебных целях и только для сравнительных технико-экономических расчетов.

Аналогичный подход рекомендуется и в работе [64], где приведены базовые показатели стоимости элементов системы передачи и распределения электроэнергии (цены 1991 г.) и индексы цен по капитальным вложениям в 2002—2003 гг. по отношению к уровню сметных цен 1991 г.

Ежегодные издержки — это годовые эксплуатационные расходы, необходимые для эксплуатации сооружений и устройств системы передачи и распределения электроэнергии. Они включают:

- отчисления на амортизацию объектов электрической сети;
- расходы на эксплуатацию (текущий ремонт и обслуживание);
- стоимость потерянной электроэнергии в элементах сети.

Сущность амортизационных отчислений основывается на том, что каждый объект электрической сети рассчитан на определенный срок службы t_c . Во время эксплуатации с течением времени объект приходит в негодность. Если ставится задача сооружения нового объекта взамен старого после окончания его срока службы (т.е. задача осуществления воспроизводства), то за этот период должны быть накоплены соответствующие средства. Это накопление и делается за счет амортизационных отчислений. Нормы на амортизацию за один год выбирают в долях от первоначальных капитальных затрат K в зависимости от расчетного срока службы t_c , лет объекта:

$$p_a = \frac{K - K_{\text{л}}}{K t_c},$$

где $K_{\text{л}}$ — ликвидная (остаточная) стоимость объекта после прекращения его функционирования, включающая стоимость материалов и оборудования, которые могут быть использованы по другому назначению после ликвидации данного объекта.

Из этой формулы видно, что норма на амортизацию обратно пропорциональна сроку службы. Например, значение p_a для линий электропередачи на деревянных опорах должно быть принято больше, чем для линий на металлических опорах, так как срок службы последних выше.

Расходы на амортизацию должны определяться с учетом как физического, так и морального износа оборудования. При этом под моральным износом понимается ситуация, когда с течением времени выпускаемое новое оборудование того же назначения обладает лучшими техническими характеристиками. Например, традиционно основным фактором морального износа трансформаторов считают повышенные потери мощности в их устаревших типах, отсутствие встроенных устройств регулирования напряжения и др.

Зная норму отчислений на амортизацию, ежегодные расходы на амортизацию определяют по формуле

$$I_a = p_a K. \quad (12.9)$$

Расходы на эксплуатацию электрической сети включают в себя ежегодные затраты на текущий ремонт и техническое обслуживание. Текущий ремонт необходимо выполнять для поддержания соответствующего технического состояния электрической сети (замена поврежденных изоляторов на линии, покраска металлических опор и др.). Для этого нужно иметь ежегодные расходы на материалы, оборудование, топливо для транспорта, заработную плату персоналу (ремонтному, оперативному, техническому и управленческому).

Эксплуатационные расходы зависят от напряжения и конструкции линий, подстанций. В проектных расчетах их определяют в долях p_o от капитальных затрат:

$$I_o = p_o K. \quad (12.10)$$

Поскольку капитальные затраты в линии зависят от сечения проводов, то такое вычисление эксплуатационных расходов допустимо лишь при определении общих годовых издержек. На самом же деле I_o не зависят от сечения проводов. Поэтому при выборе сечения проводов их следует принимать постоянными и исключать из рассмотрения.

В таблице 12.3 по данным работы [66] приведены нормы на амортизацию и обслуживание сети.

Стоимость потерянной электроэнергии в электрической сети может быть представлена так:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_n \beta_n + \Delta W_x \beta_x, \quad (12.11)$$

где $\Delta W_n, \Delta W_x$ — соответственно годовые нагрузочные потери энергии и потери холостого хода; β_n, β_x — стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Если для расчета потерь электроэнергии применить метод времени наибольших потерь, то формула (12.11) принимает вид

$$I_{\Delta W} = \Delta P_{нб} \tau \beta_n + \Delta P_x T \beta_x, \quad (12.12)$$

где $\Delta P_{нб}$ — нагрузочные потери мощности в режиме наибольших нагрузок; ΔP_x — потери мощности холостого хода; τ — время наибольших потерь; T — продолжительность работы в году рассматриваемого элемента сети.

Наличие потерь электроэнергии в электрической сети приводит к необходимости дополнительной выработки электроэнергии на электростанциях и, как следствие, дополнительным расходам финансовых средств энергосистемы на производство и передачу электроэнергии. Эти дополнительные расходы зависят от многих факторов: типов электростанций в системе, стоимости 1 кВт установленной мощности на электростанциях, удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии и его стоимости и др.

Таблица 12.3

Ежегодные издержки на амортизацию (включающие капитальный ремонт и реновацию (восстановление) и обслуживание элементов электрической сети

Наименование элементов сети	Норма в долях от капитальных затрат	
	на амортизацию	на текущий ремонт и обслуживание
Воздушные линии 35 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах	0,024	0,004
Кабельные линии до 10 кВ, проложенные в земле:		
со свинцовой оболочкой	0,023	0,020
с алюминиевой оболочкой	0,043	0,020
с пластмассовой изоляцией	0,053	0,020
Кабельные линии, проложенные в земле, напряжением:		
20—35 кВ	0,034	0,020
100—220 кВ	0,025	0,020
Электрооборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС):		
до 150 кВ	0,064	0,030
220 кВ и выше	0,064	0,020
Электрооборудование и распределительные устройства ГЭС:		
до 150 кВ	0,058	0,030
220 кВ и выше	0,058	0,020

Поскольку нагрузка в системе изменяется в соответствии с суточным графиком нагрузки, то электростанции в течение 1 суток загружаются не одинаково. В режимах наибольших нагрузок вынужденно загружают как экономичные, так и неэкономичные электростанции, а в других (не максимальных) режимах появляется возможность неэкономичные станции держать в резерве. Поэтому в режимах наибольших нагрузок стоимость выработки электроэнергии оказывается выше, чем при средних и наименьших нагрузках. Следовательно, стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии в сетях также должна приниматься различной для потерь холостого хода (которые соответствуют потребителю с неизменной нагрузкой в течение 1 суток) и нагрузочных потерь, соответствующих потребителю, работающему с переменной в течение 1 суток нагрузкой, т.е. должно быть соотношение $\beta_n > \beta_x$. Поэтому оценку стоимости нагрузочных потерь электроэнергии связывают с режимом работы элемента сети через такие параметры графиков нагрузки, как время наибольших потерь τ и коэффициент попадания наибольшей нагрузки данного элемента сети в максимум нагрузки энергосистемы:

$$k_m = P_m / P_{нб},$$

где P_m — нагрузка данного элемента сети в максимум нагрузки энергосистемы; $P_{нб}$ — наибольшая нагрузка элемента сети в его суточном графике.

Смысл коэффициента k_m пояснен на рис. 12.1, где мощность системы в режиме наибольших нагрузок $P_{снб}$, а мощность рассматриваемого элемента сети при этом P_m меньше его наибольшей нагрузки $P_{нб}$. Очевидно, что значение $k_m \leq 1$, при этом $k_m = 1$ в случае, когда нагрузка потребителя $P_{нб}$ совпадает во времени с нагрузкой системы $P_{снб}$.

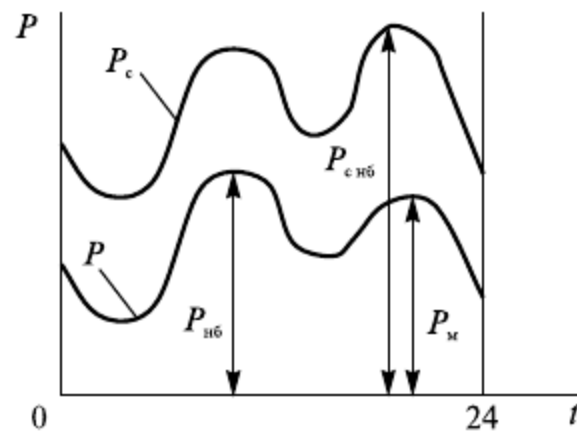


Рис. 12.1. Суточные графики нагрузки системы (P_c) и элемента сети (P)

На основе описанного общего подхода к оценке стоимости 1 кВт·ч потерь электроэнергии в работе [66] предложены зависимости удельных затрат в системе на возмещение потерь электроэнергии, приведенные на рис. 12.2 (в ценах 1985 г.). Таким образом, стоимость 1 кВт·ч рекомендуется принимать в зависимости от региона сооружения сети (от него зависит структура электростанций в соответствующей энергосистеме) и параметра τ / k_m^2 .

При этом обычно полагается продолжительность работы элемента сети в году, равная 8760 ч, и соответственно для определения стоимости потерь холостого хода $\tau / k_m^2 = 8760$ ч.

Вместе с тем в работе [53] отмечается, что отдельные авторы указывают на заниженные удельные затраты на покрытие потерь электроэнергии, получаемые по рис. 12.2, и рекомендуют их увеличивать в 1,5 раза.

С учетом динамики цен [33, 64] переход от стоимости 1 кВт·ч потерь энергии (см. рис. 12.2) к стоимости, в рублях на уровне 2005 г., может быть осуществлен посредством повышающего коэффициента $k_\beta = 64$. При этом подчеркнем, что такая рекомендация может быть использована исключительно в учебных целях и только для сравнительных технико-экономических расчетов.

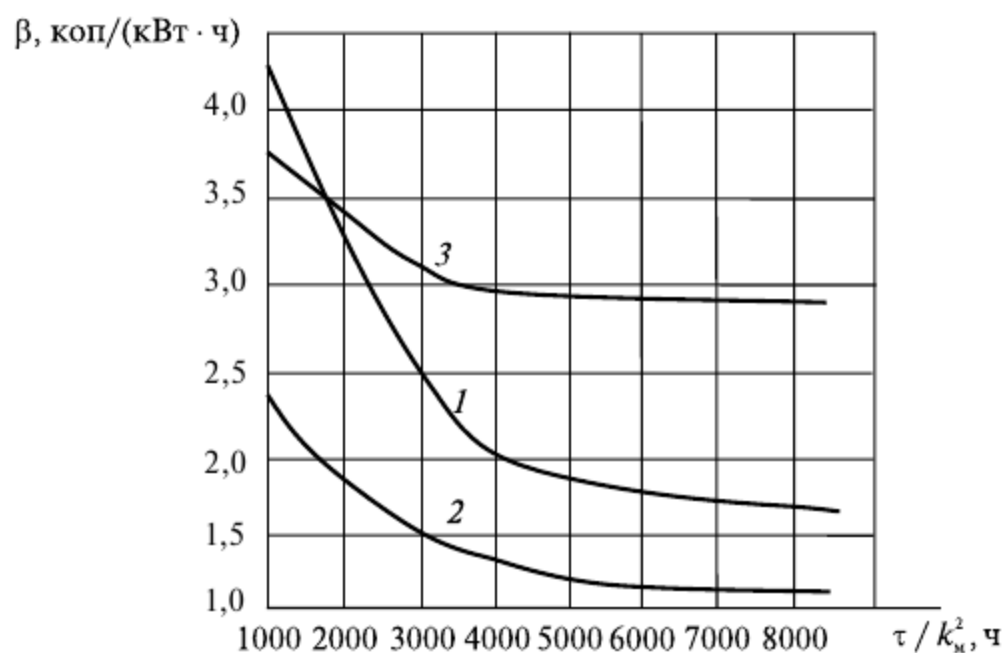


Рис. 12.2. Удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии в электрических сетях: 1 — ОЭС европейской части России; 2 — ОЭС Сибири; 3 — ОЭС Востока

В работе [64] предлагается затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитывать по тарифу на электроэнергию. Так, на начало 2004 г. средний та-

риф розничного рынка электроэнергии для потребителей Европейской зоны России сложился от 80 до 160 коп./кВт·ч. Например, для потребителей Белорусской энергосистемы в 2004 г. средний тариф в российских денежных единицах составил 132 коп./кВт·ч. Вместе с тем в работе [64] отмечается, что строгая идеология ценообразования на рынке электроэнергии в настоящее время отсутствует.

Таким образом, ежегодные издержки можно определить по формуле

$$\begin{aligned} I &= I_a + I_{\varepsilon} + I_{\Delta W} = p_a K + p_{\varepsilon} K + \Delta W_n \beta_n + \Delta W_x \beta_x = \\ &= (p_a + p_{\varepsilon}) K + \Delta W_n \beta_n + \Delta W_x \beta_x. \end{aligned} \quad (12.13)$$

Если проектирование элемента сети вести из условия, что после окончания срока его службы он будет не нужен, то из формулы ежегодных издержек исключаются амортизационные отчисления:

$$I = p_{\varepsilon} K + \Delta W_n \beta_n + \Delta W_x \beta_x. \quad (12.14)$$

Удельные ежегодные издержки, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии, обычно называют *себестоимостью передачи электроэнергии*:

$$\beta_n = I/W = I/(P_{нб} T_{нба}), \quad (12.15)$$

где $P_{нб}$ — наибольшая передаваемая мощность; $T_{нба}$ — время использования наибольшей активной мощности.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) в соответствии с работой [45] является одним из основных показателей эффективности инвестиционного проекта. Под ним понимают превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени. При этом **дисконтированием** называют приведение разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капиталовложений и др.) к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта E , выражаемая в долях единицы или в процентах в один год.

Если дисконтирование (приведение) осуществляется к году начала строительства объекта, то показатель ЧДД имеет вид

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t - I_t - K_t}{(1 + E)^t}, \quad (12.16)$$

где D_t — суммарный доход в год t , включающий плату за электроэнергию, получаемую потребителями; I_t — годовые эксплуатационные и другие расходы в год t ; K_t — капитальные затраты в год t ; T — расчетный срок.

Сооружение объекта эффективно только при $\text{ЧДД} > 0$.

Если расчетный срок T не ограничивать сроком службы объекта, то в эксплуатационные расходы должны включаться амортизационные отчисления. Такие условия характерны для задач систем передачи и распределения электроэнергии, которые непрерывно развиваются, модернизируются, поэтому для них невозможно установить определенный срок службы.

В выражении (12.16) норма дисконта E равна процентной ставке за предоставление кредита либо за хранение средств в банке.

Срок окупаемости капитальных затрат — характеризует общую эффективность капитальных затрат K [45]:

$$T_{ок} = K/P, \quad (12.17)$$

где P — прибыль, получаемая за счет сооружения объекта.

Применительно к электрическим сетям иногда используют следующее выражение срока окупаемости:

$$T_{ок} = K/(I_1 - I_2), \quad (12.18)$$

где K — капитальные затраты, используемые для усовершенствования (развития) объекта электрической сети; I_1, I_2 — годовые издержки до и после реализации капитальных затрат, $I_2 < I_1$, например за счет снижения стоимости потерь электроэнергии.

12.3. Критерии сравнительной технико-экономической эффективности

Если рассматривается эффективность сооружения объекта электрической сети с заранее заданными техническими параметрами, например, такими как номинальное напряжение и сечения проводов линии электропередачи, к которой подключается новый потребитель, то в качестве экономического критерия может использоваться чистый дисконтированный доход, определяемый по выражению (12.16). В этом случае эффект от сооружения линии проявляется за счет продажи системой дополнительного количества электроэнергии. Как уже отмечалось, целесообразность сооружения такого объекта будет при ЧДД > 0 .

Однако в большинстве случаев технико-экономического анализа решение определенной задачи развития электрической сети может быть осуществлено различными вариантами. В таких случаях по выражению (12.16) ЧДД подсчитывается по каждому намеченному варианту, и лучшим вариантом считается тот, для которого чистый дисконтированный доход наибольший:

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1+E)^t} \rightarrow \max, \quad (12.19)$$

где i — номер варианта; I_{ti} — издержки в год t с учетом амортизационных отчислений; T — расчетный срок, не ограниченный сроком службы объекта, в пределе $T = \infty$.

Таким образом, в данном случае решается задача *сравнительной* эффективности.

Если в качестве расчетного срока T принимать период от начала капиталовложений до завершения срока службы объекта, то в формуле (12.19) следует учесть его ликвидную стоимость $K_{л}$ [48]:

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1+E)^t} + \frac{K_{л}}{(1+E)^T} \rightarrow \max. \quad (12.20)$$

В формулу (12.20) ежегодные издержки I_{ti} в год t подставляют без учета амортизационных отчислений, т.е. вычисленные по формуле (12.14).

Заметим, что выражения ЧДД (12.19) и (12.20) позволяют осуществлять сравнение вариантов с различным производственным эффектом. Вместе с тем во многих задачах систем передачи и распределения электроэнергии рассматриваются только

технически взаимозаменяемые (допустимые) варианты с одинаковым производственным эффектом, которые, например, удовлетворяют требованиям одинаковой пропускной способности (передаваемой мощности), одинаковой надежности и др. В таких случаях доход D_{ii} оказывается одинаковым и поэтому от критерия ЧДД по формулам (12.19) и (12.20) можно перейти к затратным критериям соответственно:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ii} + K_{ii}}{(1+E)^t} \rightarrow \min \quad (12.21)$$

или

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ii} + K_{ii}}{(1+E)^t} - \frac{K_{\text{л}}}{(1+E)^T} \rightarrow \min .$$

Здесь критерий максимума ЧДД заменен критерием минимума затрат.

Для весьма распространенных случаев, когда после года T капитальные вложения уже не производятся, а ежегодные издержки остаются неизменными, из формулы (12.21) получен экономический критерий сравнительной эффективности в виде

$$Z_i = E \sum_{t=1}^T (K_{ii} + I_{ii})(1+E)^{T-t} + I_{\text{пост}} , \quad (12.22)$$

где $I_{\text{пост}}$ — неизменные ежегодные издержки в режиме проектной эксплуатации объекта после T -го года.

На основе выражения (12.21) получен также экономический критерий в виде

$$Z_i = \sum_{t=1}^T (EK_{ii} + \Delta I_{ii})(1+E)^{T-t} \rightarrow \min , \quad (12.23)$$

где ΔI_{ii} — изменение годовых эксплуатационных расходов в t -м году по сравнению с $(t-1)$ -м годом.

Критерий (12.23) так же, как и критерий (12.22), предполагает, что через T лет объект выходит на проектную мощность, после чего годовые эксплуатационные расходы остаются неизменными.

Многие объекты строятся в течение 1 года. К таким объектам относятся короткие воздушные линии, подстанции небольшой мощности, распределительные воздушные и кабельные сети, компенсирующие устройства и др. При этом после ввода их в эксплуатацию, т.е. со второго года после начала строительства, ежегодные издержки не остаются постоянными, так как изменяется стоимость потерь электроэнергии. Применительно к таким весьма распространенным условиям формула приведенных затрат (12.21) может быть преобразована к виду

$$Z_i = K_i + \sum_{t=2}^T \frac{I_{ii}}{(1+E)^{t-1}} \rightarrow \min , \quad (12.24)$$

где K_i — капитальные затраты в первый год для i -го варианта.

И, наконец, в случаях когда капитальные вложения в строительство объекта осуществляются за 1 год, после чего объект вводится в эксплуатацию с неизменными

по годам ежегодными издержками, то вместо формулы (12.21) используют формулу *годовых приведенных затрат*, которая представляет собой статический критерий

$$З_i = И_i + EK_i \rightarrow \min, \quad (12.25)$$

который приводит к тем же результатам сравнительной эффективности вариантов, что и формула (12.21).

Этот критерий наиболее строго может быть применен, например, при строительстве линии электропередачи для электроснабжения предприятия, технологический режим которого не изменяется по годам после ввода его в эксплуатацию. В связи с простотой данного критерия он используется и в других случаях, когда срок строительства не более 1 года, а издержки по годам можно считать мало изменяющимися. Удельные приведенные затраты, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии, называют *расчетной стоимостью передачи электроэнергии*:

$$C_n = \frac{З}{W} = \frac{З}{P_{нб} T_{нба}}. \quad (12.26)$$

Экономические критерии (12.21) и (12.25) и их разновидности использовались в условиях централизованной экономики. При этом под показателем E понимался нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат, значение которого для энергетики принималось на уровне 0,12. В условиях рыночной экономики приемы сравнительной эффективности используются аналогичные, но экономический смысл показателя E изменяется. Ставка дисконта E коррелирует с банковским процентом на предоставление кредита на строительство объекта, который на мировом рынке находится в пределах 5—12%, т.е. E может приниматься от 0,05 до 0,12.

Если сравнению подлежат только два варианта сооружения объекта, то вместо приведенных затрат (12.25) может быть использован такой критерий, как срок окупаемости. При сравнительной эффективности различных вариантов показатель срока окупаемости по формуле (12.18) представляется в виде

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{И_2 - И_1} < T_{норм}, \quad (12.27)$$

где K_1, K_2 — капитальные затраты по варианту 1 и 2, причем $K_1 > K_2$; $И_1, И_2$ — годовые издержки по варианту 1 и 2, причем $И_1 < И_2$; $T_{норм}$ — нормативный срок окупаемости.

Таким образом здесь сравнивается вариант 1 с большими капитальными затратами, но с меньшими годовыми издержками, чем по варианту 2. Если $T_{ок} < T_{норм}$, то экономичным будет вариант, по которому больше капитальные затраты, так как дополнительные капитальные затраты $K_1 - K_2$ окупятся достаточно быстро за счет экономии на ежегодных издержках $И_2 - И_1$. Из выражения (12.27) можно записать:

$$И_1 T_{норм} + K_1 < И_2 T_{норм} + K_2$$

или

$$И_1 + \frac{K_1}{T_{норм}} < И_2 + \frac{K_2}{T_{норм}}. \quad (12.28)$$

Сравнивая это выражение с формулой (12.25), можно видеть, что нормативный срок окупаемости есть величина, обратная норме дисконта (нормативному коэффициенту эффективности капитальных затрат):

$$T_{\text{норм}} = 1 / E . \quad (12.29)$$

Так, при $E = 0,12$ нормативный срок окупаемости $T_{\text{норм}} = 8,3$ года.

12.4. Выбор варианта развития электрической сети с учетом надежности электроснабжения и требований экологии

Принципиально известны два подхода к учету надежности электроснабжения при проектировании развития электрической сети: нормативный и экономический. При нормативном подходе опираются на требования к обеспечению надежности электроснабжения, изложенные в ПУЭ [59]. Хотя в этом нормативном документе требования изложены применительно к электроприемникам, их можно распространить и на обобщенных потребителей, представляющих собой некоторую совокупность электроприемников [29]. Например, в качестве обобщенного потребителя может выступать нагрузка, подключенная к шинам напряжением 6—10 кВ понижающей подстанции напряжением (110—35)/6—10 кВ. В соответствии с ПУЭ электроприемники разделяются на три категории.

К наиболее ответственным электроприемникам I категории отнесены такие, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электроприемники I категории должны иметь питание от двух независимых взаимно резервирующих источников электроснабжения. При этом перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника.

Из состава электроприемников I категории выделена *особая группа* электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства в целях предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для таких электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника, в качестве которого могут быть использованы местные электростанции, аккумуляторные батареи и др.

К электроприемникам II категории отнесены те, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроснабжение этих электроприемников рекомендуется обеспечивать от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями оперативного персонала.

Питание электроприемников данной категории допускается по одной воздушной линии либо по одной кабельной линии с двумя и более кабелями, либо через один трансформатор, если обеспечена возможность проведения аварийного ремон-

та в ней или замены повредившегося трансформатора из централизованного резерва за время не более 1 суток.

Остальные электроприемники отнесены к III категории. Их электроснабжение может выполняться от одного источника питания, если время для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышает 1 суток.

Особенности применения такого подхода учета надежности при развитии электрической сети заключаются в следующем.

Во-первых, задаваемые требования к надежности могут быть обеспечены различными вариантами. Следовательно, в любых случаях должна решаться задача сравнительной экономической эффективности различных вариантов развития сети с соблюдением требований обеспечения заданной степени надежности.

Во-вторых, в большинстве случаев обобщенный потребитель содержит электроприемники, относящиеся к различным категориям и требующие различные степени надежности электроснабжения. В этих условиях приходится ориентироваться на более ответственных потребителей, а менее ответственные потребители автоматически получают повышенную степень надежности по сравнению с требуемой по ПУЭ, что экономически не рационально.

В третьих, требования ПУЭ были сформулированы применительно к централизованной экономике, исходя из глобальных народнохозяйственных интересов. Разумеется, в рыночных экономических условиях эти требования должны быть сохранены применительно, по крайней мере, к случаям перерывов электроснабжения, которые приводят к опасности для жизни людей, взрывов, пожаров и, возможно, к другим неблагоприятным последствиям.

В других случаях целесообразно применять экономический подход, использующий понятие экономического ущерба из-за недоотпуска электроэнергии. При централизованной экономике для количественного учета целесообразности резервирования питания потребителей применялось понятие народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения. При рыночной экономике это понятие должно претерпеть некоторые изменения. Действительно, в этих условиях на первый план выдвигаются экономические интересы отдельных организаций: электроснабжающей (поставщика электроэнергии) и потребляющей электроэнергию.

Применительно к электроснабжающей организации экономический ущерб будет проявляться из-за недополучения прибыли по причине недоотпуска электроэнергии вследствие перерывов электроснабжения, штрафных санкций потребителей за недоотпуск электроэнергии, дополнительных затрат на проведение аварийного ремонта повредившихся элементов сети и др. [48]. При этом формула (12.19) чистого дисконтированного дохода для i -го варианта развития сети примет вид

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} + D_{\text{тн}_i} - I_{ti} - K_{ti} - Y_{ti}}{(1 + E)^t} \rightarrow \max, \quad (12.30)$$

где $D_{\text{тн}_i}$ — плата потребителя электроснабжающей организации за заявленную им степень надежности; Y_{ti} — ущерб от перерывов электроснабжения.

Тем не менее в промышленно развитых странах с рыночной экономикой считается приемлемой оценка экономического ущерба от перерывов электроснабжения, нанесенного обществу.

Определение ущерба опирается на значение удельного ущерба и вероятностной характеристики надежности системы передачи и распределения электроэнергии. По

данным литературных источников истинные удельные ущербы в промышленности и торговле в зависимости от страны и условий в секторе потребления составляют на один отказ в питании по мощности от 0,2 до 10 дол./кВт, по электроэнергии 3—50 дол./(кВт·ч) при продолжительности аварийного перерыва питания до 1 ч и 0,5—5 дол./(кВт·ч) при времени перерыва 1 сут. В сельском хозяйстве — ориентировочно 0,55 дол./(кВт·ч).

В работе [66] для ориентировочной сравнительной оценки вариантов развития сети при полном перерыве электроснабжения в зависимости от структуры нагрузки рекомендуются следующие годовые удельные ущербы (в ценах 1985 г.): от аварийных ограничений $\alpha = (5,7—7,6)$ тыс. руб/(кВт·год); от плановых ограничений электроснабжения $\beta = (4,4—7,5)$ тыс. руб/(кВт·год).

В случае использования для сравнения вариантов затратного критерия (12.21) с учетом ущерба получим

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti} + Y_{ti}}{(1+E)^t} \rightarrow \min. \quad (12.31)$$

Статический критерий (12.25) приведенных затрат приобретает вид

$$Z_i = I_i + EK_i + Y_i \rightarrow \min. \quad (12.32)$$

Математическое ожидание годового ущерба от недоотпуска энергии потребителям складывается из двух составляющих:

$$Y = Y_v + Y_n,$$

где Y_v , Y_n — ущербы от вынужденного простоя в результате аварий за продолжительности восстановления питания потребителя после аварии и проведения плановых ремонтов соответственно.

Составляющие ущерба:

$$Y_v = K_v P_{нб} \varepsilon_v \alpha; \quad (12.33)$$

$$Y_n = K_n P_{нб} \varepsilon_n \beta, \quad (12.34)$$

где K_v , K_n — коэффициенты вынужденного простоя при аварии или плановом ремонте, о.е.; $P_{нб}$ — наибольшая нагрузка потребителя; ε_v , ε_n — коэффициенты ограничений мощности потребителя при аварии или плановом ремонте, о.е.; α , β — удельные ущербы от аварийных и плановых ограничений электроснабжения, тыс. руб/(кВт·год).

Коэффициенты ограничений мощности

$$\varepsilon_v = P_{v \text{ откл}} / P_{нб}, \quad \varepsilon_n = P_{n \text{ откл}} / P_{нб},$$

где $P_{v \text{ откл}}$ и $P_{n \text{ откл}}$ — отключаемая часть нагрузки при вынужденных режимах на время устранения аварийных повреждений или плановых ремонтов элементов сети, кВт.

При полном перерыве электроснабжения $\varepsilon_v = 1$ и $\varepsilon_n = 1$.

Коэффициенты вынужденного и планового простоя определяются по формулам:

$$K_v = \omega_v T_v; \quad (12.35)$$

$$K_n = \omega_n T_n, \quad (12.36)$$

где ω_v — параметр потока отказов оборудования, отказ/год; ω_n — средняя частота плановых простоев элементов электрических сетей, простой/год; T_v , T_n — продолжительность восста-

новления повреждения при аварийном (вынужденном) или плановом ремонте элементов сети, год/отказ, год/простой.

Параметры ω_v , ω_n , T_v , T_n , K_v , K_n при проектировании принимаются как среднестатистические (табл. 12.4 и 12.5) в зависимости от вида оборудования и класса номинального напряжения. Для линий эти показатели пересчитываются применительно к заданной длине.

Использование указанных формул определяется структурной схемой электропитания потребителей. При проектировании для расчетов ущерба от перерывов электропитания может применяться упрощенная структурная схема, состоящая только из таких элементов как линии электропередачи, трансформаторы и выключатели.

При последовательном соединении n элементов (рис. 12.3, а)

$$K_v = \sum_{i=1}^n K_{vi}; \quad (12.37)$$

$$K_n = \max \{K_{ni}\}, \quad (12.38)$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, n$ — порядковый номер элементов сети в последовательной цепочке.

При определении K_n полагается, что плановые ремонты элементов, включенных в последовательную цепь, выполняются одновременно.

Поскольку отказ любого элемента сети в последовательной цепочке приводит к полному отключению потребителя, то в этом случае

$$\varepsilon_v = 1 \text{ и } \varepsilon_n = 1.$$

При параллельном соединении элементов сети (рис. 12.3, б):

$$K_v = K_{v1}K_{v2} + K_{v1}K_{n2} + K_{v2}K_{n1}; \quad \varepsilon_v = 1.$$

Здесь первое слагаемое характеризует наложение отказа одного элемента на отказ другого элемента, а второе слагаемое — наложение отказа одного элемента на плановый ремонт другого элемента. Данная формула является приближенной и дает завышенный результат, так как полагает, что отказы обоих элементов и отказ одного из элементов совпадают во времени начала планового ремонта другого элемента, на самом же деле такие совпадения происходят крайне редко. Тем не менее получаемая точность вычисления коэффициента K_v оказывается достаточной для проектных сравнительных расчетов [29].

При отсутствии ограничений пропускной способности в параллельных цепях, т.е. когда допустимая мощность каждой из цепей больше или равна наибольшей мощности нагрузки

$$K_n = 0 \text{ и } \varepsilon_n = 0.$$

В противном случае учитывают ограничения потребителей и соответствующий ущерб вычисляется по формуле

$$Y_n = K_{n1}\varepsilon_{n1}P_{нб1}\beta_1 + K_{n2}\varepsilon_{n2}P_{нб2}\beta_2.$$

При смешанном соединении элементов сети (параллельно-последовательном) структурная схема питания потребителей и ее надежность оцениваются на основе совместного рассмотрения параллельно-последовательных цепей (рис. 12.4).

На рисунке 12.4 предполагается, что параллельные цепи взаимно резервируют друг друга. Поэтому в этих цепях $K_{п1} = K_{п2} = K_{п3} = 0$ и $\varepsilon_{п} = 0$, а коэффициенты вынужденного простоя $K_{в6} = K_{в1}K_{в2}$, $K_{в7} = K_{в3}K_{в4}$ и $K_{в} = K_{в6} + K_{в7} + K_{в5}$.

Таблица 12.4

Показатели надежности линий электропередачи

Напряже- ние, кВ	Опоры	Коли- чество цепей	$\omega_{в}$, отказ/год	$\omega_{п}$, простой/год	$T_{в} \cdot 10^{-3}$, год/отказ	$T_{п} \cdot 10^{-3}$, год/ простой
35	Металлические, железобетонные	1	2	2,2	1,8	1,9
		2	1,6/0,4	4/0,3	1,2/1,3	1,5/1,3
110	Металлические, железобетонные	1	3,9	2,9	1,5	1,7
		2	3,9/0,9	3,8/0,4	1/1,5	1,3/1,5
220	Металлические, железобетонные	1	1,7	5	1,6	2,9
		2	2/0,4	1,1/0,3	1,2/1,9	1,5/2
330	Металлические, железобетонные	1	1,3	5,7	1,5	2,3
		2	3,8/0,4	7,3/0,3	1,3/0,6	1/0,6
500	Металлические, железобетонные	1	0,6	12,8	2,2	1,9
750	Металлические	1	0,6	10	2,7	1,1

Примечание. Параметр $\omega_{в}$ приведен на длину 100 км, остальные — на одну линию. В числителе дроби — для отключения одной цепи, в знаменателе — двух цепей. Параметры $\omega_{в}$ и $T_{в}$ приведены для устойчивых отказов.

Таблица 12.5

Показатели надежности элементов подстанций

Элемент	Напряжение, кВ	$\omega_{в}$, отказ/год	$\omega_{п}$, простой/год	$T_{в} \cdot 10^{-3}$, год/отказ	$T_{п} \cdot 10^{-3}$, год/ простой
Трансформаторы и автотрансфор- маторы	35	0,01	0,25	8	3
	110	0,015	0,5	8	3,2
	220	0,03	0,9	7	3,2
	330	0,054	1	5	3,4
	500—750	0,024	1	25	5,7
Выключатели	35	0,01	0,2	1,7	1
	110	0,03	0,2	3	6
	220	0,03	0,2	5	11
	330	0,04	0,2	4	14
	500	0,12	0,2	7	16
	750	0,2	0,2	3	23

Примечание. Сведения о выключателях приведены для воздушных выключателей.

Отметим особенности составления структурных схем для двухцепных линий электропередачи (рис. 12.5). Здесь могут иметь место аварии с выходом из строя обеих цепей одновременно ($K_{в12}$), взаимное наложение аварий одной цепи на аварию на второй цепи ($2K_{в1}K_{в2}$), наложение аварии первой цепи на интервал времени планового ремонта второй цепи ($K_{в1}K_{п2}$) и наоборот ($K_{в2}K_{п1}$). Могут также иметь место ограничения потребителей по пропускной способности каждой из цепей при плановом ремонте второй ($K_{п1}$, $\varepsilon_{п1}$ и $K_{п2}$, $\varepsilon_{п2}$). Структурная схема двухцепной линии с точки зрения надежности электроснабжения для случая, когда при проведении планового

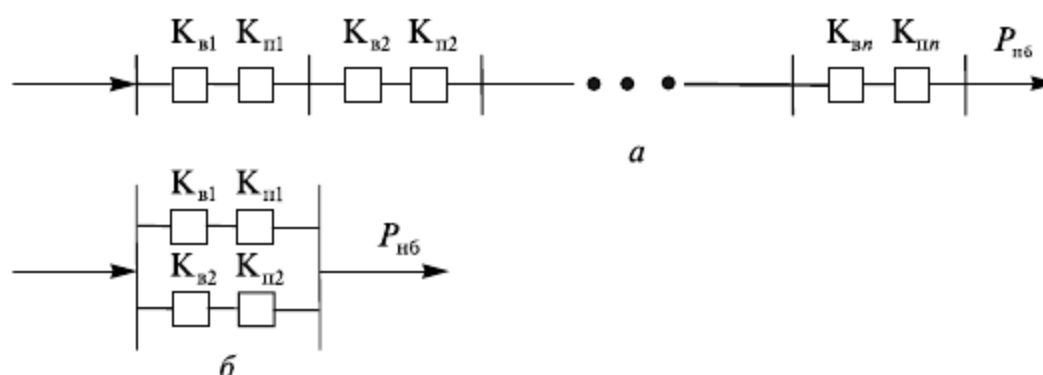


Рис. 12.3. Соединение элементов: *a* — последовательное; *б* — параллельное

ремонта одной из цепей ограничение потребителей отсутствует ($K_{п1} = K_{п2} = 0$), представлена на рис. 12.5.

Здесь $K_{в3} = K_{в1} \cdot K_{в2}$, $K_{в} = K_{в12} + K_{в3}$. Заметим, что при одинаковых цепях двухцепной линии $K_{в1} = K_{в2}$.

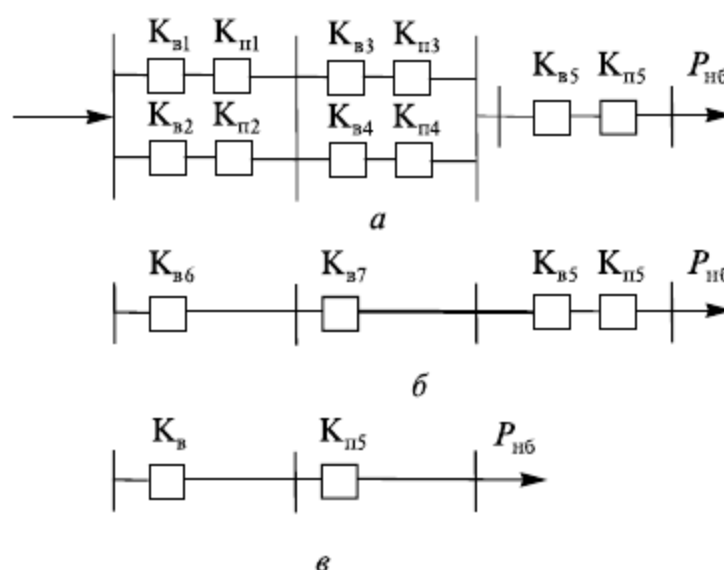


Рис. 12.4. Параллельно-последовательное соединение элементов:
a — исходная схема; *б, в* — ее эквивалентные аналоги

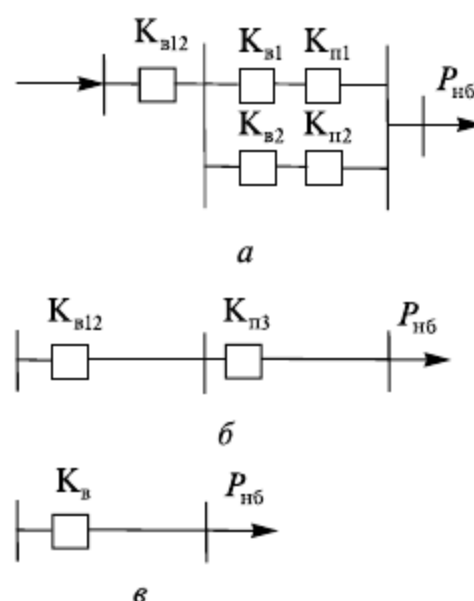


Рис. 12.5. Структурная схема двухцепной линии электропередачи:
a — исходная схема; *б, в* — ее аналоги

При оценке показателей надежности электроснабжения составляются структурные схемы определенного типа (см. рис. 12.3—12.5) для каждого потребителя и по ним определяется математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии

каждому из потребителей. Сумма ущербов отдельных потребителей составит общий ущерб.

При составлении структурных схем для оценки надежности электроснабжения отдельных узлов нагрузки источники питания объединяются в одну точку, и из этой точки прослеживаются все возможные пути подачи электроэнергии рассматриваемому потребителю. Может оказаться, что на некотором участке структурной схемы образуется множество параллельных ветвей (3, 4 и более), взаимно резервирующих друг друга на 100%. Отключения любого элемента сети на этом участке не приводят к ограничению мощности потребителя. По этой причине такого рода участки в структурной схеме можно не рассматривать.

Для учета фактора экологии при сравнительной эффективности различных вариантов развития систем передачи и распределения электроэнергии известны различные подходы [53]. Один из простых приемов количественного учета экологического воздействия линий электропередачи заключается в применении эквивалентных километров в зависимости от условий прохождения трассы линии. Так, для усредненных условий Республики Беларусь разработана искусственная шкала, позволяющая переводить реальную длину линии в эквивалентную (табл. 12.6).

Таблица 12.6

**Искусственная шкала для оценки протяженности линий электропередачи
в зависимости от условий прохождения трассы (Республика Беларусь)**

Условия прохождения трассы ВЛ	Эквивалентная протяженность $\ell_{\text{э}}$ ВЛ, км
1. Редконаселенная сельская местность, трасса не оказывает заметного влияния на животный и растительный мир и не видна с автострасы (расстояние до трассы более 6 км)	1
2. Средненаселенная сельская местность, в отдельных случаях вблизи населенных пунктов с застройкой городского типа, на участке 2 км вдоль автострасы на расстоянии менее 6 км от нее	2
3. Территория города с населением до 100 000 человек	3
4. Пересекает места, признанные особо живописными	4—5
5. Лесные участки, места обитания редких диких животных и птиц	6
6. Селитебная территория города с населением от 100 000 до 500 000 человек	7
7. Селитебная территория города с населением свыше 500 000 человек	8—10
8. Заказная, заповедная, парковая и лесопарковая зоны	11—12
9. Вблизи территории курортных мест, историко-архитектурных, природных, культурных и других памятников, охраняемых государством, мест массового отдыха людей	12—15

Капитальные затраты в линию с учетом условий прохождения трассы определяются по формуле

$$K = K_0 L \ell_{\text{э}},$$

где K_0 — стоимость 1 км линии в редконаселенной местности; L — реальная длина линии; $\ell_{\text{э}}$ — коэффициент перевода реальной длины в эквивалентную, принимаемый (см. табл. 12.6).

Из таблицы 12.6 видно, что линии, проходящие по наиболее ценным местам, оцениваются дороже. Так, стоимость линии на территории города с населением свыше 500 тыс. человек должна оцениваться в 8—10 раз дороже, чем линия в редконаселенной местности.

12.5. Выбор конфигурации и номинального напряжения электрической сети

На первом этапе проектирования электрической сети разрабатывается ряд возможных конфигураций (топологий сети). На последующих этапах выбираются параметры сети для намеченных конфигураций и производится их технико-экономическое сравнение. Конфигурация сети, ее протяженность, количество цепей линий на каждом из участков непосредственно влияют на выбор номинального напряжения. Другой важнейший фактор при выборе напряжения — это предполагаемые нагрузки на участках сети.

Варианты конфигураций сети формируются, исходя из двух основных требований: общая длина сети должна быть как можно меньше; должны быть обеспечены требования надежности электроснабжения потребителей, изложенные в подразделе 12.4. Примеры формирования конфигурации сети для электроснабжения потребителей 1, 2, 3 от источника питания ИП приведены на рис. 12.6.

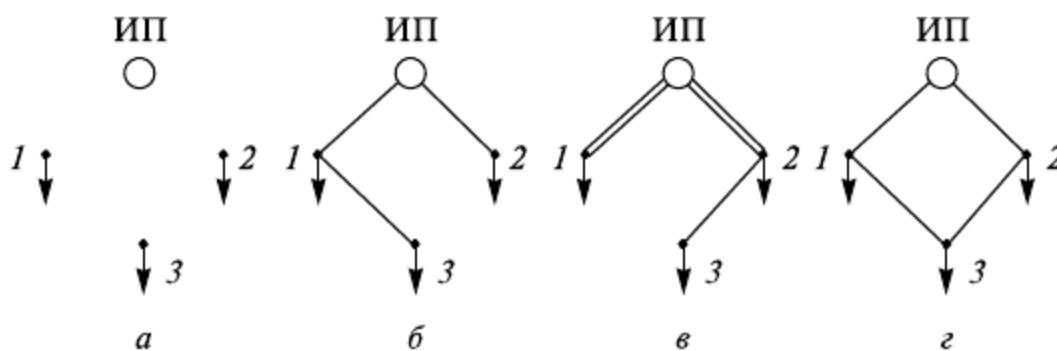


Рис. 12.6. Варианты конфигурации сети: *a* — расположение источника питания и потребителей; *б* — разомкнутая сеть с одноцепными линиями; *в* — разомкнутая сеть с частично двухцепными линиями; *г* — замкнутая сеть

Для выбора номинального напряжения каждой из линий кроме ее длины необходимо знать мощность, которая будет передаваться по ней в нормальном режиме. С этой целью находят приближенное потокораспределение в каждом из вариантов сети без учета потерь мощности. В разомкнутых сетях это делается простым суммированием мощностей на каждом из участков. В замкнутой сети для нахождения потокораспределения необходимо знать сопротивления участков, которые неизвестны, так как еще не выбраны сечения проводов. Поэтому при ручных расчетах используют метод контурных уравнений для однородной сети, который позволяет найти потоки мощности только по длинам участков без знания номинальных напряжений и сечений проводов. При расчетах на ЭВМ приближенное потокораспределение можно найти по программам расчета установившихся режимов, приняв номинальное напряжение сети заведомо завышенным, например 500 или 750 кВ, чтобы потери мощности не искажали потокораспределение, а удельные сопротивления всех линий средневзвешенными, например, Ом/км:

$$\underline{z}_0 = r_0 + jx_0 \approx (0,2 + j0,4).$$

При выбранном номинальном напряжении выполняют новые расчеты потоков мощности, по которым определяют площади сечения проводов. Расчеты выполняют для режима наибольших нагрузок и наиболее тяжелых послеаварийных режимов. Если в послеаварийных режимах напряжения в удаленных от источников питания узлах оказываются ниже 0,9 выбранного номинального напряжения, то необходимо уточнить конфигурацию сети, количество цепей на отдельных участках сети или принятое номинальное напряжение.

При построении конфигурации сети необходимо обеспечивать возможность выдачи всей мощности электростанций в послеаварийных режимах, т.е. предусматривать выдачу мощности в сеть не менее чем по двум линиям. В одном и том же контуре замкнутой сети целесообразно применять одно номинальное напряжение, иногда — два, но не более. Если по результатам расчетов потоков мощности отдельные участки сети загружены слабо и, следовательно, для них потребуется выбирать напряжение существенно ниже, чем для других участков, то это свидетельствует о неудачном выборе конфигурации сети.

Международная электротехническая комиссия (МЭК) рекомендует к применению следующие номинальные напряжения электрических сетей выше 1000 В для систем с частотой 50 Гц, кВ: 3,0; 3,3; 6,0; 6,6; 10; 11; 20; 22; 33; 35; 66; 69; 110; 115; 132; 138; 220; 230. При более высоких напряжениях рекомендуются наибольшие рабочие напряжения электрооборудования, кВ: 363; 420; 525; 765; 1200.

На территории стран СНГ функционируют электрические сети, соответствующие ГОСТ 721—77 со следующими номинальными междуфазными напряжениями, кВ: (3); 6; 10; 20; 35; 110; (150); 220; 330; 500; 750; 1150. Напряжения, указанные в скобках, не рекомендуются для вновь проектируемых сетей. Как видно, приведенная шкала номинальных напряжений соответствует рекомендациям МЭК.

Каждое номинальное напряжение имеет свою экономически целесообразную область применения. Так, напряжение 6 кВ имеется в распределительных сетях городов и промышленных предприятий, 10 кВ предназначено для распределения электроэнергии в городах, сельской местности и на территории промышленных предприятий. Напряжение 20 кВ может быть эффективным в сельской местности. К сетям 35 и 110 кВ через соответствующие центры питания подключаются распределительные сети 6—10 кВ.

Электрические сети напряжением 110 кВ используются для внешнего электроснабжения городов, промышленных предприятий, компрессорных станций газопроводов, тяговых подстанций электрифицированных железных дорог и др. Они также наряду с более высокими напряжениями применяются для выдачи мощности от электростанций и подстанций.

Исследования показали, что при напряжении выше 110 кВ в одном географическом районе использовать всю шкалу номинальных напряжений нецелесообразно. Поэтому обычно стремятся применять одну из систем напряжений: 110—220—500—1150 кВ или 110 (150)—330—750 кВ. Сочетания напряжений из указанных систем вынужденно должны применяться для стыковки сетей, относящихся к различным географическим районам. В зависимости от плотности нагрузок может оказываться целесообразным исключение какой-либо ступени напряжения.

Итак, в определенном географическом районе возможны следующие системы напряжений, кВ:

0,38—6 (10)—35—110—220—500—1150;
 0,38—6 (10)—35—110—330—750;
 0,38—20—110—220—500—1150;
 0,38—20—110—330—750;
 0,38—6 (10)—110—220—500—1150;
 0,38—6 (10)—110—500—1150;
 0,38—6 (10)—110—330—750.

Как уже отмечалось, наивыгоднейшее напряжение линии электропередачи зависит от передаваемой мощности, длины линии и количества цепей.

Следует, однако, отметить, что при проектировании инженер весьма ограничен в выборе номинального напряжения. Электрическая сеть, как правило, не проектируется «с нуля». Она представляет собой динамически развивающийся объект. Поэтому проектирование сводится к развитию сети, когда ее новые отдельные участки необходимо привязать к уже существующей сети. В этих условиях номинальное напряжение новых участков во многом предопределено напряжениями, уже имеющимися в данном географическом районе. Тем не менее для предварительной оценки целесообразного напряжения оказывается весьма полезным знание его зависимости от дальности передачи и передаваемой мощности на одну цепь:

$$U_{\text{ном}} = f(P, L).$$

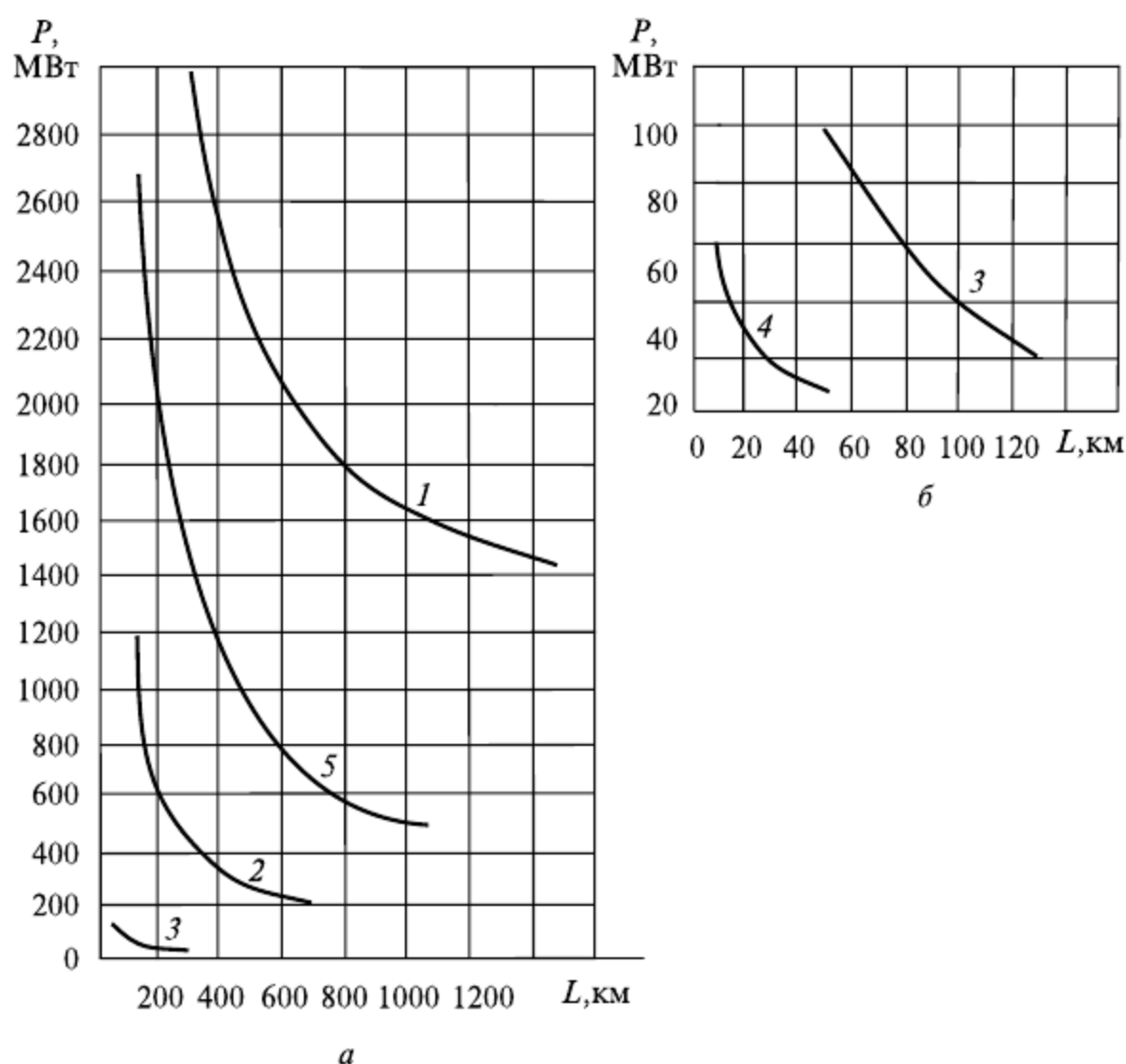


Рис. 12.7. Кривые, соответствующие границам равной экономичности двух смежных номинальных напряжений: *а* — для больших расстояний; *б* — для малых расстояний; 1 — 1150 и 500 кВ; 2 — 500 и 220 кВ; 3 — 220 и 110 кВ; 4 — 110 и 35 кВ; 5 — 750 и 330 кВ

Приведем одну из известных эмпирических формул, которая позволяет сделать такую оценку [66]:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (12.39)$$

где P — мощность, МВт, L — длина, км.

Данная формула рекомендуется для определения номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ.

Наряду с эмпирическими формулами в работе [66] для предварительного выбора напряжения рекомендуется использовать экономические области номинальных напряжений, приведенные на рис. 12.7. Эти области были построены с применением формулы приведенных затрат

$$Z = f(U_{\text{ном}}, P, L) = Z_{\text{л}} + Z_{\text{пс}},$$

где $Z_{\text{л}}$ и $Z_{\text{пс}}$ — приведенные затраты в линию и подстанцию.

Задавшись двумя смежными номинальными напряжениями $U_{1\text{ном}}$ и $U_{2\text{ном}}$, можно записать уравнение

$$f(U_{1\text{ном}}, P, L) = f(U_{2\text{ном}}, P, L).$$

Подставляя в него различные длины линии L и вычисляя мощность P , можно построить кривые с координатами P и L (см. рис. 12.7). Каждая из кривых здесь соответствует равенству приведенных затрат при смежных напряжениях для различных сочетаний P и L , а зоны между кривыми — есть экономические области соответствующих номинальных напряжений. Например, при известных мощности $P = 600$ МВт и длине $L = 400$ км попадаем в зону выше кривой 2, соответствующей равной экономичности напряжений 500 и 220 кВ. Следовательно, выгоднее рассматривать напряжение 500 кВ. Если же $P = 200$ МВт и $L = 400$ км, то лучшим должно считаться напряжение 220 кВ.

Более подробно теоретическое обоснование выбора номинального напряжения изложено в работах [53, 64, 73].

В заключение заметим, что окончательный выбор напряжения электрической сети должен проводиться на основании технико-экономического сравнения вариантов по одному из критериев, приведенных в подразделе 12.3.

12.6. Выбор проводников линий электропередачи по условиям экономичности

Различной площади сечения проводников линий электропередачи соответствует различный расход проводникового материала. Следовательно, при изменении площади сечения проводников будут изменяться капитальные затраты в линию. От площади сечения проводника зависят его активное сопротивление и диаметр, которые, в свою очередь, влияют соответственно на нагрузочные потери электроэнергии и потери холостого хода и, как следствие, на стоимость этих потерь. Причем эти указанные два фактора выступают как конкурирующие. Действительно, при увеличении площади сечения проводников капитальные затраты на них будут возрастать, а стоимость потерь электроэнергии в них — уменьшаться. Таким образом, проблема выбора площади сечения проводников по существу связана с определением опти-

мального соотношения между капитальными затратами на сооружение линии и затратами, связанными с потерями энергии в ней.

Один из подходов при решении данной задачи основывается на введении понятия *экономической плотности тока*. Для ее обоснования использовался статический критерий годовых приведенных затрат (12.25), который с учетом уравнения (12.13) может быть записан в виде

$$\begin{aligned} Z &= EK + И = EK + И_a + И_\varepsilon + И_{\Delta W} = EK + p_a K + И_\varepsilon + \Delta W_n \beta_n = \\ &= (E + p_a)K + И_\varepsilon + 3I_{нб}^2 r_0 L \tau \beta_n. \end{aligned} \quad (12.40)$$

Обратим внимание на то, что в формуле (12.40) нагрузочные потери ΔW_n электроэнергии выражены по методу времени наибольших потерь, потери холостого хода не учитываются, а ежегодные издержки на текущий ремонт и обслуживание $И_\varepsilon$ представлены не зависящими от площади сечения проводников, т.е. $И_\varepsilon = \text{const}$. Представим также капитальные затраты K в линию линейной зависимостью (12.2). Тогда получим:

$$Z = (E + p_a)(a + bF)L + И_\varepsilon + 3I_{нб}^2 r_0 L \tau \beta_n.$$

Выразив удельное сопротивление r_0 через площадь сечения проводника, запишем:

$$Z = (E + p_a)(a + bF)L + И_\varepsilon + 3I_{нб}^2 \frac{\rho}{F} L \tau \beta_n = Z_0 + Z_1 F + \frac{Z_2}{F}; \quad (12.41)$$

$$\left. \begin{aligned} Z_0 &= (E + p_a)aL + И_\varepsilon, \\ Z_1 &= (E + p_a)bL, \\ Z_2 &= 3I_{нб}^2 \rho L \tau \beta_n. \end{aligned} \right\} \quad (12.42)$$

Из формулы (12.41) следует, что в выражении приведенных затрат имеются три составляющие: Z_0 — не зависит от площади сечения проводов; $Z_1 F$ — характеризующая отчисления от капитальных затрат — прямо пропорциональна площади сечения и Z_2/F , соответствующая стоимости потерь энергии — обратно пропорциональна площади сечения (рис. 12.8).

Для нахождения экономической площади сечения проводников, используя формулу (12.41), возьмем производную $\frac{\partial Z}{\partial F}$ и приравняем ее к нулю:

$$Z_1 - \frac{Z_2}{F^2} = 0.$$

Отсюда экономическое сечение

$$F_\varepsilon = \sqrt{\frac{Z_2}{Z_1}}.$$

С учетом (12.42) получим:

$$F_\varepsilon = \sqrt{\frac{3I_{нб}^2 \rho \tau \beta_n}{(E + p_a)b}} = I_{нб} \sqrt{\frac{3\rho \tau \beta_n}{(E + p_a)b}} = I_{нб} / J_\varepsilon, \quad (12.43)$$

где экономическая плотность тока

$$J_{\text{э}} = \sqrt{\frac{(E + p_{\text{а}})b}{3\rho\tau\beta_{\text{н}}}}. \quad (12.44)$$

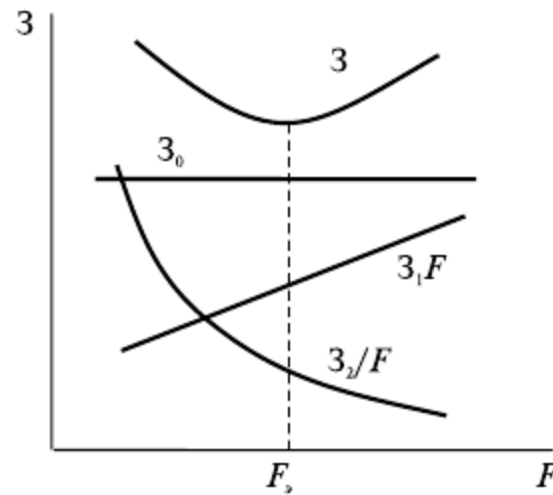


Рис. 12.8. Зависимости составляющих приведенных затрат от площади сечения проводников линии

На основании такого подхода к определению экономической площади сечения еще в 1957 г. рекомендованы нормативные плотности тока. В связи с тем, что экономическая плотность тока зависит от времени наибольших потерь τ (формула (12.44), которая в свою очередь связана с временем использования наибольших нагрузок $T_{\text{нб}}$ (см. главу 9), нормативная плотность тока дифференцирована в зависимости от значений $T_{\text{нб}}$. Рекомендуемая ПУЭ [59] нормативная плотность тока для неизолированных алюминиевых и сталеалюминевых проводов равна: при $T_{\text{нб}}$ до 3000 ч $J_{\text{э}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$, при $T_{\text{нб}}$ от 3000 до 5000 ч $J_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$, при $T_{\text{нб}}$ более 5000 ч $J_{\text{э}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$.

При заданной нормативной плотности тока площадь сечения проводников линии подсчитывается предельно просто:

$$F_{\text{э}} = I_{\text{нб}} / J_{\text{н}}, \quad (12.45)$$

где $I_{\text{нб}}$ — расчетная сила тока в нормальном режиме наибольших нагрузок, проходящего по линии. Найденное значение $F_{\text{э}}$ округляется до ближайшего стандартного.

В ПУЭ имеется указание о том, что выбор площади сечения проводов по нормативной плотности тока можно осуществлять для линий напряжением не более 220 кВ. Для линий 330 кВ и выше, а также линий межсистемных связей площади сечений должны выбираться на основе технико-экономических расчетов.

Если нагрузка линии после ввода ее в эксплуатацию изменяется по годам, то в формулу (12.45) вместо $I_{\text{нб}}$ подставляют расчетную силу тока [66]:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_I \alpha_T I_{5\text{нб}}, \quad (12.46)$$

где $I_{5\text{нб}}$ — сила тока в режиме наибольших нагрузок на пятый год эксплуатации; α_I — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии; α_T — коэффициент, учитывающий время использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$ и коэффициент ее попадания в максимум нагрузки $k_{\text{м}}$.

Для линий напряжением 110—220 кВ рекомендуется принимать $\alpha_I = 1,05$, что соответствует средним темпам роста нагрузок, а коэффициент α_T при различных сочетаниях $T_{\text{нб}}$ и $k_{\text{м}}$ находится в пределах от 0,8 до 2,2 [73].

Основным достоинством выбора площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока является его простота, что было существенным при массовом строительстве сетей, так как ускоряло принятие решений. Однако такой подход имеет много недостатков. Действительно, расчетная площадь сечения проводников, определяемая по формуле (12.45), обычно не совпадает со стандартной, поэтому приходится производить округление. При определении экономической плотности тока по формуле (12.44) полагалось, что соблюдается линейная зависимость (12.2) между капитальными затратами и площадью сечения проводников.

Анализ укрупненных показателей стоимости линий на унифицированных опорах [66] свидетельствует о том, что во многих случаях такая зависимость отсутствует. Не учитывалось различие стоимости 1 км линии в зависимости от материала и типа опор, расчетных климатических условий и района сооружения сети. Затраты на покрытие потерь электроэнергии принимались одинаковыми для различных регионов, не учитывалась стоимость потерь энергии холостого хода. Кроме того, с течением времени существенно изменились различные технико-экономические показатели. В рекомендациях ПУЭ отсутствуют данные по новым типам кабелей.

Некоторые из перечисленных недостатков устраняются при подходе к **выбору площади сечения проводников на основе предварительного определения экономических интервалов нагрузки**.

Для их обоснования запишем выражение приведенных затрат в линию, подобное (12.40), но с учетом потерь электроэнергии холостого хода (на корону):

$$\begin{aligned} Z = EK + p_a K + I_\Sigma + \Delta W_n \beta_n + \Delta W_x \beta_x = (E + p_a)K + I_\Sigma + \\ + 3I_{нб}^2 \frac{\rho}{F} L \tau \beta_n + \Delta P_x L \cdot 8760 \cdot \beta_x, \end{aligned} \quad (12.47)$$

где ΔW_n , ΔW_x — нагрузочные потери электроэнергии и потери энергии холостого хода; β_n , β_x — расчетная стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь и потерь холостого хода; ΔP_x — потери мощности холостого хода на 1 км линии; $I_{нб}$ — сила тока, вычисляемая по формуле (12.46).

Выражение (12.47) можно представить в виде следующих формул:

$$Z = A + BI_{нб}^2; \quad (12.48)$$

$$A = (E + p_a)K + I_\Sigma + \Delta P_x L 8760 \beta_x; \quad (12.49)$$

$$B = 3\rho L \tau \beta_n / F. \quad (12.50)$$

Если задаться номинальным напряжением, количеством цепей, типом и материалом опор воздушных линий для заданного региона, расчетными климатическими условиями, то можно по укрупненным показателям [66] либо иным путем найти капитальные затраты K и потери на корону ΔP_x , входящие в формулу (12.47). Тогда по формуле (12.48) для каждой стандартной площади сечения проводника можно построить зависимости приведенных затрат от силы тока в нормальном режиме работы сети $Z = f(I_{нб})$, рис. 12.9. Поскольку все составляющие, входящие в формулу (12.47) пропорциональны длине линии L , то обычно их строят для длины линии $L = 1$ км. Здесь затраты Z_1 соответствуют какому-то стандартному сечению F_1 , затраты Z_2 — следующей площади сечения F_2 из ряда стандартных площадей сечений и т.д.

Совокупность зависимостей, приведенных на рис. 12.9, позволяет получить экономические интервалы нагрузки, которым будут соответствовать минимальные приведенные затраты и, следовательно, наивыгоднейшие площади сечения проводников. Так, при расчетной наибольшей нагрузке линии $I_{\text{нб}} < I_1$ наивыгоднейшей будет площадь сечения F_1 , которой соответствуют приведенные затраты $З_1$, при $I_1 < I_{\text{нб}} < I_2$ — площадь сечения F_2 , а при $I_{\text{нб}} > I_2$ — площадь сечения F_3 , для которого приведенные затраты равны $З_3$.

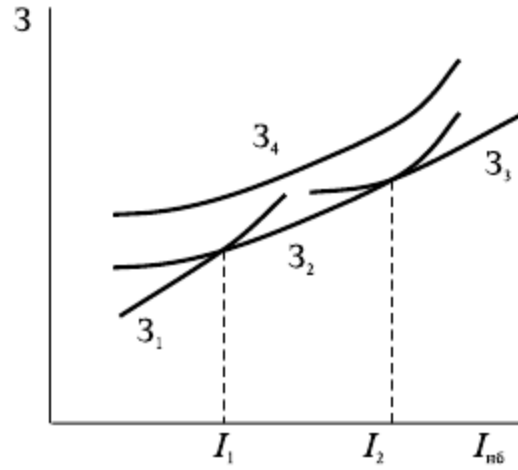


Рис. 12.9. Экономические интервалы нагрузки

Граничное значение силы тока $I_{\text{нб гр}}$, при котором целесообразно переходить от одной площади сечения к другой, можно найти, если записать выражения (12.48) для двух смежных площадей сечений F_1 и F_2 :

$$З_1 = A_1 + B_1 I_{\text{нб гр}}^2;$$

$$З_2 = A_2 + B_2 I_{\text{нб гр}}^2.$$

Тогда, приравнявая $З_1$ и $З_2$, получим:

$$A_1 + B_1 I_{\text{нб гр}}^2 = A_2 + B_2 I_{\text{нб гр}}^2.$$

Отсюда

$$I_{\text{нб гр}} = \sqrt{\frac{A_1 - A_2}{B_2 - B_1}}. \quad (12.51)$$

Следует заметить, что в ряде случаев, как показано в работе [73], экономические интервалы нагрузки для некоторых площадей сечений проводников воздушных линий могут отсутствовать, что свидетельствует о нецелесообразности их применения (см. кривую $З_4$ на рис. 12.9, соответствующую площади сечения F_4). Такая ситуация может быть следствием, например, того, что стоимость линии на унифицированных опорах с меньшей площадью сечения оказывается выше, чем линии с большей площадью сечения проводников. В кабельных линиях такого положения обычно не возникает. В них стоимость линии повышается при переходе с меньшего стандартного сечения жилы на соседнюю большую. Поэтому экономические интервалы нагрузки могут быть найдены для всех площадей сечений жил, имеющих в шкале стандартных сечений.

Более подробно теоретический анализ применения нормативной экономической плотности силы тока и экономических интервалов нагрузки дан в работе [73].

По сравнению с нормативной экономической плотностью тока экономические интервалы нагрузки позволяют учитывать дискретность шкалы стандартных площадей сечений проводников, условия сооружения линии (климатический и географический районы, тип и материал опор, количество цепей), при необходимости — потери электроэнергии на корону и др. При их построении условие линейности зависимости капитальных затрат от площади сечения не обязательно. Следует, однако, отметить, что для эффективного использования экономических интервалов нагрузки они должны быть построены для достаточно большого сочетания различных приведенных условий, что связано со значительными затратами времени. Кроме того, в условиях изменяющихся цен на материалы, оборудование и электроэнергию эти интервалы должны периодически пересматриваться.

При этом следует отметить, что для воздушных линий выбор площади сечения проводов по экономическим соображениям практическое значение имеет в основном при напряжениях 35 кВ и выше. Что же касается распределительных сетей до 20 кВ включительно, то из-за отсутствия в них трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой или иных регулирующих устройств определяющим фактором является преимущественно допустимая потеря напряжения.

На воздушных линиях 35 кВ и выше в практике проектирования и сооружения используется вполне определенный диапазон площадей сечения проводов для различных номинальных напряжений, приведенный в табл. 12.7 (полная номенклатура площадей сечений). Предлагается реализовать сокращенную номенклатуру (см. табл. 12.7) с одновременной разработкой соответствующих унифицированных опор. Считается, что унификация номенклатуры площадей сечений проводов позволит полностью типизировать проектирование и сооружение ВЛ на базе ограниченного количества марок проводов, конструкций опор и фундаментов, изоляторов и арматуры, создать маневренность в запасах проводов, сократить количество инструментов и приспособлений при сооружении ВЛ, упростить эксплуатацию и др.

В условиях сокращенной номенклатуры для каждого номинального напряжения имеется всего два-три стандартных сечения проводов, поэтому задача выбора сечений упрощается и сводится по существу к нахождению граничных сил токов по формуле (12.51).

Рассмотренные подходы к определению площади сечения проводников имеют следующие недостатки. Оба они основаны на вычислении потерь электроэнергии по методу времени наибольших потерь с использованием нагрузки в режиме наибольших нагрузок $I_{\text{нб}}$ и времени наибольших потерь τ . Вместе с тем в ряде случаев, например в замкнутых сетях, этот метод, как отмечалось в главе 9, дает существенные погрешности. Не учитывается разновременность капитальных затрат при различной продолжительности сооружения линий, а изменение нагрузки по годам оценивается по формуле (12.46) весьма приближенно. Оба подхода опираются на использование такого показателя, как стоимость 1 км линии, который зависит от многих факторов (тип и материал опор, расчетные климатические условия, регион сооружения линии и др.), сочетание которых может быть весьма большим. Кроме того, этот показатель, как и стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии, подвержен изменениям во времени.

В значительной степени указанные недостатки могут быть устранены при непосредственном использовании затратных критериев (12.21)—(12.24), а в упрощенных случаях — статического критерия (12.25) применительно к каждой

возможной площади сечения проводников для заданного напряжения линии. Тогда экономической площади сечения проводника будут соответствовать минимальные приведенные затраты

$$Z_{\min} = \min\{Z_i\},$$

где Z_i — приведенные затраты для стандартной площади сечения проводников F_i .

Таблица 12.7

Рекомендуемые площади сечения проводов воздушных линий электропередач

$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	Стандартные площади сечения проводов, мм^2 ,	
	при полной номенклатуре	при сокращенной номенклатуре
35	70, 95, 120, 150	70, 120
110	70, 95, 120, 150, 185, 240, 300	70, 120, 240
220	240, 300, 400, 500	240, 400
330	240, 300, 400, 500	240, 400
500	300, 400, 500	300, 400
750	240, 300, 400, 500	300, 400

При нахождении приведенных затрат Z_i капитальные затраты принимаются по фактическим с учетом условий сооружения линии применительно к каждой стандартной площади сечения проводников, а в случае их отсутствия — по укрупненным показателям. При ограниченном диапазоне площадей сечений проводников для каждого номинального напряжения такой подход снимает все вычислительные затруднения.

12.7. Выбор проводников линий электропередачи по допустимой потере напряжения

Как уже отмечалось, внутри распределительных электрических сетей напряжением $U_{\text{ном}}$ до 20 кВ включительно обычно отсутствуют средства регулирования напряжения. При этом допустимые отклонения напряжения у электроприемников обеспечивают, как правило, путем соответствующего выбора площади сечения проводников. Поскольку отклонения напряжения у электроприемников при заданном напряжении в центре питания непосредственно связаны с потерей напряжения в сети, то последняя может быть принята в качестве исходного параметра. На основе опыта проектирования и эксплуатации распределительных сетей допустимую потерю напряжения обычно принимают: для сетей напряжением 6—20 кВ $\Delta U_{\text{доп}} = (6\text{—}8)\% U_{\text{ном}}$, а для сетей напряжением 0,38 кВ $\Delta U_{\text{доп}} = (5\text{—}6)\% U_{\text{ном}}$.

Схемы рассматриваемых распределительных сетей могут быть разомкнутые либо замкнутые. Однако в последнем случае нормально они все равно работают в разомкнутом режиме. Поэтому в общем случае будем рассматривать разомкнутую сеть, приведенную на рис. 12.10.

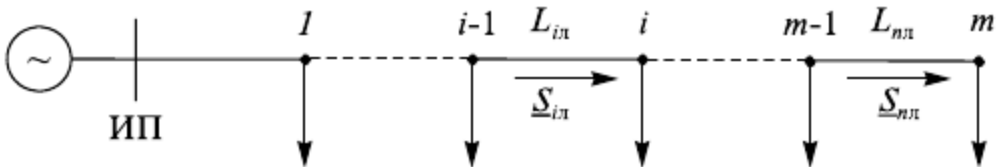


Рис. 12.10. Схема распределительной сети

Задача заключается в том, чтобы выбрать такие сечения проводников на участках сети, при которых фактическая наибольшая потеря напряжения от источника питания ИП до наиболее удаленного узла сети m была не больше допустимой:

$$\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп}}.$$

Потерю напряжения можно представить в виде

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{нб}} &= \sum_{i=1}^n (P_{i\text{л}} R_{i\text{л}} + Q_{i\text{л}} X_{i\text{л}}) / U_{\text{ном}} = \\ &= \sum_{i=1}^n P_{i\text{л}} R_{i\text{л}} / U_{\text{ном}} + \sum_{i=1}^n Q_{i\text{л}} X_{i\text{л}} / U_{\text{ном}} = \Delta U_{\text{а}} + \Delta U_{\text{р}}, \end{aligned}$$

где $P_{i\text{л}}$, $Q_{i\text{л}}$ — соответственно активная и реактивная мощности на i -м участке, определяемые по заданным нагрузкам в узлах сети; $R_{i\text{л}}$, $X_{i\text{л}}$ — активное и реактивное сопротивление i -го участка сети; n — количество последовательных участков; $\Delta U_{\text{а}}$, $\Delta U_{\text{р}}$ — соответственно потери напряжения в активном и реактивном сопротивлениях.

При решении задачи опираются на то обстоятельство, что реактивные сопротивления линий слабо зависят от площади сечения проводников. Их усредненные значения составляют для воздушных линий напряжением 0,38 кВ $X_0 \approx 0,3$ Ом/км, напряжением 6—20 кВ $X_0 \approx 0,36$ Ом/км, а для кабельных линий соответственно 0,06 и 0,09 Ом/км.

Полагая известным значение X_0 , можно найти потерю напряжения в реактивном сопротивлении:

$$\Delta U_{\text{р}} = X_0 \sum_{i=1}^n Q_{i\text{л}} L_{i\text{л}} / U_{\text{ном}}, \quad (12.52)$$

где $L_{i\text{л}}$ — длина i -го участка сети.

Тогда, зная общую допустимую потерю напряжения, можно найти $\Delta U_{\text{а}}$, характеризующую допустимую потерю напряжения в активном сопротивлении:

$$\Delta U_{\text{а,доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{р}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i\text{л}} R_{i\text{л}}}{U_{\text{ном}}}. \quad (12.53)$$

Данному условию могут удовлетворять различные сочетания активных сопротивлений $R_{i\text{л}}$ на участках сети, а следовательно, и различные сочетания площадей сечений участков, поэтому для принятия решения необходимо задаться какими-то дополнительными условиями. Известны три таких условия.

1. Площадь сечения проводников выбирается одинаковой на всех участках сети. При этом условии, имея в виду, что удельное сопротивление $R_0 = 1/(\gamma F)$ (γ — удельная проводимость материала проводника, а F — площадь сечения проводника), формулу (12.53) можно представить в виде

$$\Delta U_{\text{а,доп}} = r_0 \sum_{i=1}^n P_{i\text{л}} L_{i\text{л}} / U_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n P_{i\text{л}} L_{i\text{л}} / (\gamma F U_{\text{ном}}).$$

Отсюда

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_{iл} L_{iл}}{\gamma U_{ном} \Delta U_{а.доп}}. \quad (12.54)$$

Заменяя мощность через $P_{iл} = \sqrt{3} U_{ном} I_{iл} \cos \varphi_{iл}$, получим:

$$F = \frac{\sqrt{3} \sum_{i=1}^n I_{iл} L_{iл} \cos \varphi_{iл}}{\gamma \Delta U_{а.доп}}. \quad (12.55)$$

Рассмотренное условие целесообразно использовать в случаях, когда потребители расположены относительно недалеко друг от друга. Примерами могут служить городская сеть 0,38 кВ, сеть уличного освещения, линии сельских сетей с ответвлениями в отдельные дома и др. В таких случаях экономически нецелесообразно изменять площади сечения проводников через небольшие участки линии.

2. Площадь сечения проводников выбирается по условию минимальных суммарных потерь активной мощности $\Delta P_{\Sigma} = \min$, что соответствует равенству плотности тока $J_{\Delta U}$ на всех участках сети [73]:

$$J_{\Delta U} = I_{iл} / F_{iл} = \text{const}. \quad (12.56)$$

Преобразуем выражение (12.53):

$$\Delta U_{а. доп} = \sum_{i=1}^n P_{iл} R_{iл} / U_{ном} = \sum_{i=1}^n (\sqrt{3} U_{ном} I_{iл} \cos \varphi_{iл} \frac{1}{\gamma F_{iл}} L_{iл}) / U_{ном} = \frac{\sqrt{3}}{\gamma} \sum_{i=1}^n \frac{I_{iл} L_{iл} \cos \varphi_{iл}}{F_{iл}}.$$

Представляя из уравнения (12.56) $I_{iл} = F_{iл} J_{\Delta U}$, получим:

$$\Delta U_{а.доп} = \frac{\sqrt{3} J_{\Delta U}}{\gamma} \sum_{i=1}^n L_{iл} \cos \varphi_{iл}.$$

Отсюда

$$J_{\Delta U} = \frac{\Delta U_{а.доп} \gamma}{\sqrt{3} \sum_{i=1}^n (L_{iл} \cos \varphi_{iл})}. \quad (12.57)$$

По найденной плотности тока можно найти площадь сечения проводника на каждом участке сети:

$$F_{iл} = I_{iл} / J_{\Delta U}. \quad (12.58)$$

По данному условию целесообразно вести расчеты в случаях, когда большую долю ежегодных издержек составляет стоимость потерянной электроэнергии. Примером могут служить распределительные сети промышленных предприятий с большим временем использования наибольшей нагрузки и значительными наибольшими нагрузками.

3. Площадь сечения проводников выбираются по условию минимума суммарного расхода проводникового материала $m_F \rightarrow \min$. Расчетные формулы получим, рассмотрев сеть, состоящую из двух участков (рис. 12.11).

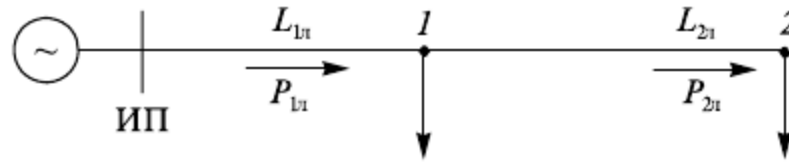


Рис. 12.11. Схема сети из двух участков

Запишем выражение объема металла для двух участков с учетом формулы (12.54):

$$V = 3F_{1л}L_{1л} + 3F_{2л}L_{2л} = \frac{3P_{1л}L_{1л}^2}{\gamma U_{ном} \Delta U_{ал}} + \frac{3P_{2л}L_{2л}^2}{\gamma U_{ном} (\Delta U_{а.доп} - \Delta U_{ал})},$$

где $\Delta U_{ал}$ — потеря напряжения на линии длиной $L_{1л}$.

Здесь переменной является $\Delta U_{ал}$. Для нахождения минимума объема и, следовательно, минимума массы проводникового материала возьмем первую производную по $\Delta U_{ал}$ и приравняем ее к нулю:

$$\frac{dV}{d\Delta U_{ал}} = -\frac{3P_{1л}L_{1л}^2}{\gamma U_{ном} \Delta U_{ал}^2} + \frac{3P_{2л}L_{2л}^2}{\gamma U_{ном} (\Delta U_{а.доп} - \Delta U_{ал})^2} = 0.$$

Опуская промежуточные преобразования, приведенные в работах [61, 73], запишем конечные выражения для нахождения площади сечения проводников:

$$F_{1л} = k_p \sqrt{P_{1л}}; \quad F_{2л} = k_p \sqrt{P_{2л}}.$$

В общем случае для сети с n участками сечение i -го участка

$$F_{il} = k_p \sqrt{P_{il}}; \quad (12.59)$$

$$k_p = \frac{\sum_{i=1}^n L_{il} \sqrt{P_{il}}}{\gamma U_{ном} \Delta U_{а.доп}}. \quad (12.60)$$

Таким образом, вычислив предварительно коэффициент k_p , можно найти площадь сечения проводника на каждом из участков сети.

Это условие целесообразно использовать в случаях, когда экономия материала проводника важнее экономии потерь электроэнергии. Одним из таких случаев является сельская распределительная сеть с малыми нагрузками, небольшим временем использования наибольшей мощности.

Если ни одно из трех рассмотренных условий не является выраженным, то расчеты выполняют одновременно по всем условиям, после чего полученные площади сечения проводников сравнивают по одному из экономических критериев (12.21)—(12.25).

В заключение приведем общую последовательность выбора площади сечения проводников по допустимой потере напряжения:

- 1) определяют потоки мощности (силы токов) по участкам разомкнутой сети без учета потерь мощности;
- 2) в зависимости от номинального напряжения и конструктивного исполнения сети выбирают усредненную величину удельного реактивного сопротивления;
- 3) по формуле (12.52) находят потерю напряжения в реактивных сопротивлениях;
- 4) по формуле (12.53) определяют допустимую потерю напряжения в активных сопротивлениях;
- 5) определяют площади сечений проводников по одной из формул (12.54), (12.55), (12.58), (12.59) в зависимости от выбранного дополнительного условия;
- 6) округляют вычисленные площади сечений проводников до ближайших стандартных;
- 7) для полученных стандартных площадей сечений находят удельные сопротивления R_0 и X_0 и вычисляют фактическую наибольшую потерю напряжения.
- 8) проверяют выполнение условия $\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$. Если оно не соблюдается, то изменяют площади сечений проводников на некоторых (или всех) участках сети.

12.8. Выбор проводников линий электропередачи по условию нагревания

Все проводники линий электропередачи должны выбираться (или проверяться) по условию нагревания. Это требование связано с тем, что для проводников воздушных и кабельных линий устанавливаются вполне определенные длительно допустимые температуры. При чрезмерном нагревании проводника и последующем охлаждении он может потерять свои механические свойства. В воздушных линиях при нагревании проводов происходит увеличение их длины в пролете и, как следствие, увеличивается стрела провеса, что может привести к недопустимому уменьшению расстояния проводов до земли и до пересекаемых инженерных сооружений. На воздушных линиях всегда имеются вдоль длины соединения проводов, а также места присоединения проводов к концевым устройствам на подстанциях. Контактные соединения со временем окисляются, причем тем больше, чем выше их температура. Следствием этого является увеличение их сопротивлений с последующим нагреванием, приводящим к разрушению. Для сталеалюминиевых проводов может быть допущена температура 120 °С. Однако с учетом возможного окисления контактов при выборе площади сечения проводников она принимается равной 70 °С.

Длительно допустимую силу тока $I_{\text{доп}}$ можно найти из уравнения теплового баланса провода в установившемся режиме:

$$I_{\text{доп}}^2 R_t + Q_p = (\omega_k + \omega_l)(T_n - T_v),$$

где R_t — сопротивление провода при эксплуатационной температуре, Ом/м; Q_p — теплота, поглощенная проводом от действия солнечной радиации, Вт/м; ω_k , ω_l — коэффициенты теплоотдачи конвекцией и лучеиспусканием, Вт/(м·°С); T_n — допустимая температура провода, °С; T_v — расчетная температура воздуха, °С.

В кабельных линиях при протекании тока нагреваются жилы кабеля и соответственно изоляция жил. Допустимую температуру устанавливают с учетом старения изоляции кабеля, которая в зависимости от типа кабеля, вида изоляции и номинального напряжения находится в пределах от 50 до 80 °С.

Допустимые силы токов для стандартных марок проводов воздушных линий и сечений различных типов кабелей приводятся в справочной литературе [59, 66] при расчетной температуре окружающей среды для проводников, прокладываемых в воздухе, 25 °С, а в земле или в воде — 15 °С. Если фактическая температура отличается от расчетной, то вводится поправочный коэффициент k_t , также приводимый в справочной литературе, а допустимая сила тока определяется по формуле

$$I_{t \text{ доп}} = I_{\text{доп}} k_t,$$

где в условиях проектирования обычно принимают $k_t = 1$.

Для кабельных линий применяют также поправочный коэффициент, учитывающий прокладку нескольких рядом расположенных кабелей, так как они оказывают тепловое влияние друг на друга.

На рисунке 12.12 приведена зависимость длительно допустимой силы тока от сечения алюминиевых проводов воздушных линий, которая не является линейной. Это означает, что с увеличением площади сечения эффективность ее использования для пропускания тока снижается, что иллюстрирует зависимость плотности тока $J_{\text{доп}}$. При увеличении площади сечения с 25 до 500 мм² допустимая плотность тока снижается с 5,4 до 1,9 А/мм².

При выборе (проверке) проводников по условию нагрева следует принимать такую наименьшую площадь сечения, при которой наибольшая рабочая сила тока $I_{\text{нб}}$ не более допустимой

$$I_{\text{нб}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (12.61)$$

В соответствии с ПУЭ [59] в качестве $I_{\text{нб}}$ принимают наибольшую среднюю почасовую силу тока суточного графика нагрузки.

Вместо допустимой силы тока иногда используют понятие допустимой мощности по условию нагрева

$$S_{\text{доп}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{доп}}.$$

Из рисунка 12.12 и подраздела 12.6 следует, что допустимая плотность тока по условию нагрева всегда выше нормативной экономической плотности тока $J_{\text{доп}} > J_{\text{э}}$. Поэтому в разомкнутых сетях площади сечений проводников, выбранные по нормативной экономической плотности тока, выше, чем выбранные по допустимой силе тока. В таких случаях наибольшая сила тока совпадает с расчетной $I_{\text{нб}}$. Следовательно, нет необходимости проверять площади сечений проводников по нагреванию.

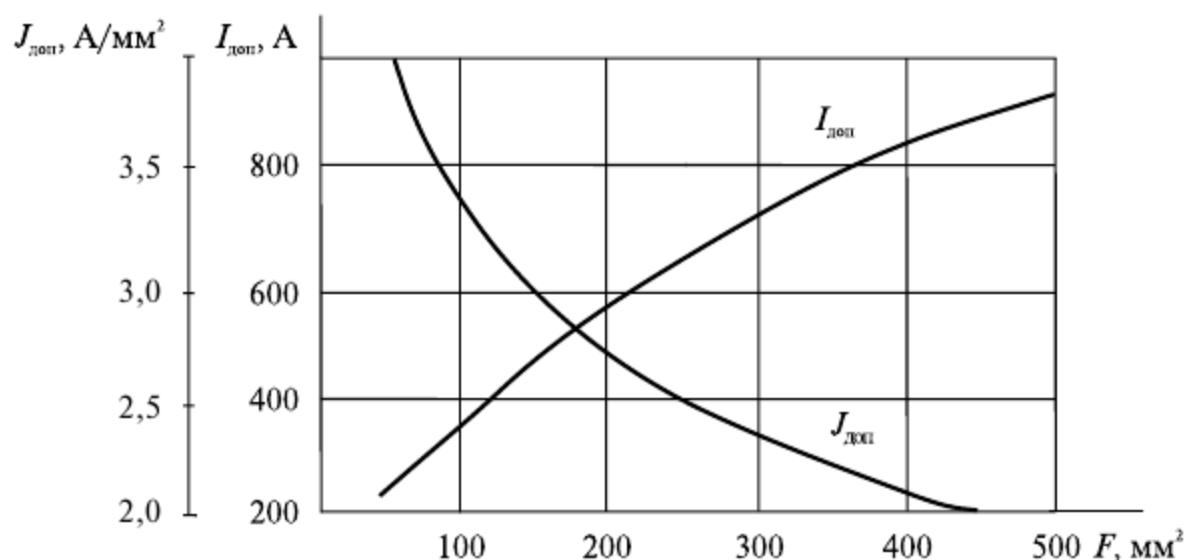


Рис. 12.12. Зависимость допустимой силы тока $I_{\text{доп}}$ и допустимой плотности тока $J_{\text{доп}}$ от площади сечения провода воздушной линии

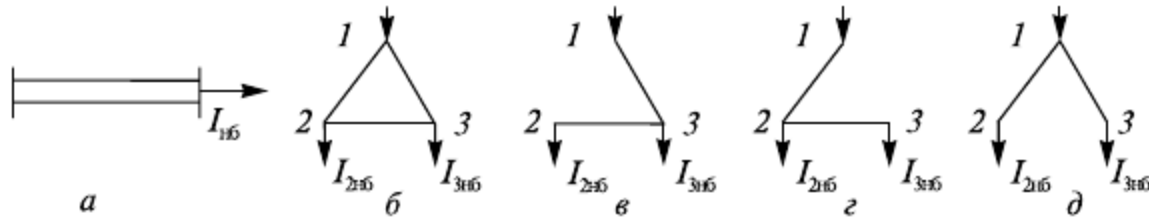


Рис. 12.13. Схема сети: *а* — из двух параллельных линий; *б* — замкнутой сети в нормальном режиме; *в, г, д* — замкнутой сети в послеаварийных режимах

Если же площади сечений проводников выбраны по другим критериям, то в разомкнутых сетях их надо проверять дополнительно по силе тока $I_{\text{доп}}$. В случаях замкнутой сети или состоящей из нескольких параллельных линий наибольшие токи возникают чаще всего в послеаварийных и ремонтных режимах. Так, при двух параллельных линиях (рис. 12.13, *а*) наибольшая сила тока одной из линий будет иметь место при отключении другой линии. В замкнутой сети (рис. 12.13, *б*) следует рассматривать послеаварийные режимы, приведенные на рис. 12.13, *в, г, д*, для случаев поочередного отключения одной из линий. При этом очевидно, что наибольшая сила тока в линии 12 будет при отключении линии 13 ($I_{2б} + I_{3б}$), а в линии 13 при отключении линии 12 (так же $I_{2б} + I_{3б}$). Что касается линии 23, то наибольшая сила тока будет при отключении линии 12, если $I_{2б} > I_{3б}$, и при отключении линии 13, если $I_{3б} > I_{2б}$. В нормальном режиме, когда ни одна из линий не отключена, сила тока в линии 23 будет меньше, чем в наихудшем режиме из двух предыдущих. Что касается режима на рис. 12.13, *д*, то он в данном случае является избыточным, так как силы токов в нем по линиям 12 и 13 будут меньшими, чем соответственно в режимах на рис. 12.13, *г* и 12.13, *в*. Таким образом, применительно к каждой определенной схеме сети следует на основе анализа предварительно наметить послеаварийные режимы, в которых могут возникать наибольшие силы токов той или иной линии.

12.9. Учет технических ограничений при выборе проводов воздушных линий и жил кабелей

Дополнительно к рассмотренным в подразделах 12.7 и 12.8 техническим ограничениям, которые должны учитываться при выборе сечения проводников линий различного номинального напряжения и конструктивного исполнения, существуют следующие.

Коронирование проводов воздушных линий. С учетом возможности появления короны провода должны удовлетворять следующему условию:

$$E_{\text{макс}} \leq 0,9E_0, \quad (12.62)$$

где $E_{\text{макс}}$ — максимальная напряженность электрического поля у поверхности любого провода при среднем эксплуатационном напряжении; E_0 — напряженность электрического поля, соответствующая появлению общей короны.

Значения $E_{\text{макс}}$ и E_0 зависят от диаметра провода, а $E_{\text{макс}}$, кроме того, непосредственно связана с напряжением, подводимым к проводам. Следовательно, различным номинальным напряжениям будут соответствовать вполне определенные минимальные диаметры проводов, для которых соблюдается условие (12.62). Поскольку диаметры и сечения проводов в свою очередь связаны между собой, то выбор (проверка) проводов по условию короны может быть произведен по условию

$$F > F_{\text{нм.кор}}, \quad (12.63)$$

где $F_{\text{нм.кор}}$ — наименьшая допустимая площадь сечения.

В линиях напряжением 35 кВ и ниже площади сечения $F_{\text{нм.кор}}$ получаются существенно меньше, чем площади сечений проводов, соответствующие другим условиям. Поэтому коронирование учитывают при выборе проводов линий напряжением 110 кВ и выше.

Механическая прочность проводов воздушных линий. С учетом механических свойств проводов их площади сечения должны удовлетворять условию

$$F \geq F_{\text{нм.мех}}, \quad (12.64)$$

где $F_{\text{нм.мех}}$ — наименьшая допустимая площадь сечения по условию механической прочности.

В соответствии с ПУЭ [59] на линиях напряжением до 1 кВ алюминиевые провода могут применяться сечением не менее 16 мм², а сталеалюминиевые — не менее 10 мм². На линиях более 1 кВ наименьшие площади сечений установлены в зависимости от толщины стенки гололеда b : при $b < 10$ мм для алюминиевых проводов 35 мм² и сталеалюминиевых 25 мм²; при $b \geq 15$ мм для алюминиевых проводов 50 мм² и сталеалюминиевых 35 мм². На переходах линии через судоходные реки, в пролетах пересечений с инженерными сооружениями $F_{\text{нм.мех}}$ увеличены [59].

Термическая стойкость. Проверке на термическую стойкость подлежат проводники при протекании по ним токов короткого замыкания. Практическое значение данное ограничение имеет в основном для кабельных линий и изолированных проводов, так как в них даже кратковременное протекание токов короткого замыкания может вызвать повреждение изоляции из-за ее недопустимого нагрева. Проводник должен удовлетворять условию:

$$T_{\text{нб.кз}} \leq T_{\text{доп.кз}},$$

где $T_{\text{нб.кз}}$ — наибольшая температура нагревания за время короткого замыкания; $T_{\text{доп.кз}}$ — допустимая температура при коротком замыкании.

Более подробно вопросы технических ограничений при выборе площади сечений проводников изложены в работах [53, 73].

12.10. Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей

Под пропускной способностью линии электропередачи понимают активную или полную мощность, которая длительно может передаваться с учетом технических ограничений. К таким ограничениям относятся:

- а) предел передаваемой мощности (предел линии), учитывающий устойчивость параллельной работы электрических станций и узлов нагрузки;
- б) допустимая сила тока по нагреванию проводников;
- в) допустимая потеря напряжения;
- г) пропускная способность конечных и промежуточных устройств (трансформаторов, выключателей, устройств продольной компенсации и др.);
- д) вынужденные уставки релейной защиты.

Проектирование линий электропередачи проводят обычно таким образом, чтобы ограничения г) и д) не были решающими.

Ограничения а) и б) обычно проявляются в сетях высоких напряжений, при номинальных напряжениях 110—220 кВ и выше. Ограничение по допустимой потере напряжения характерно для распределительных линий и сетей напряжением 20—0,38 кВ, а иногда и для сетей напряжением 35 кВ. В таких сетях может также возникать ограничение по допустимому току нагревания проводов воздушных линий и жил кабелей.

При проектировании системообразующих сетей часто приходится рассматривать «сечение электрической сети», под которым понимают совокупность линий электропередачи, характеризующую суммарную пропускную способность определенного района электрической сети.

Пути повышения пропускной способности линий и сетей при различных ограничивающих факторах следующие.

По **фактору статической устойчивости генераторов электростанций** предельная передаваемая мощность в системе, состоящей из генераторов, трансформаторов и линии электропередачи (рис. 12.14, а) с соответствующими сопротивлениями X_r , X_t , X_l , для идеализированной электропередачи (без потерь) определяется по выражению [51]:

$$P_{\text{пр}} = \frac{EU_c}{X_r + X_t + X_l}, \quad (12.65)$$

где E — ЭДС генераторов; U_c — напряжение на шинах системы.

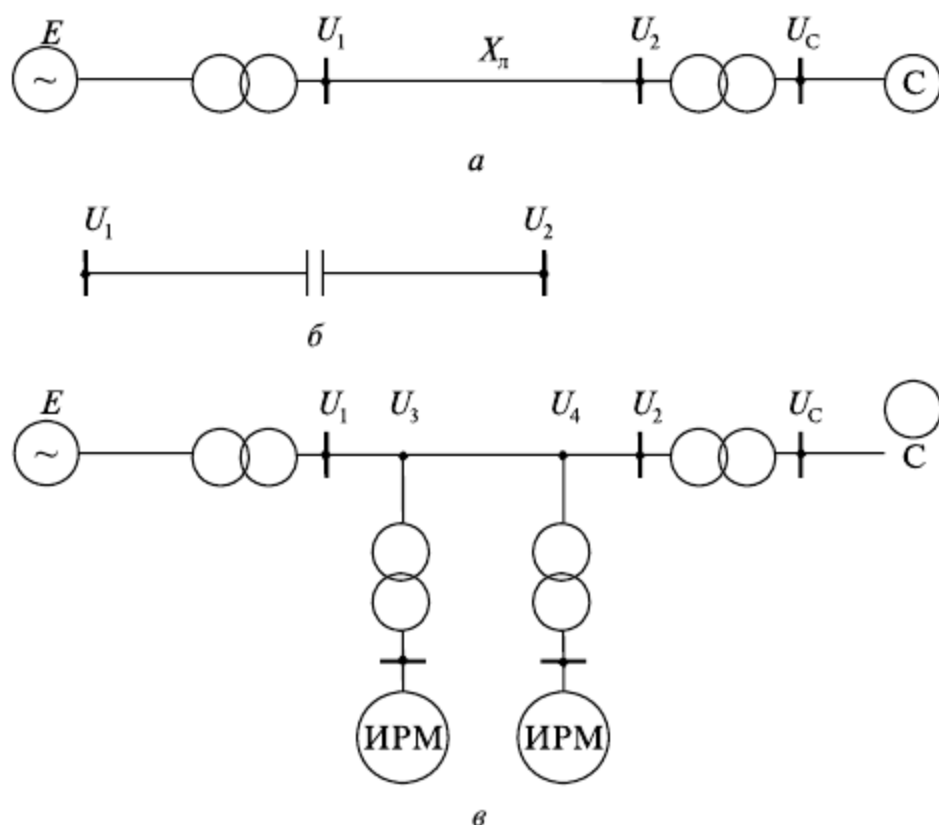


Рис. 12.14. Схемы системы электропередачи (а), линии с продольной компенсацией (б) и с промежуточными подстанциями (в)

Если генераторы удаленной станции и работающие в системе оснащены регуляторами возбуждения сильного действия, позволяющими поддерживать постоянными заданные напряжения U_1 и U_2 по концам линии, то предел передаваемой мощности (предел линии) будет равен

$$P_{\text{пр}} = U_1 U_2 / X_l. \quad (12.66)$$

Из формулы (12.66) видны следующие проектные пути увеличения пропускной способности системы электропередачи за счет воздействия на ее часть — линию электропередачи.

1. *Повышение номинального напряжения линии.* Здесь существенно то, что предельная мощность пропорциональна квадрату напряжения.

2. *Уменьшение индуктивного сопротивления линии.* Оно может быть достигнуто за счет применения расщепленных фаз. Такой путь особенно целесообразен на линиях большой длины. Другой путь заключается в использовании различных вариантов конструктивного исполнения воздушных компактных линий электропередачи [51, 54, 77].

3. *Применение продольной компенсации реактивного сопротивления линии* (рис. 12.14, б). В этом случае эквивалентное сопротивление без учета распределенности параметров для линии без потерь

$$X_{л.э} = X_{л} - X_{с}.$$

4. *Применение управляемых источников реактивной мощности (ИРМ) на промежуточных подстанциях* (рис. 12.14, в). Такими ИРМ могут быть статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы и др. Если путем выбора соответствующей мощности ИРМ обеспечить поддержание заданного напряжения U_3 , U_4 в промежуточных точках линий, то она разделится на несколько самостоятельных участков. В этом случае пропускная способность всей линии будет определяться участком линии, характеризующимся наименьшей предельной мощностью.

Пропускная способность линии, ограничиваемая допустимой силой тока по нагреванию проводников, описывается формулой

$$P_{пр} = \sqrt{3}UI_{доп} \cos \varphi, \quad (12.67)$$

где U — напряжение линии; $I_{доп}$ — допустимая сила тока по нагреву; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности.

Отсюда можно сформулировать следующие пути повышения пропускной способности.

1. *Повышение номинального напряжения.* При неизменной допустимой силе тока пропускная способность линейно зависит от номинального напряжения. Этот фактор в условиях проектирования имеет практическое значение в случае применения напряжения 380 В вместо 220 В, 10 кВ вместо 6 кВ, 20 кВ вместо 10 кВ, 110 кВ вместо 35 кВ. При этом пропускная способность увеличивается соответственно в $380 / 220 = \sqrt{3}$, $10 / 6 \approx \sqrt{3}$, $20 / 10 = 2$, $110 / 35 \approx 3$ раза.

2. *Повышение режимного (рабочего) напряжения.* В данном случае эффективность увеличения пропускной способности, естественно, ниже. Речь может идти о повышении напряжения лишь на 10—15% и соответственно о таком же повышении пропускной способности.

3. *Повышение $\cos \varphi$ за счет установки компенсирующих устройств.* Пусть в линии при $\cos \varphi < 1$ сила тока равна допустимой силе тока по нагреванию. Для повышения передаваемой активной мощности без увеличения силы тока надо предварительно разгрузить линию (снизить силу тока) от реактивной мощности. Это можно сделать за счет установки компенсирующего устройства в конце линии такой мощности, при которой полная мощность оставалась бы неизменной (рис. 12.15, а). При этом треугольник $S_{доп} QP$ соответствует мощностям в линии при отсутствии компенсирующего устройства (рис. 12.15, б).

Если активную мощность надо увеличить с P до P_k , то одновременно произойдет увеличение реактивной мощности, и полная мощность возрастет. При одинаковом

$\cos\varphi$ прежней и вновь подключенной нагрузки треугольник мощностей займет положение $S'Q'P_k$. При подключении компенсирующего устройства мощностью $Q_{ку}$ полная мощность должна быть снижена до прежнего значения. Тогда треугольник мощностей будет иметь вид $S_{доп}Q_kP_k$, (Q_k — реактивная мощность в линии после компенсации).

При неизменной силе тока линии до и после компенсации будет справедливо следующее уравнение:

$$I_{доп} = S_{доп} / (\sqrt{3}U) = \sqrt{P^2 + Q^2} / (\sqrt{3}U) = \sqrt{P_k^2 + Q_k^2} / (\sqrt{3}U)$$

или

$$P^2 + Q^2 = P_k^2 + Q_k^2. \quad (12.68)$$

Имея в виду, что $Q_k = Q' - Q_{ку} = P_k \operatorname{tg}\varphi - Q_{ку}$ (см. рис. 12.15, б), после подстановки Q_k в уравнение (12.68) можно получить мощность компенсирующего устройства, необходимую для повышения передаваемой активной мощности с P до P_k :

$$Q_{к.у} = P_k \operatorname{tg}\varphi - \sqrt{P^2(1 + \operatorname{tg}^2\varphi) - P_k^2}, \quad (12.69)$$

где P_k может находиться в пределах $P \leq P_k \leq S_{доп}$.

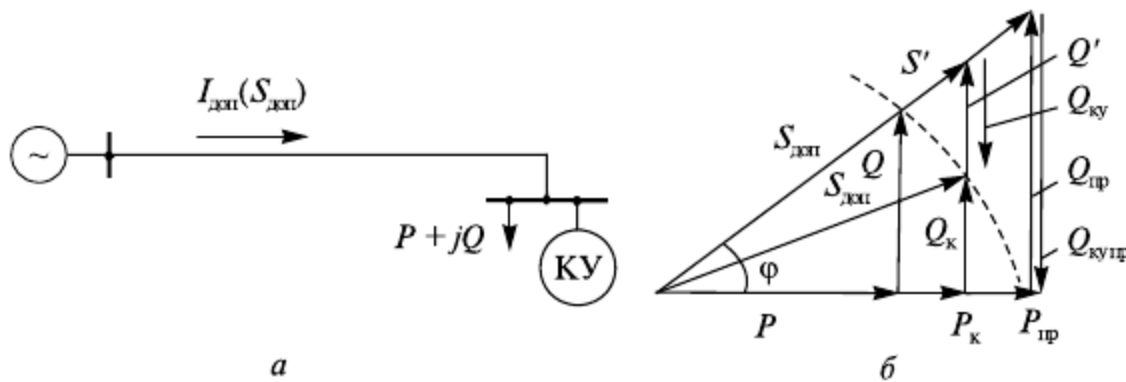


Рис. 12.15. Схема сети (а) и векторная диаграмма (б)

В случае полной компенсации реактивной мощности предельное значение активной мощности будет $P_k = P_{пр}$ (см. рис. 12.15, б), а мощность компенсирующего устройства составит

$$Q_{ку_пр} = Q_{пр} = P_k \operatorname{tg}\varphi. \quad (12.70)$$

4. *Увеличение площади сечения проводов воздушных линий электропередачи.* Допустимые силы токов по нагреванию, как известно, зависят от площади сечения проводов и устанавливаются в зависимости от допустимых температур проводов. Как уже отмечалось в подразделе 12.8, в условиях проектирования длительно допустимые силы токов и соответствующие им пропускные способности принимают, исходя из допустимой температуры нагревания проводов линии, равной 70°C , и температуры воздуха 25°C (см. рис. 12.12). Из этого рисунка видно, что зависимость допустимой силы тока от площади сечения провода не является линейной, и при увеличении площади сечения допустимая плотность тока снижается. Это объясняется тем, что при больших площадях сечений площадь поверхности провода, приходящаяся на

1 мм² сечения, уменьшается и, как следствие, ухудшаются условия охлаждения провода.

Увеличение площади сечения проводов иногда может оказаться целесообразным не только при сооружении новых линий, но и при реконструкции существующих.

5. *Учет фактической температуры окружающей среды.* Очевидно, что при изменении температуры окружающей среды условия охлаждения проводов изменяются. Если наивысшие значения температуры воздуха для какого-то региона отличаются от расчетной температуры 25 °С, то соответствующие ей допустимые силы токов $I_{\text{доп}}$ могут быть изменены до $I_{t \text{ доп}}$ с учетом поправочного коэффициента k_t :

$$I_{t \text{ доп}} = I_{\text{доп}} k_t.$$

Значения k_t для неизолированных проводов воздушных линий принимаются в соответствии с зависимостью, приведенной на рис. 12.16 и построенной по данным работы [66].

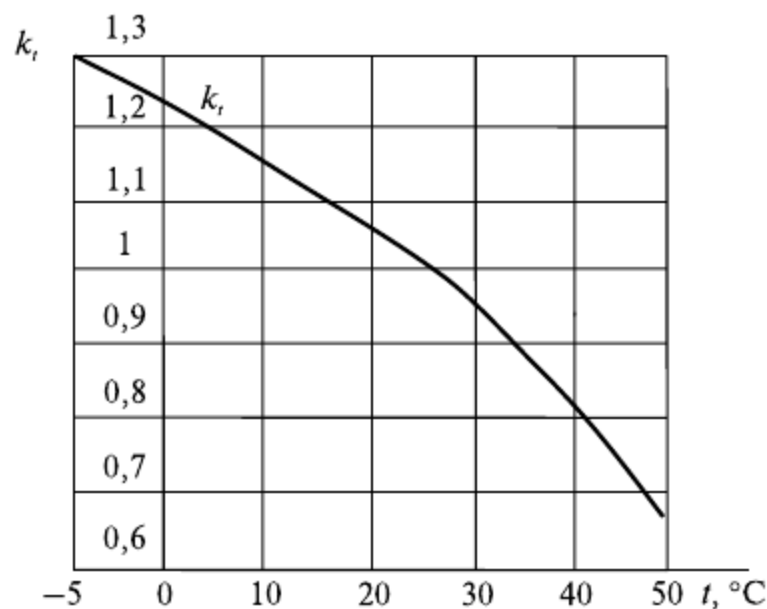


Рис. 12.16. Зависимость поправочного коэффициента k_t от температуры воздуха для неизолированных проводов

6. *Применение меньших площадей сечений одиночных проводов в расщепленной фазе при неизменной площади сечения фазы.* В этом случае эффект от повышения допустимой силы тока достигается за счет увеличения поверхности охлаждения проводов данной фазы. Действительно, в общем случае при m проводах в фазе с диаметром d_m поверхность проводов фазы на единицу длины линии составит $F_m = m\pi d_m$. В случае их замены на n проводов ($n > m$) с диаметром $d_n < d_m$ и неизменной площади сечения алюминиевой части фазы поверхность проводов фазы $F_n = n\pi d_n$. Тогда увеличение поверхности проводов составит

$$\delta F = F_n / F_m = d_n n / d_m m.$$

Так, например, при замене одиночного провода в фазе марки АС 240/39 с диаметром провода $d_m = 21,6$ мм на два провода марки 2 × АС 120/19 с диаметром провода $d_n = 15,2$ мм получим:

$$\delta F = \frac{15,2}{21,6} \cdot \frac{2}{1} = 1,41.$$

7. *Применение проводов с развитой поверхностью.* При неизменной площади сечения провода его поверхность можно увеличить различными путями, например выполнив его полым, либо многожильным с джутовым наполнителем в повивах. В этом случае допустимая сила тока на провод может быть увеличена за счет его лучшего охлаждения.

8. *Применение изолированных (покрытых) проводов воздушных линий.* Такие провода получают распространение в распределительных сетях напряжением 10 кВ и ниже. Наряду с известными достоинствами (предотвращение коротких замыканий при схлестывании проводов различных фаз, уменьшение индуктивного сопротивления линии и др.) такие провода имеют по сравнению с неизолированными проводами при одинаковой допустимой температуре провода пониженную пропускную способность по условию нагревания из-за ухудшения условий теплоотдачи от провода в окружающую среду. Допустимая температура изолированных проводов с изоляцией из термопластичного полиэтилена, так же как и для неизолированных проводов, не более 70 °С. Расчеты показывают, что при этом условии допустимые силы токов линий с изолированными проводами составляют на 10—13% меньше токов линий с неизолированными проводами при температуре воздуха 25 °С. Вместе с тем изготовители покрытых проводов с изоляцией из сшитого полиэтилена указывают допустимую температуру не более 90 °С, а допустимые силы токов при этом на 10—15% больше, чем для неизолированных проводов.

9. *Применение искусственного (форсированного) охлаждения проводников.* Такой способ повышения нагрузочной способности пригоден для кабельных линий. Рассматривают различные виды искусственного охлаждения [28]:

- а) косвенное охлаждение кабелей водой по проложенным параллельно им трубам;
- б) непосредственное внешнее охлаждение маслонаполненных кабелей при их размещении в отдельных трубах с циркулирующей водой;
- в) непосредственное внутреннее охлаждение маслонаполненных кабелей с помощью прокачки охлаждающей воды или масла по центральному каналу в жиле кабеля;
- г) охлаждение жил кабелей газом с высокой теплопроводностью в газоизолированных линиях. В таких линиях для электроизоляции применяется специальный сжатый газ (элегаз), который попутно улучшает условия охлаждения проводников линии.

10. *Применение криогенных линий.* Различают *криопроводящие* и *сверхпроводящие* линии. В первых проводники охлаждают до температуры 80—20 К, в результате чего активное сопротивление снижается в десятки раз. Вследствие этого появляется возможность существенно повысить пропускаемые по проводникам токи. В сверхпроводящих линиях активное сопротивление равно нулю, и рабочие токи по сравнению с обычными линиями могут быть увеличены в тысячи раз. Пропускная способность по току криопроводящих и сверхпроводящих линий ограничивается не нагреванием проводников, а другими факторами [51, 54].

11. *Прокладка дополнительных параллельных линий* пояснения не требует.

12. *Применение глубоких вводов.* Под глубоким вводом понимают систему электроснабжения, позволяющую подвести наивысшее экономически целесообразное напряжение к центрам нагрузки с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации. Глубокие вводы применяют как при проектировании новых сетей,

так и при развитии существующих. Так, если нагрузка I питалась по линии $Л_1$ от центра питания 2, то при ее росте развитие сети можно произвести путем прокладки параллельной дополнительной линии $Л_2$ того же напряжения (рис. 12.17). Вместо этого может оказаться экономически целесообразным сооружение глубокого ввода $Л_3$ более высокого напряжения. В результате пропускная способность по току увеличится пропорционально повышению напряжения.

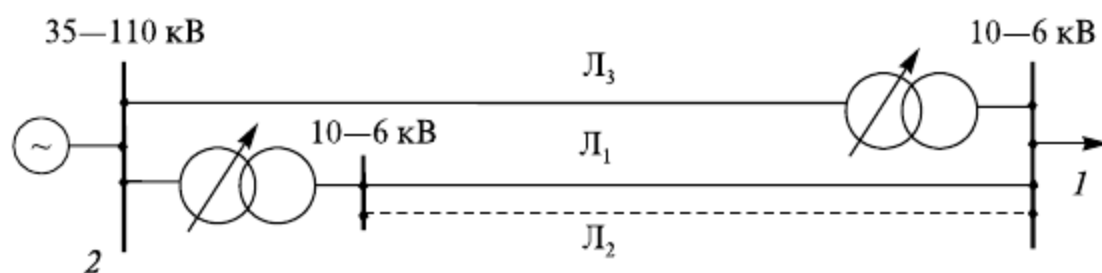


Рис. 12.17. Принципиальная схема глубокого ввода

13. *Сооружение дополнительных питающих подстанций.* При этом к ним за счет сооружения участков сети присоединяются ближайшие потребители. В результате к линиям от существовавших ранее подстанций могут быть подключены дополнительные нагрузки.

Пути повышения пропускной способности сети в случае ее ограничения по потере напряжения наиболее актуальны для распределительных сетей напряжением 20 кВ и ниже.

Для одиночной линии связь между допустимой потерей напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ и предельной передаваемой активной мощностью $P_{\text{пр}}$ можно представить в виде

$$\Delta U_{\text{доп}} = (P_{\text{пр}} R + Q_{\text{пр}} X) / U_{\text{ном}} = P_{\text{пр}} (R + X \operatorname{tg} \varphi) / U_{\text{ном}}.$$

Отсюда

$$P_{\text{пр}} = \Delta U_{\text{доп}} U_{\text{ном}} / (R + X \operatorname{tg} \varphi).$$

Имея в виду, что

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \%}{100} U_{\text{ном}},$$

получим

$$P_{\text{пр}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \% U_{\text{ном}}^2}{(R + X \operatorname{tg} \varphi) 100}. \quad (12.71)$$

Отсюда можно наметить пути повышения пропускной способности.

1. *Повышение номинального напряжения.* Из формулы (12.71) следует, что пропускная способность сети по условию допустимой потери напряжения пропорциональна квадрату напряжения. Так, при переходе с напряжения 6 кВ на 10 кВ она увеличивается в 3 раза, а при переходе с 10 кВ на 20 кВ — в 4 раза.

2. *Увеличение площади сечения проводов.* При этом активное и в некоторой степени реактивное сопротивление снижаются, а $P_{\text{пр}}$ — увеличивается (формула (12.71)).

3. *Применение проводов с развитой поверхностью.* При неизменной площади сечения провода с развитой поверхностью (полые, с джутовым наполнителем) будут иметь больший диаметр, меньшее индуктивное сопротивление и, следовательно, большее значение $P_{\text{пр}}$.

4. *Сближение проводов фаз.* Оно также приводит к уменьшению индуктивного сопротивления и соответственно к увеличению мощности $P_{\text{пр}}$. Сближение проводов фаз воздушных линий можно осуществить применением компактных конструкций [51, 54], покрытых проводов линий напряжением 6—20 кВ, изолированных проводов линий до 1 кВ, соединенных в пучки. Тот же эффект появляется при замене воздушных линий кабельными.

5. *Применение устройств поперечной компенсации.* Возможности увеличения передаваемой активной мощности по условию допустимой потери напряжения видно из векторной диаграммы, приведенной на рис. 12.18. Пусть до компенсации были мощности S, P, Q . Установка компенсирующего устройства мощностью $Q_{\text{ку}}$ уменьшит реактивную мощность по сети до Q' и соответственно реактивную составляющую потери напряжения. За счет этого можно увеличить активную мощность до такого значения мощности $P_{\text{к}}$, при которой общая потеря напряжения останется неизменной. Так как при подключении новой нагрузки возрастет также и потребляемая реактивная мощность, то при неизменном $\cos\varphi$ треугольник мощностей займет положение $S_{\text{к}} Q_{\text{к}} P_{\text{к}}$. Исходя из равенства потерь напряжения до и после компенсации, можно записать

$$PR + QX = P_{\text{к}}R + Q_{\text{к}}X.$$

Из диаграммы (см. рис. 12.18) следует:

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{\text{к}} = Q'' - Q_{\text{ку}} = P_{\text{к}} \operatorname{tg} \varphi - Q_{\text{ку}}.$$

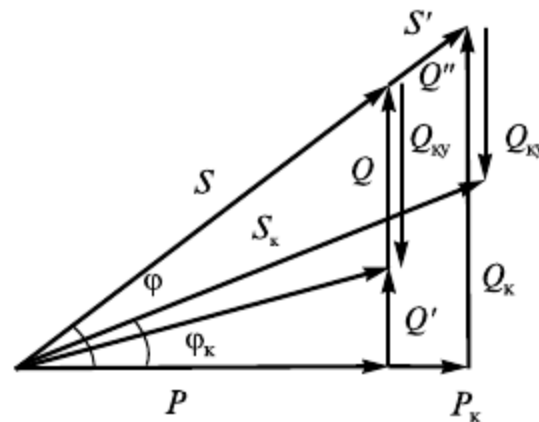


Рис. 12.18. Векторная диаграмма для определения мощности компенсирующего устройства

Тогда

$$PR + PX \operatorname{tg} \varphi = P_{\text{к}}R + P_{\text{к}}X \operatorname{tg} \varphi - Q_{\text{ку}}X.$$

Отсюда активная мощность, которую можно передать при установке устройства поперечной компенсации мощностью $Q_{\text{ку}}$

$$P_{\text{к}} = P + \frac{Q_{\text{ку}}X}{R + X \operatorname{tg} \varphi} = P + \frac{Q_{\text{ку}}}{\frac{R}{X} + \operatorname{tg} \varphi}. \quad (12.72)$$

Если требуется повысить предел передаваемой мощности, ограничиваемый допустимой потерей напряжения с P до $P_{\text{к}}$, то необходимая мощность компенсирующего устройства

$$Q_{\text{кy}} = (P_{\text{к}} - P) \left(\frac{R}{X} + \operatorname{tg} \varphi \right). \quad (12.73)$$

6. *Применение устройств продольной компенсации.* Как известно, устройства продольной (последовательной) компенсации выполняются в виде конденсаторных батарей, которые включаются в рассечку линий электропередач.

Если при заданной площади сечений проводов пропускная способность ограничивается допустимой потерей напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$, то ее можно повысить включением устройства продольной компенсации, которая позволяет уменьшить потерю напряжения. При исходной предельной мощности P можно записать

$$\Delta U_{\text{доп}} = (PR + QX) / U = P(R + X \operatorname{tg} \varphi) / U.$$

Отсюда

$$P = \Delta U_{\text{доп}} U / (R + X \operatorname{tg} \varphi).$$

Если после включения устройства продольной компенсации и увеличения передаваемой активной мощности $\cos \varphi$ остается прежним, то новое максимальное значение передаваемой мощности

$$P_c = \frac{\Delta U_{\text{доп}} U}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi},$$

где k_c — степень продольной компенсации, определяемая отношением емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии

$$k_c = x_c / X.$$

Относительное увеличение пропускной способности за счет устройства продольной компенсации составит

$$P_c / P = \frac{R + X \operatorname{tg} \varphi}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi}.$$

Таким образом, эффективность повышения пропускной способности зависит от параметров линии R и X , коэффициента мощности и степени продольной компенсации.

Максимальная передаваемая мощность по условию допустимой потери напряжения при установке устройства продольной компенсации выразится формулой

$$P_c = P \frac{R + X \operatorname{tg} \varphi}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi}. \quad (12.74)$$

При полной компенсации индуктивного сопротивления линии ($k_c = 1$)

$$P_c = P \left(1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi \right). \quad (12.75)$$

Принципиально возможна и перекомпенсация индуктивного сопротивления линии ($k_c > 1$).

Из формул (12.74) и (12.75) видно, что продольная компенсация наиболее эффективна при больших отношениях X/R и малых значениях коэффициента мощности $\cos\varphi$.

Если требуется повысить пропускную способность с P до P_c , то из формулы (12.74) после преобразований можно получить необходимую степень компенсации индуктивного сопротивления линии:

$$k_c = \left(1 - \frac{P}{P_c}\right) \left(1 + \frac{R}{X \tan\varphi}\right). \quad (12.76)$$

7. Увеличение числа параллельных линий.

8. Применение глубоких вводов.

9. Сооружение дополнительных питающих подстанций.

Специальные пояснения по п. 7, 8, 9 не требуются.

Контрольные вопросы

1. Каковы наиболее характерные задачи при проектировании систем передачи и распределения электроэнергии?
2. Какие известны основные экономические показатели систем передачи и распределения электроэнергии?
3. Какие составляющие входят в капитальные затраты электрической сети?
4. От чего зависит стоимость сооружения линии электропередачи?
5. Как укрупненно определяется стоимость подстанции?
6. Что понимается под ежегодными издержками на эксплуатацию электрической сети? Какие составляющие входят в них?
7. В чем сущность амортизационных отчислений? Как они зависят от срока службы объекта?
8. Как определяются затраты на возмещение потерь электроэнергии в электрической сети?
9. От чего зависит стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии?
10. Как определяется чистый дисконтированный доход?
11. При каком чистом дисконтированном доходе эффективно сооружение объекта?
12. Что понимается под сроком окупаемости капитальных затрат?
13. Как применить показатель чистого дисконтированного дохода при оценке сравнительной эффективности вариантов сооружения объекта?
14. Какие известны затратные критерии, используемые для оценки сравнительной эффективности вариантов сооружения объекта?
15. Что собой представляет статический критерий приведенных затрат и каковы условия возможного его применения?
16. Как определяется срок окупаемости при сравнении двух вариантов сооружения объекта?
17. Какие известны подходы к учету надежности электроснабжения при проектировании развития электрической сети?
18. Как разделяются электроприемники по категориям для обеспечения соответствующей надежности электроснабжения?

19. Как учитывается в критериях сравнительной эффективности экономический ущерб из-за недоотпуска электроэнергии?
20. Как определяется ущерб от вынужденных и плановых перерывов электроснабжения?
21. Как определить коэффициент вынужденного простоя при последовательном и параллельном соединении элементов электрической сети?
22. Как можно учесть фактор экологии при сравнительной эффективности вариантов развития электрической сети?
23. Исходя из каких принципов разрабатываются варианты возможных конфигураций электрической сети?
24. Какие факторы влияют на выбор номинального напряжения линии электропередачи?
25. Каковы области применения различных номинальных напряжений?
26. Что представляют собой экономические области номинальных напряжений и как они строятся?
27. Какому экономическому критерию соответствует экономическая плотность тока?
28. Какие конкурирующие факторы имеют место при выборе сечения проводников линий по экономическим соображениям?
29. Как выбираются площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока?
30. В чем заключаются недостатки применения нормативной экономической плотности тока при выборе площади сечения проводников линий электропередачи?
31. Исходя из каких условий находится сила расчетного тока, по которой выбираются площади сечения проводников по экономическим соображениям?
32. В чем сущность выбора площади сечений проводников по экономическим интервалам нагрузки?
33. На основании какого критерия находятся экономические интервалы нагрузки?
34. Как определить граничную силу тока, при которой целесообразно переходить от одной площади сечения проводника к другой?
35. В чем заключаются общие недостатки выбора площади сечения проводников по нормативной экономической плотности тока и экономическим интервалам нагрузки?
36. Как можно непосредственно использовать затратные экономические критерии при выборе площади сечений проводников линий по экономическим соображениям?
37. В каких сетях и почему проводники линий выбираются по допустимой потере напряжения?
38. В чем заключается задача выбора площади сечений проводников линий по допустимой потере напряжений?
39. Какие дополнительные условия применяются при выборе проводников по допустимой потере напряжения? Каковы области их использования?
40. Какова последовательность выбора проводников линий по допустимой потере напряжения?
41. Какое условие должно соблюдаться при выборе проводников линий по условию их нагревания?
42. Как изменяется допустимая плотность тока в зависимости от площади сечения проводника?

43. Исходя из каких режимов сети следует выбирать проводники линий по условию нагревания?
44. Какому условию должны удовлетворять провода воздушных линий с учетом возможности появления короны?
45. Что понимается под пропускной способностью линий электропередачи?
46. Какие технические ограничения влияют на пропускную способность линий электропередач и электрических сетей?
47. При каких ограничениях повышение номинального напряжения позволяет увеличить пропускную способность линии и сети?
48. Какими путями можно повысить пропускную способность сети, если она ограничивается допустимой потерей напряжения?
49. Какими путями можно повысить пропускную способность линии электропередачи, если она ограничивается допустимым током по нагреванию?
50. В каких случаях и почему можно увеличить пропускную способность сети за счет установки устройств поперечной компенсации?
51. Когда эффективны устройства продольной компенсации для повышения пропускной способности распределительных электрических сетей?

Примеры решения задач

Задача 12.1. Для схемы сети, приведенной на рис. 12.19, определите следующие экономические показатели: капитальные затраты, ежегодные издержки, себестоимость и расчетную стоимость передачи электроэнергии. Номинальные напряжения: $U_{1ном} = 110$ кВ; $U_{2ном} = 10$ кВ. Длина линии $L = 40$ км, марка провода АС 120/19, номинальная мощность каждого трансформатора $S_{Т ном} = 16$ МВ·А, наибольшая нагрузка подстанции $S_{нб} = 30 + j10$ МВ·А, время использования наибольшей полной и активной мощности $T_{нб} = T_{нб а} = 5000$ ч.

Решение. Расчет проведем в российских рублях на уровне 2005 г. Капитальные затраты в линию со стальными опорами вычислим для IV климатического района по гололеду по формуле (12.3), приняв соответствующие коэффициенты из табл. 12.1 и учтя коэффициент $k_{2005} = 82$:

$$K_{л} = (A_{л} + B_{л} U_{ном}^2 + C_{л} F) L k_{2005} =$$

$$= (15,74 + 32,2 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 2,2 \cdot 10^{-2} 120) 40 \cdot 82 = 73\,066 \text{ тыс. руб.}$$

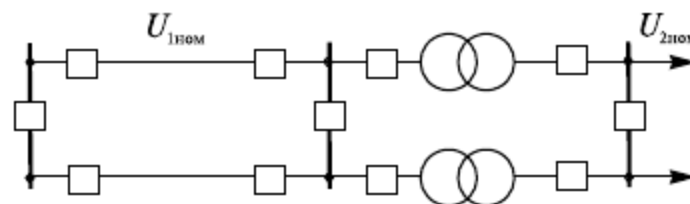


Рис. 12.19. Схема сети

Определим стоимость одного трансформатора по формуле (12.5) с учетом коэффициентов из табл. 12.2:

$$K_{1т} = (A_{т} + B_{т} U_{ном}^2 + C_{т} S_{Т ном}) k_{2005} =$$

$$= (20 + 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 + 0,886 \cdot 16) \cdot 82 = 4221 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость одной ячейки напряжением 110 кВ по формуле (12.6) с учетом коэффициентов из табл. 12.2 равна

$$K_{\text{яч}110} = (A_{\text{яч}} + B_{\text{яч}} U_{\text{ном}}^2) k_{2005} = (15 + 2,1 \cdot 10^{-3} 110^2) 82 = 3314 \text{ тыс. руб.}$$

Примем стоимость одной ячейки напряжением 10 кВ $K_{\text{яч}10} = 240$ тыс. руб.

Постоянная часть затрат на приемную подстанцию по формуле (12.8) равна

$$K_{\text{п}} = (A_{\text{п}} + B_{\text{п}} U_{\text{ном}}^2) k_{2005} = (50 + 1,3 \cdot 10^{-2} \cdot 110^2) 82 = 16\,999 \text{ тыс. руб.}$$

Полные капитальные затраты в приемную подстанцию и в линейные ячейки передающей подстанции составят

$$\begin{aligned} K_{\text{пс}} &= 2K_{\text{лт}} + 7K_{\text{яч}110} + 3K_{\text{яч}10} + K_{\text{п}} = \\ &= 2 \cdot 4221 + 7 \cdot 3314 + 3 \cdot 240 + 16\,999 = 49\,359 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Капитальные затраты в линию и подстанционное оборудование

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{пс}} = 73\,066 + 49\,359 = 122\,425 \text{ тыс. руб.}$$

Для вычисления ежегодных издержек воспользуемся формулой (12.13), найдя их отдельно для линии и подстанции. Предварительно вычислим потери электроэнергии по потокам мощности без учета потерь, используя метод времени наибольших потерь. При $T_{\text{нб}} = 5000$ ч время наибольших потерь

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч.}$$

Активные сопротивления линии и трансформатора с учетом сведений из справочников:

$$R_{\text{л}} = r_0 L = 0,249 \cdot 40 = 9,96 \text{ Ом, } R_{\text{т}} = 4,38 \text{ Ом.}$$

Полагая, что нагрузка подстанции равномерно распределяется по параллельным цепям линии и трансформаторам, получим нагрузочные потери энергии:

$$\Delta W_{\text{нл}} = \frac{P_{\text{нб}}^2 + Q_{\text{нб}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{л}}}{2} \tau = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot \frac{9,96}{2} \cdot 3411 = 1404 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{нт}} = \frac{P_{\text{нб}}^2 + Q_{\text{нб}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{т}}}{2} \tau = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot \frac{4,38}{2} \cdot 3411 = 617 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери энергии холостого хода для линии с учетом удельных потерь на корону ΔW_0 на 1 км в год из табл. 9.2 для региона Сибири:

$$\Delta W_{\text{хл}} = \Delta W_0 \cdot 40 \cdot 2 = 1,13 \cdot 40 \cdot 2 = 90 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Для трансформаторов

$$\Delta W_{\text{хт}} = 2\Delta P_{\text{хт}} \cdot 8760 = 2 \cdot 0,019 \cdot 8760 = 333 \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

где $\Delta P_{\text{хт}}$ — потери мощности холостого хода (из справочников).

Отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание примем из табл. 12.3: для линий $p_a + p_z = 0,024 + 0,004 = 0,028$, для подстанций $p_a + p_z = 0,064 + 0,03 = 0,094$. Стоимость 1 кВт·ч потерь энергии (см. рис. 12.2) для $k_m = 1$ с учетом повышающего коэффициента $k_\beta = 64$ в ОЭС Сибири:

нагрузочных (при $\tau = 3411$ ч)

$$\beta_n = 1,4 \cdot 10^{-2} \cdot 64 = 0,90 \text{ тыс. руб./МВт} \cdot \text{ч};$$

холостого хода (при $\tau = 8760$ ч)

$$\beta_x = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 64 \approx 0,80 \text{ тыс. руб./МВт} \cdot \text{ч}.$$

Ежегодные издержки для линий и для подстанций по формуле (12.13):

$$\begin{aligned} I_l &= (p_a + p_z)K_l + \Delta W_{nl}\beta_n + \Delta W_{xl}\beta_x = \\ &= 0,028 \cdot 73066 + 1404 \cdot 0,90 + 90 \cdot 0,80 = 3381 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{pc} &= (p_a + p_z)K_{pc} + \Delta W_{nt}\beta_n + \Delta W_{xt}\beta_x = \\ &= 0,094 \cdot 49\,359 + 617 \cdot 0,90 + 333 \cdot 0,80 = 5461 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

Общие издержки

$$I = (I_l + I_{pc}) = 3381 + 5461 = 8842 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии по формуле (12.15):

$$\beta_n = I / (P_{nb} T_{nba}) = 8842 / (30 \cdot 5000) = 0,059 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}.$$

Расчетная стоимость передачи электроэнергии по формуле (12.26) с учетом формулы (12.25) при ставке дисконта $E = 0,12$:

$$\begin{aligned} C_n &= 3 / (P_{nb} T_{nba}) = \frac{I + E(K_l + K_{pc})}{P_{nb} T_{nba}} = \\ &= \frac{8842 + 0,12(73\,066 + 49\,359)}{30 \cdot 5000} = 0,16 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Задача 12.2. Проведите технико-экономическое сравнение двух вариантов сооружения двухцепной линии электропередачи напряжением 110 кВ длиной 40 км с различными марками проводов: вариант 1 — АС 120/19; вариант 2 — АС 240/32. Строительство линии предполагается осуществить в течение 1 года, после чего она будет работать с неизменной по годам наибольшей мощностью $\underline{S}_{nb} = 30 + j10$ МВ·А с временем использования наибольшей полной и активной мощности $T_{nb} = T_{nba} = 5000$ ч.

Решение. Экономичный вариант найдем, воспользовавшись статическим критерием приведенных затрат (12.25) при ставке дисконта $E = 0,12$.

Для варианта 1 исполнения линии капитальные затраты и ежегодные издержки были определены в задаче 12.1: $K_1 = 73\,066$ тыс. руб.; $I_1 = 3381$ тыс. руб.

По варианту 2 капитальные затраты найдем по формуле (12.3) при тех же условиях, что и для варианта 1:

$$\begin{aligned} K_2 &= (A_l + B_l U_{ном}^2 + C_l F) L k_{2005} = \\ &= (15,74 + 32,2 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot 240) 40 \cdot 82 = 81\,705 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Активное сопротивление провода АС 240/32 (из справочников)

$$R_{\text{л}} = r_{\text{о}} L = 0,121 \cdot 40 = 4,84 \text{ Ом.}$$

Время наибольших потерь для $T_{\text{нб}} = 5000 \text{ ч}$ равно $\tau = 3411 \text{ ч}$.

Нагрузочные потери энергии

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{P_{\text{нб}}^2 + Q_{\text{нб}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{л}}}{2} \tau = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot \frac{4,84}{2} \cdot 3411 = 682 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери энергии холостого хода

$$\Delta W_{\text{х}} = \Delta W_0 \frac{F_{\text{т}}}{F_{\text{ф}}} \cdot 40 \cdot 2 = 1,13 \frac{120}{240} \cdot 40 \cdot 2 = 45 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

где ΔW_0 — удельные потери на корону при табличном сечении проводов, взятые из табл. 9.2.

Отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание из табл. 12.3 составляют $p_{\text{а}} + p_{\text{э}} = 0,024 + 0,004 = 0,028$.

Стоимость 1 кВт·ч потерь:

$$\beta_{\text{н}} = 0,9 \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч}); \beta_{\text{х}} = 0,8 \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч}) \text{ (см. задачу 12.1).}$$

Ежегодные издержки

$$\begin{aligned} I_2 &= (p_{\text{а}} + p_{\text{э}}) K_2 + \Delta W_{\text{н}} \beta_{\text{н}} + \Delta W_{\text{х}} \beta_{\text{х}} = \\ &= 0,028 \cdot 81\,705 + 682 \cdot 0,90 + 45 \cdot 0,80 = 2938 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Приведенные затраты по вариантам при величине $E = 0,12$:

$$Z_1 = 3381 + 0,12 \cdot 73\,066 = 12\,151 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 2938 + 0,12 \cdot 81\,705 = 12\,743 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, по выбранному критерию марка провода АС 120/19 оказывается несколько выгоднее провода АС 240/32.

Сделаем сравнение по сроку окупаемости, вычислив его по формуле (12.27):

$$T_{\text{ок}} = (K_2 - K_1) / (I_1 - I_2) = (81\,705 - 73\,066) / (3381 - 2938) = 19,5 \text{ лет.}$$

Если в качестве нормативного срока окупаемости принять $T_{\text{норм}} = 1 / E = 1 / 0,12 = 8,3$ года, то $T_{\text{ок}} > T_{\text{норм}}$. Следовательно, выгодно принять вариант с меньшими капитальными затратами, т.е. вариант 1. Ответ получился тот же, что и при расчете по приведенным затратам.

Задача 12.3. Проведите технико-экономическое сравнение двух вариантов двухцепной линии электропередачи напряжением 110 кВ длиной 40 км с различными марками проводов: вариант 1 — АС 120/19; вариант 2 — АС 240/32. Строительство линии предполагается осуществить в течение первого года. Во второй год она будет работать с наибольшей нагрузкой $\underline{S}_{2\text{нб}} = 30 + j10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, в третий год с $\underline{S}_{3\text{нб}} = 50 + j20 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, в четвертый год с $\underline{S}_{4\text{нб}} = 60 + j30 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, в последующие годы нагрузка изменяться не будет. Время наибольших потерь $\tau = 3411 \text{ ч}$. Стоимость нагрузочных потерь электроэнергии $\beta_{\text{н}} = 0,90 \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч})$. Норму дисконта принять $E = 0,12$.

Решение. Капитальные затраты для заданных условий определены в задаче 12.2: $K_1 = 73\,066 \text{ тыс. руб.}$, $K_2 = 81\,705 \text{ тыс. руб.}$. Ежегодные отчисления от капитальных затрат соответственно:

$$И'_1 = (p_a + p_3)K_1 = 0,028 \cdot 73\,066 = 2046 \text{ тыс. руб.};$$

$$И'_2 = (p_a + p_3)K_2 = 0,028 \cdot 81\,705 = 2288 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодная стоимость потерь электроэнергии холостого хода из задач 12.1 и 12.2:

$$И''_1 = 90 \cdot 0,80 = 72 \text{ тыс. руб.};$$

$$И''_2 = 45 \cdot 0,80 = 36 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки будут изменяться, так как изменяются нагрузочные потери энергии и соответственно их стоимость.

Определим стоимость нагрузочных потерь в каждом году.

Вариант 1:

в год $t = 2$

$$И_{12} = \Delta W_2 \beta_n = \frac{P_{2нб}^2 + Q_{2нб}^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{R_{л}}{2} \tau \beta_n = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot \frac{9,96}{2} \cdot 3411 \cdot 0,90 = 1263 \text{ тыс. руб.};$$

в год $t = 3$

$$И_{13} = \Delta W_3 \beta_n = \frac{P_{3нб}^2 + Q_{3нб}^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{R_{л}}{2} \tau \beta_n = \frac{50^2 + 20^2}{110^2} \cdot \frac{9,96}{2} \cdot 3411 \cdot 0,90 = 3664 \text{ тыс. руб.};$$

в год $t = 4$

$$И_{14} = \Delta W_4 \beta_n = \frac{P_{4нб}^2 + Q_{4нб}^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{R_{л}}{2} \tau \beta_n = \frac{60^2 + 30^2}{110^2} \cdot \frac{9,96}{2} \cdot 3411 \cdot 0,90 = 5686 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2:

в год $t = 2$

$$И_{22} = \frac{30^2 + 10^2}{110^2} \cdot \frac{4,84}{2} \cdot 3411 \cdot 0,90 = 614 \text{ тыс. руб.};$$

в год $t = 3$

$$И_{23} = \frac{50^2 + 20^2}{110^2} \cdot \frac{4,84}{2} \cdot 3411 \cdot 0,90 = 1781 \text{ тыс. руб.};$$

в год $t = 4$

$$И_{24} = \frac{60^2 + 30^2}{110^2} \cdot \frac{4,84}{2} \cdot 3411 \cdot 0,90 = 2763 \text{ тыс. руб.}$$

Найдем полные издержки по годам.

Вариант 1:

в год $t = 2$

$$И_1^{(2)} = И'_1 + И''_1 + И_{12} = 2046 + 72 + 1263 = 3381 \text{ тыс. руб.};$$

в год $t = 3$

$$И_1^{(3)} = И'_1 + И''_1 + И_{13} = 2046 + 72 + 3664 = 5782 \text{ тыс. руб.};$$

в год $t = 4$

$$И_1^{(4)} = И'_1 + И''_1 + И_{14} = 2046 + 72 + 5686 = 7804 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2:

в год $t = 2$

$$И_2^{(2)} = И'_2 + И''_2 + И_{22} = 2288 + 36 + 614 = 2938 \text{ тыс. руб.};$$

в год $t = 3$

$$И_2^{(3)} = И'_2 + И''_2 + И_{23} = 2288 + 36 + 1781 = 4105 \text{ тыс. руб.};$$

в год $t = 4$

$$И_2^{(4)} = И'_2 + И''_2 + И_{24} = 2288 + 36 + 2763 = 5087 \text{ тыс. руб.}$$

Для нахождения наивыгоднейшего варианта используем критерий приведенных затрат (12.24):

$$З_i = K_i + \sum_{t=2}^T \frac{И_{ti}}{(1+E)^{t-1}} \rightarrow \min.$$

Теоретически данный критерий предполагает $T = \infty$. Для конкретизации вычислений ограничим расчетный срок до $T = 8$ лет.

Найдем значение приведенных затрат для каждого варианта:

$$\begin{aligned} З_1 = & 73\,066 + \frac{3381}{(1+0,12)^{2-1}} + \frac{5782}{(1+0,12)^{3-1}} + \frac{7804}{(1+0,12)^{4-1}} + \frac{7804}{(1+0,12)^{5-1}} + \\ & + \frac{7804}{(1+0,12)^{6-1}} + \frac{7804}{(1+0,12)^{7-1}} + \frac{7804}{(1+0,12)^{8-1}} = 103\,157 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} З_2 = & 81\,705 + \frac{2938}{(1+0,12)^{2-1}} + \frac{4105}{(1+0,12)^{3-1}} + \frac{5087}{(1+0,12)^{4-1}} + \frac{5087}{(1+0,12)^{5-1}} + \\ & + \frac{5087}{(1+0,12)^{6-1}} + \frac{5087}{(1+0,12)^{7-1}} + \frac{5087}{(1+0,12)^{8-1}} = 102\,244 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Отсюда

$$З_{\min} = \min\{З_1; З_2\} = \min\{103\,157; 102\,244\} = 102\,244,$$

т.е. более выгодным является вариант 2.

Задача 12.4. Проведите технико-экономическое сравнение двух вариантов сооружения одноцепной линии электропередачи напряжением 220 кВ длиной 100 км

с различными марками проводов: вариант 1 — АС 300/39 с капитальными затратами $K_1 = 150\,000$ тыс. руб. и удельным сопротивлением $r_0 = 0,098$ Ом/км; вариант 2 — АС 400/39 с капитальными затратами $K_2 = 163\,000$ тыс. руб. и удельным сопротивлением $r_0 = 0,075$ Ом/км. Предполагается, что линия будет сооружаться в течение двух лет, причем в первый год будет реализовано 0,7 от полных капитальных затрат, а во второй год — 0,3. После включения линии в работу на третий год после начала строительства наибольшая нагрузка составит $\underline{S}_{3нб} = 80 + j20$ МВ·А, на четвертый год $\underline{S}_{4нб} = 120 + j40$ МВ·А, на пятый — $\underline{S}_{5нб} = 150 + j60$ МВ·А, после чего нагрузка будет оставаться неизменной. Время наибольших потерь $\tau = 3000$ ч, стоимость нагрузочных потерь $\beta_n = 1,0$ тыс. руб/(МВт·ч), потерь холостого хода $\beta_x = 0,80$ тыс. руб/(МВт·ч). Годовые потери энергии холостого хода составляют: по варианту 1 $\Delta W_{1х} = 153\,00$ МВт·ч, по варианту 2 $\Delta W_{2х} = 11\,475$ МВт·ч. Отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание линии $p = 0,028$. Норма дисконта $E = 0,12$.

Решение. Расчеты выполним по критерию (12.21), приняв вместо теоретического расчетного срока $T = \infty$ некоторый конечный срок $T = 8$ лет:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti}}{(1+E)^t} \rightarrow \min.$$

Для этого предварительно вычислим капитальные затраты по каждому году.

Вариант 1:

$$K_{11} = 0,7 \cdot 150\,000 = 105\,000 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{12} = 0,3 \cdot 150\,000 = 45\,000 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{13} = K_{14} = K_{15} = K_{16} = K_{17} = K_{18} = 0.$$

Вариант 2:

$$K_{21} = 0,7 \cdot 163\,000 = 114\,100 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{22} = 0,3 \cdot 163\,000 = 48\,900 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{23} = K_{24} = K_{25} = K_{26} + K_{27} + K_{28} = 0.$$

Аналогичные расчеты выполним для ежегодных издержек. Стоимость потерь электроэнергии найдем по формуле (12.13).

Вариант 1:

$$I_{11} = I_{12} = 0;$$

$$\begin{aligned} I_{13} &= 0,028 \cdot 150\,000 + \frac{80^2 + 20^2}{220^2} \cdot 0,098 \cdot 100 \cdot 3000 \cdot 1,0 + 15\,300 \cdot 0,80 = \\ &= 20\,571 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{14} &= 0,028 \cdot 150\,000 + \frac{120^2 + 40^2}{220^2} \cdot 0,098 \cdot 100 \cdot 3000 \cdot 1,0 + 15\,300 \cdot 0,80 = \\ &= 26\,159 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{15} &= 0,028 \cdot 150\,000 + \frac{150^2 + 60^2}{220^2} \cdot 0,098 \cdot 100 \cdot 3000 \cdot 1,0 + 15\,300 \cdot 0,80 = \\ &= 32\,294 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$И_{16} = И_{17} = И_{18} = 32\,294 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2:

$$И_{21} = И_{22} = 0;$$

$$\begin{aligned} И_{23} &= 0,028 \cdot 163\,000 + \frac{80^2 + 20^2}{220^2} \cdot 0,075 \cdot 100 \cdot 3000 \cdot 1,0 + 11\,475 \cdot 0,80 = \\ &= 17\,463 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} И_{24} &= 0,028 \cdot 163\,000 + \frac{120^2 + 40^2}{220^2} \cdot 0,075 \cdot 100 \cdot 3000 \cdot 1,0 + 11\,475 \cdot 0,80 = \\ &= 21\,182 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} И_{25} &= 0,028 \cdot 163\,000 + \frac{150^2 + 60^2}{220^2} \cdot 0,075 \cdot 100 \cdot 3000 \cdot 1,0 + 11\,475 \cdot 0,80 = \\ &= 25\,877 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$И_{26} = И_{27} = И_{28} = 25\,877 \text{ тыс. руб.}$$

Проведем теперь расчеты по формуле (12.21) для каждого из вариантов. Суммирование выполним по восьми годам:

$$\begin{aligned} З_1 &= \frac{K_{11} + И_{11}}{(1+E)^1} + \frac{K_{12} + И_{12}}{(1+E)^2} + \frac{K_{13} + И_{13}}{(1+E)^3} + \frac{K_{14} + И_{14}}{(1+E)^4} + \frac{K_{15} + И_{15}}{(1+E)^5} + \frac{K_{16} + И_{16}}{(1+E)^6} + \\ &+ \frac{K_{17} + И_{17}}{(1+E)^7} + \frac{K_{18} + И_{18}}{(1+E)^8} = \frac{105\,000 + 0}{(1+0,12)^1} + \frac{45\,000 + 0}{(1+0,12)^2} + \frac{0 + 20\,571}{(1+0,12)^3} + \frac{0 + 26\,159}{(1+0,12)^4} + \\ &+ \frac{0 + 32\,294}{(1+0,12)^5} + \frac{0 + 32\,294}{(1+0,12)^6} + \frac{0 + 32\,294}{(1+0,12)^7} + \frac{0 + 32\,294}{(1+0,12)^8} = 223\,467 \text{ тыс. руб.}; \\ З_2 &= \frac{114\,100 + 0}{(1+0,12)^1} + \frac{48\,900 + 0}{(1+0,12)^2} + \frac{0 + 17\,463}{(1+0,12)^3} + \frac{0 + 21\,182}{(1+0,12)^4} + \frac{0 + 25\,877}{(1+0,12)^5} + \frac{0 + 25\,877}{(1+0,12)^6} + \\ &+ \frac{0 + 25\,877}{(1+0,12)^7} + \frac{0 + 25\,877}{(1+0,12)^8} = 216\,699 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$З_{\min} = \min\{З_1; З_2\} = \min\{223\,467; 216\,699\} = 216\,699,$$

т.е. выгодно сооружение линии по варианту 2.

Обратим внимание на то, что если расчетный срок принять $T > 8$ лет, то результат целесообразности второго варианта не изменится. Действительно, в выражения затрат $З_1$ и $З_2$ будут добавляться соответственно члены $32\,294 / (1+0,12)^t$ и $25\,877 / (1+0,12)^t$ ($t = 9; 10; 11$ и т.д.), причем при любом t $25\,877 / (1+0,12)^t < 32\,294 / (1+0,12)^t$. Следовательно, к затратам $З_2$ будут добавляться члены меньше, чем к затратам $З_1$, и соотношение $З_2 < З_1$ не изменится.

Выполним аналогичные расчеты по критерию (12.22):

$$З_i = E \sum_{t=1}^T (K_{it} + И_{it})(1+E)^{T-t} + И_{i\text{пост.}}$$

В качестве расчетного срока примем $T = 5$ лет, так как после этого ежегодные издержки остаются неизменными.

Для варианта 1 получим:

$$\begin{aligned} Z_1 = & 0,12[(105\,000 + 0)(1 + 0,12)^{5-1} + (45\,000 + 0)(1 + 0,12)^{5-2} + \\ & + (0 + 20\,571)(1 + 0,12)^{5-3} + (0 + 26\,159)(1 + 0,12)^{5-4} + \\ & + (0 + 32\,294)(1 + 0,12)^{5-5}] + 32\,294 = 70\,195 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Для варианта 2 получим:

$$\begin{aligned} Z_2 = & 0,12[(114\,100 + 0)(1 + 0,12)^{5-1} + (48\,900 + 0)(1 + 0,12)^{5-2} + \\ & + (17\,463 + 0)(1 + 0,12)^{5-3} + (21\,182 + 0)(1 + 0,12)^{5-4} + \\ & + (25\,877 + 0)(1 + 0,12)^{5-5}] + 25\,877 = 64\,247 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Так как $Z_2 < Z_1$, то более выгодным является вариант 2.

Выполним аналогичный расчет по критерию (12.23):

$$Z_i = \sum_{t=1}^T (EK_{it} + \Delta I_{it})(1 + E)^{T-t} \rightarrow \min.$$

Используем вычисленные ранее капитальные затраты и ежегодные издержки по соответствующему году.

Вариант 1:

$$K_{11} = 105\,000 \text{ тыс. руб.}, K_{12} = 45\,000 \text{ тыс. руб.}, K_{13} = K_{14} = K_{15} = 0.$$

$I_{11} = I_{12} = 0$, поэтому изменение издержек в первом и втором году по сравнению с предыдущим годом:

$$\begin{aligned} \Delta I_{11} &= I_{11} - 0 = 0, \Delta I_{12} = I_{12} - I_{11} = 0; \\ \Delta I_{13} &= I_{13} - I_{12} = 20\,571 - 0 = 20\,571 \text{ тыс. руб.}; \\ \Delta I_{14} &= I_{14} - I_{13} = 26\,159 - 20\,571 = 5\,588 \text{ тыс. руб.}; \\ \Delta I_{15} &= I_{15} - I_{14} = 32\,294 - 26\,159 = 6\,135 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

После пятого года с начала строительства по условию задачи ежегодные издержки не изменяются, поэтому $\Delta I_{16} = I_{16} - I_{15} = 32\,294 - 32\,294 = 0$.

Вариант 2:

$$K_{21} = 114\,100 \text{ тыс. руб.}, K_{22} = 48\,900 \text{ тыс. руб.}, K_{23} = K_{24} = K_{25} = 0.$$

$$\begin{aligned} I_{21} &= I_{22}, \text{ поэтому } \Delta I_{21} = 0 \text{ и } \Delta I_{22} = 0; \\ \Delta I_{23} &= I_{23} - I_{22} = 17\,463 - 0 = 17\,463 \text{ тыс. руб.}; \\ \Delta I_{24} &= I_{24} - I_{23} = 21\,182 - 17\,463 = 3\,719 \text{ тыс. руб.}; \\ \Delta I_{25} &= I_{25} - I_{24} = 25\,877 - 21\,182 = 4\,695 \text{ тыс. руб.}; \\ \Delta I_{26} &= 0. \end{aligned}$$

Сделаем теперь расчеты по формуле (12.23) для каждого из вариантов, имея в виду, что $T = 5$ лет:

$$\begin{aligned} Z_1 = & (0,12 \cdot 105\,000 + 0)(1 + 0,12)^{5-1} + (0,12 \cdot 45\,000 + 0)(1 + 0,12)^{5-2} + \\ & + (0,12 \cdot 0 + 20\,571)(1 + 0,12)^{5-3} + (0,12 \cdot 0 + 5\,588)(1 + 0,12)^{5-4} + \\ & + (0,12 \cdot 0 + 6\,135)(1 + 0,12)^{5-5} = 65\,611 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
3_2 = & (0,12 \cdot 114\,100 + 0)(1 + 0,12)^{5-1} + (0,12 \cdot 48\,900 + 0)(1 + 0,12)^{5-2} + \\
& + (0,12 \cdot 17\,463 + 0)(1 + 0,12)^{5-3} + (0,12 \cdot 0 + 3719)(1 + 0,12)^{5-4} + \\
& + (0,12 \cdot 0 + 4695)(1 + 0,12)^{5-5} = 60\,555 \text{ тыс. руб.}
\end{aligned}$$

Так как $3_2 < 3_1$, то более экономичным оказывается вариант 2.

Таким образом, расчеты по всем рассмотренным критериям (12.21), (12.22) и (12.23) привели к одному и тому же результату: вариант 2 сооружения линии электропередачи выгоднее варианта 1.

Задача 12.5. Определите коэффициенты вынужденного простоя потребителей Π_1 и Π_2 , электроснабжение которых выполнено по схеме сети напряжением 110 кВ (рис. 12.20). Линии электропередачи выполнены на металлических опорах.

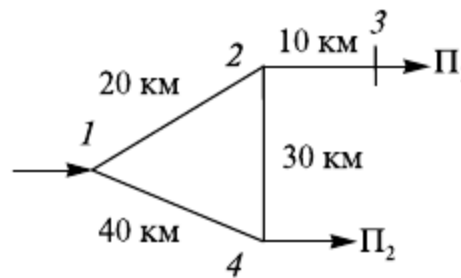


Рис. 12.20. Схема сети

Решение. Составим структурные схемы для расчета надежности относительно потребителя Π_1 (рис. 12.21, а) и потребителя Π_2 (рис. 12.21, б), полагая, что плановые ремонты линий 12, 14, 24 не вызывают обесточивание потребителей Π_1 и Π_2 . Примем время восстановления повреждения при аварийном $T_{\text{в}} = 1,0 \cdot 10^{-3}$ год/отказ и плановом $T_{\text{п}} = 1,7 \cdot 10^{-3}$ год/простой ремонте, среднюю частоту плановых простоев $\omega_{\text{п}} = 2,1$ простой/год, а также параметр потока отказов на 100 км линии $\omega_{\text{в}} = 0,89$ отказ/год.

Вычислим коэффициент планового простоя линии 23:

$$K_{n23} = \omega_{\text{п}} T_{\text{п}} = 2,1 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 3,57 \cdot 10^{-3}.$$

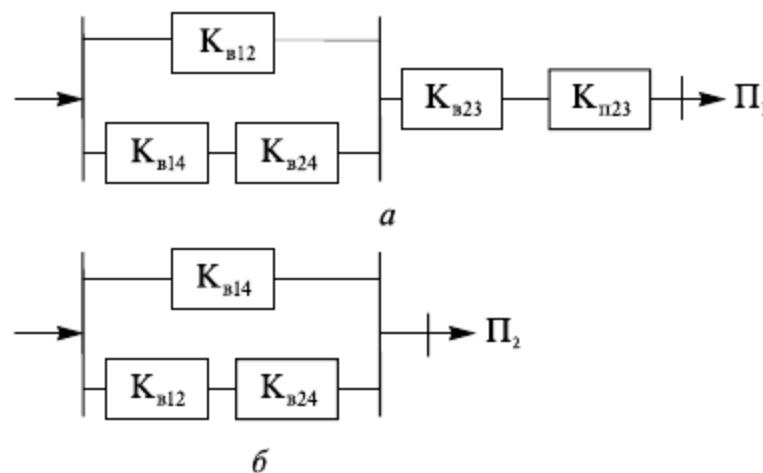


Рис. 12.21. Схема для расчета надежности электроснабжения:
а — потребителя Π_1 ; б — потребителя Π_2

Найдем коэффициенты вынужденного простоя всех линий с учетом их длины:

$$K_{\text{в}12} = \omega_{\text{в}} T_{\text{в}} = 0,89 \cdot \frac{20}{100} \cdot 1,0 \cdot 10^{-3} = 0,178 \cdot 10^{-3};$$

$$K_{B14} = 0,89 \cdot \frac{40}{100} \cdot 1,0 \cdot 10^{-3} = 0,356 \cdot 10^{-3};$$

$$K_{B24} = 0,89 \cdot \frac{30}{100} \cdot 1,0 \cdot 10^{-3} = 0,267 \cdot 10^{-3};$$

$$K_{B23} = 0,89 \cdot \frac{10}{100} \cdot 1,0 \cdot 10^{-3} = 0,089 \cdot 10^{-3}.$$

Руководствуясь схемами для расчета надежности (см. рис. 12.21), определим коэффициенты вынужденного обесточивания потребителей Π_1 и Π_2 :

$$K_{B1} = K_{B12}(K_{B14} + K_{B24}) + K_{B23} + K_{\Pi23} = 0,178 \cdot 10^{-3}(0,356 + 0,267) \cdot 10^{-3} + \\ + 0,089 \cdot 10^{-3} + 3,57 \cdot 10^{-3} = 3,66 \cdot 10^{-3};$$

$$K_{\sigma2} = K_{B14}(K_{B12} + K_{B24}) = 0,356 \cdot 10^{-3}(0,178 + 0,267) \cdot 10^{-3} = 0,16 \cdot 10^{-6}.$$

Задача 12.6. Выберите номинальные напряжения и провода линий электропередачи для схемы сети, приведенной на рис. 12.22, *a*, с указанными длинами линий и нагрузками в узлах сети в режиме наибольших нагрузок. Время использования наибольшей нагрузки узла 1 составляет $T_{1нб} = 4000$ ч, узла 2 — $T_{2нб} = 5000$ ч, узла 3 — $T_{3нб} = 6000$ ч.

Решение. Потоки мощности в каждой из цепей на участке сети 23

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_3 / 2 = (40 + j14) / 2 = 20 + j7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность на шинах 2

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = (10 + j6) + (40 + j14) = 50 + j20 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим потоки мощности по ветвям замкнутого контура без учета потерь мощности, воспользовавшись контурными уравнениями для однородной сети и записав их отдельно для активной и реактивной мощности:

$$\sum_{i=1}^n P_i L_i = 0; \quad \sum_{i=1}^n Q_i L_i = 0,$$

где P_i , Q_i — активная и реактивная мощности на i -м участке сети, соответственно; L_i — длина i -го участка сети; n — количество участков в замкнутом контуре.

Обозначим неизвестную мощность на участке 01 (рис. 12.22, *a*) через \underline{S}_{01} , произвольно направления мощностей на всех участках и направление обхода контура. Тогда можно записать:

$$P_{01} \cdot 40 + (P_{01} - 30) \cdot 20 + (P_{01} - 30 - 50) \cdot 30 = 0; \\ Q_{01} \cdot 40 + (Q_{01} - 10) \cdot 20 + (Q_{01} - 10 - 20) \cdot 30 = 0.$$

Решив эти уравнения, получим $\underline{S}_{01} = 33,3 + j12,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Тогда поток мощности на участке 1—2

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{01} - \underline{S}_1 = (33,3 + j12,2) - j(30 + j10) = 3,3 + j2,2 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

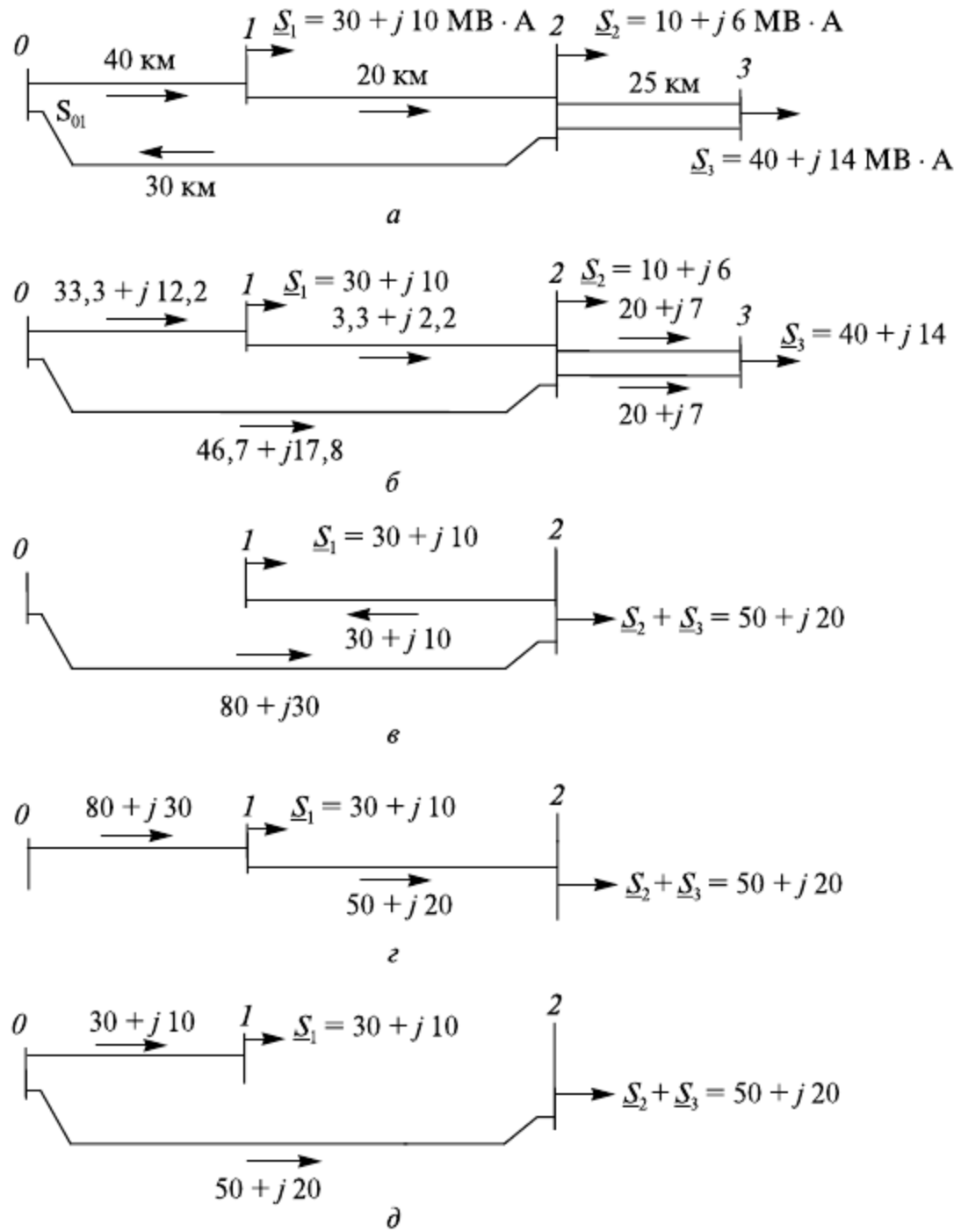


Рис. 12.22. Схема сети: *а* — исходная; *б* — нормальный режим; *в* — отключена ветвь 01; *г* — отключена ветвь 02; *д* — отключена ветвь 12

а на участке 2—0

$$\underline{S}_{02} = \underline{S}_{12} - \underline{S}'_2 = (3,3 + j2,2) - (50 + j20) = -46,7 - j17,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты расчета с учетом направления потоков мощности приведены на рис. 12.22, б.

Номинальное напряжение линий вычислим по формуле (12.39)

$$U_{\text{ном}} = 1000 / \sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}.$$

Так, для одной цепи участка 2—3

$$U_{23} = 1000 / \sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{20}} = 83,3 \text{ кВ}.$$

Для остальных участков:

$$U_{01} = 1000 / \sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{33,3}} = 107,5 \text{ кВ};$$

$$U_{02} = 1000 / \sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{46,7}} = 119 \text{ кВ};$$

$$U_{12} = 1000 / \sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{3,3}} = 35,8 \text{ кВ}.$$

На участках $0-1$, $0-2$, $2-3$ примем номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$. Что касается участка $1-2$, то в соответствии с результатом расчета следовало бы принять напряжение 35 кВ. Однако это приведет к необходимости установки в узлах 1 и 2 трехобмоточных трансформаторов и появлению в одном контуре двух номинальных напряжений, что может вызвать уравнильные потоки мощности и недопустимые токи в послеаварийных режимах. Во избежание этого напряжение участка $2-3$ выберем также равным 110 кВ.

Найдем теперь токи на всех участках. Сила тока в одной цепи участка $2-3$

$$I_{23} = S_{23} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = \frac{\sqrt{20^2 + 7^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 111,3 \text{ А}.$$

Аналогично на остальных участках:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{33,3^2 + 12,2^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 126,5 \text{ А};$$

$$I_{02} = \frac{\sqrt{46,7^2 + 17,8^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262,0 \text{ А};$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{3,3^2 + 2,2^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,8 \text{ А}.$$

Сечения проводов выберем по нормативной экономической плотности тока. Для участка $2-3$ при $T_{23} = T_{\text{нб}} = 6000 \text{ ч}$ нормативную экономическую плотность тока примем $J_{23} = 1,0 \text{ А/мм}^2$ (см. подраздел 12.6). Для замкнутой сети $0-1-2-0$ определим средневзвешенное значение $T_{\text{нб ср}}$ по активной мощности:

$$T_{\text{нб ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i T_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = \frac{30 \cdot 4000 + 10 \cdot 5000 + 40 \cdot 6000}{30 + 10 + 40} = 5125 \text{ ч}.$$

Для этого значения $T_{\text{нб ср}}$ примем также $J_{01} = J_{02} = J_{12} = 1,0 \text{ А/мм}^2$. Сечения проводов определим по формуле

$$F = I / J.$$

Получим:

$$F_{01} = 126,5 / 1,0 = 126,5 \text{ мм}^2; \quad F_{02} = 262 / 1,0 = 262 \text{ мм}^2;$$

$$F_{12} = 20,8 / 1,0 = 20,8 \text{ мм}^2; \quad F_{23} = 111,3 / 1,0 = 111,3 \text{ мм}^2.$$

Округлим до ближайших площадей сечений:

Участок сети 0—1 0—2 1—2 2—3

Марка провода АС ..АС 120/19 АС 240/32 АС 25/4,2 АС 120/19

Проверим выбранные стандартные провода по техническим ограничениям. По условию механической прочности провод АС 25/4,2 допустим только в районах с толщиной стенки гололеда $b < 10$ мм. По остальным проводам ограничений нет (см. подраздел 12.9). По условию короны для линий напряжением 110 кВ допускаются провода сечением не менее 70 мм². Поэтому на участке 12 придется увеличить сечение и принять марку провода АС 70/11.

Для проверки выбранных проводов по условию нагрева найдем потокора-спределение в различных послеаварийных режимах. На участке 23 провода должны быть проверены в режиме отключения одной из цепей.

Сила тока оставшейся в работе цепи

$$I_{23\text{ав}} = 2I_{23} = 2 \cdot 111,3 = 222,6 \text{ А},$$

что меньше допустимой силы тока по нагреванию для марки провода АС 120/19 $I_{\text{доп}} = 390$ А.

В замкнутой сети потоки мощности для различных послеаварийных режимов приведены на рис. 12.22, *в*, *г*, *д*, а рассчитанные по ним токи и допустимые токи по условию нагрева для выбранных проводов — в табл. 12.8.

Таблица 12.8

Результаты проверки проводов по нагреванию

Номер участка	Допустимая сила тока по нагреванию для выбранного провода, А	Сила тока, А, в режиме			
		нормальном	послеаварийном при отключении ветви		
			01	02	12
0—1	390	126,5	—	449	166
0—2	605	262	449	—	283
1—2	265	20,8	166	283	—

Из этой таблицы видно, что на участке 0—2 токи во всех послеаварийных режимах не превышают допустимые токи по нагреванию. На участке 0—1 при отключении линии 0—2 сила тока превышает допустимую ($449 > 390$). Минимальным, удовлетворяющим условию нагрева, является стандартный провод АС 150/24 с допустимой силой тока 450 А. На участке 1—2 сила тока при отключении линии 02 также превышает допустимую ($283 > 265$). Поэтому вместо провода АС 70/11 следует принять стандартный провод АС 95/16 с допустимой силой тока 330 А.

Рассмотрим, к какому решению привел бы нас выбор номинального напряжения на участке 1—2 $U_{\text{ном}} = 35$ кВ. Наибольший поток мощности в этом случае имел бы место в послеаварийном режиме при отключении линии 0—2 (рис. 12.21, *г*), равный

$$50 + j20 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \text{ а соответствующая ему сила тока } I_{12} = \frac{\sqrt{50^2 + 20^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 889 \text{ А}.$$

Для пропуска такого тока по условию нагревания потребовался бы провод площадью сечения не менее 500/64, который при напряжении 35 кВ не применяется.

Задача 12.7. Постройте экономические интервалы токовых нагрузок кабельных линий напряжением 10 кВ, прокладываемых в траншее с одиночными кабелями марки АСБУ, по которым удельные капитальные затраты K_0 и удельные сопротивления r_0 приведены в таблице 12.9.

Таблица 12.9

Сопротивления и стоимости 1 км кабельных линий напряжением 10 кВ

Параметр	Площадь сечения жилы кабеля F , мм ²		
	70	95	120
R_0 , Ом/км	0,443	0,326	0,258
K_0 , тыс. руб./км	400	440	465

Стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь $\beta_n = 0,90$ тыс. руб./МВт·ч, время наибольших потерь $\tau = 3400$ ч. Суммарный коэффициент, отражающий нормы отчислений от капитальных затрат на амортизацию, обслуживание и ремонт, а также норму дисконта принять равным $p = 0,163$.

Решение. Расчет выполним по формуле приведенных затрат (12.47), записав ее применительно к рассматриваемому случаю (на 1 км линии) в виде

$$Z = EK_0 + p_a K_0 + p_z K_0 + \Delta W_n \beta_n = pK_0 + 3I_{нб}^2 R_0 \tau \beta_n.$$

Подставим общие данные для всех сечений кабелей:

$$Z = 0,163K_0 + 3I_{нб}^2 R_0 \cdot 3400 \cdot 0,90 \cdot 10^{-6} = 0,163K_0 + 0,92 \cdot 10^{-2} I_{нб}^2 R_0 \text{ тыс. руб./км.}$$

Тогда с учетом данных табл. 12.9 (K_0 и R_0) для каждой площади сечения жилы кабеля получим значения приведенных затрат:

Площадь сечения жилы кабеля, мм ²	Приведенные затраты
70.....	$Z = 0,163 \cdot 400 + 0,92 \cdot 0,443 \cdot 10^{-2} I_{нб}^2 = 65,2 + 0,41 \cdot 10^{-2} I_{нб}^2$
95.....	$Z = 0,163 \cdot 440 + 0,92 \cdot 0,326 \cdot 10^{-2} I_{нб}^2 = 71,7 + 0,30 \cdot 10^{-2} I_{нб}^2$
120.....	$Z = 0,163 \cdot 465 + 0,92 \cdot 0,258 \cdot 10^{-2} I_{нб}^2 = 75,8 + 0,24 \cdot 10^{-2} I_{нб}^2$

Задаваясь различными значениями токов, получим приведенные затраты для каждой площади сечения жилы кабеля (табл. 12.10), по которым построим соответствующие зависимости (рис. 12.23).

Таблица 12.10

Приведенные затраты для различных кабельных линий

Площадь сечения жилы кабеля, мм ²	Приведенные затраты, тыс. руб./км, при силах токов, А					
	0	25	50	75	100	125
70	65,2	67,7	75,4	88,1	105,9	128,8
95	71,7	73,8	79,2	88,5	101,6	117,8
120	75,8	77,3	81,7	89,1	99,5	112,8

Найдем граничные значения сил токов, при которых экономически целесообразно переходить от одного сечения к другому. Для этого приравняем сначала выражения приведенных затрат для площадей сечений 70 и 95 мм²:

$$65,2 + 0,41 \cdot 10^{-2} I_{\text{нб}}^2 = 71,7 + 0,30 \cdot 10^{-2} I_{\text{нб}}^2.$$

Отсюда $I_{\text{нб}} = 76,9 \text{ А}$.

Аналогичным образом составим уравнение для пары площадей сечений 95 и 120 мм²:

$$71,7 + 0,30 \cdot 10^{-2} I_{\text{нб}}^2 = 75,8 + 0,24 \cdot 10^{-2} I_{\text{нб}}^2.$$

Отсюда $I_{\text{нб}} = 82,7 \text{ А}$.

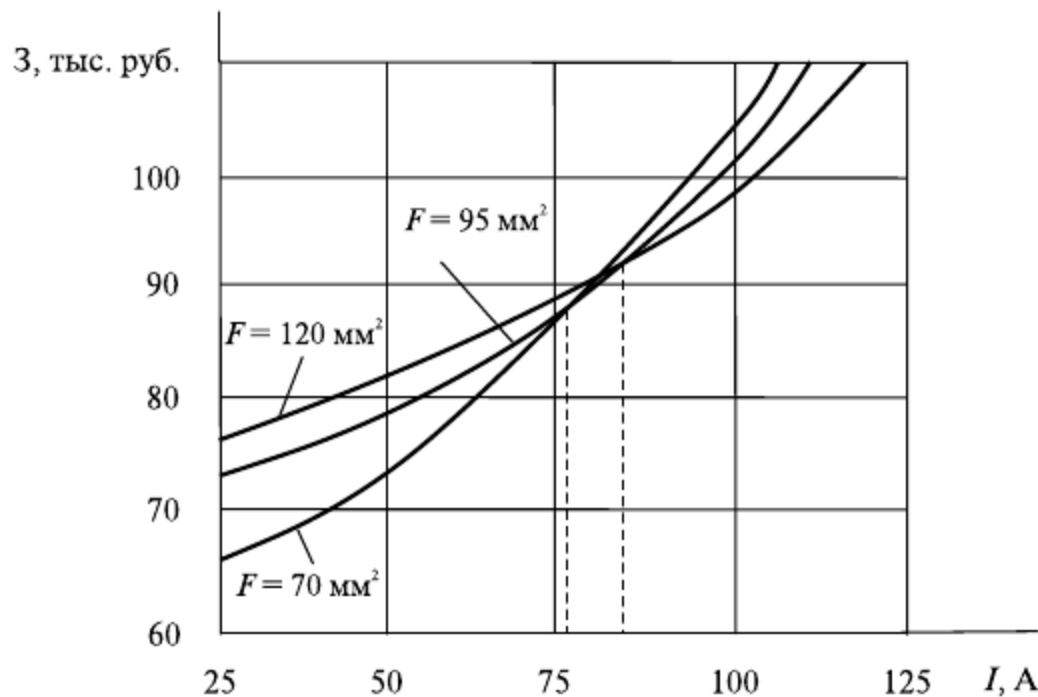


Рис. 12.23. Зависимости приведенных затрат от силы тока для различных площадей сечения кабельной линии

Следовательно, при расчетной нагрузке $I_{\text{нб}} < 76,9 \text{ А}$ целесообразно выбрать площадь сечения жил кабеля 70 мм², при $76,9 < I_{\text{нб}} < 82,7$ — 95 мм², а при $I_{\text{нб}} > 82,7 \text{ А}$ — 120 мм².

Задача 12.8. Определите площади сечения алюминиевых проводов участков сети напряжением 10 кВ, приведенных на рис. 12.24, по допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}} = 8\%$. Длины участков, км, и нагрузки в узлах \underline{S}_1 , \underline{S}_2 и \underline{S}_3 , МВ·А, указаны на схеме. Удельную проводимость материала проводов принять $\gamma = 32 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2$.

Расчет выполнить для трех следующих условий:

- 1) площади сечений проводов одинаковы на всех участках сети;
- 2) обеспечивается одинаковая плотность тока на всех участках сети (минимум потерь активной мощности);
- 3) обеспечивается минимум расхода проводникового материала.

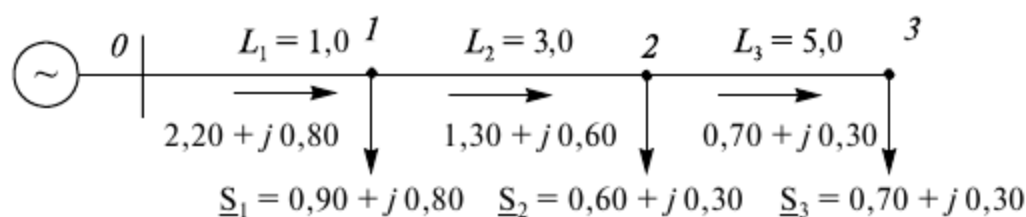


Рис. 12.24. Схема сети

Решение. Найдем потоки мощности (указаны стрелками) на участках сети без учета потерь мощности и нанесем на схему (см. рис. 12.24).

1. Зададимся усредненным значением реактивного сопротивления линий $X_0 = 0,36 \text{ Ом/км}$. По формуле (12.52) определим потерю напряжения в реактивных сопротивлениях от источника питания до наиболее удаленной точки:

$$\Delta U_p = X_0 \sum_{i=1}^n Q_{il} L_{il} / U_{\text{ном}} = 0,36(0,30 \cdot 5,0 + 0,60 \cdot 3,0 + 0,80 \cdot 1,0) / 10 = 0,15 \text{ кВ}.$$

Найдем допустимую потерю напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_{\text{а.доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \%}{100} U_{\text{ном}} - \Delta U_p = \frac{8,0}{100} \cdot 10 - 0,15 = 0,65 \text{ кВ}.$$

По формуле (12.54) вычислим площадь сечения проводов из условия равенства его на всех участках сети:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_{il} L_{il}}{\gamma U_{\text{ном}} \Delta U_{\text{а.доп}}} = \frac{0,70 \cdot 5,0 + 1,30 \cdot 3,0 + 2,20 \cdot 1,0}{32 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 0,65} = 46,2 \text{ мм}^2.$$

Примем стандартную марку проводов А50, для которой удельные сопротивления $R_0 = 0,64 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,355 \text{ Ом/км}$ (при среднегеометрическом расстоянии между фазами $D_{\text{ср}} = 1 \text{ м}$).

Вычислим фактическую потерю напряжения при выбранной марке проводов

$$\Delta U = \frac{R_0 \sum_{i=1}^n P_{il} L_{il}}{U_{\text{ном}}} + \frac{X_0 \sum_{i=1}^n Q_{il} L_{il}}{U_{\text{ном}}} = 0,64(0,70 \cdot 5,0 + 1,30 \cdot 3,0 + 2,20 \cdot 1,0) / 10 + 0,355(0,30 \cdot 5,0 + 0,60 \cdot 3,0 + 0,80 \cdot 1,0) / 10 = 0,76 \text{ кВ}.$$

Следовательно, $\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}$ ($0,76 < 0,80$).

2. Для нахождения площади сечения проводов по условию одинаковой плотности тока на всех участках предварительно найдем силы токов и коэффициенты мощности на участках:

$$I_{01} = S_{01} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = \frac{\sqrt{2,20^2 + 0,80^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 135 \text{ А},$$

$$\cos \varphi_{01} = P_{01} / S_{01} = 2,2 / \sqrt{2,20^2 + 0,80^2} = 0,94;$$

$$I_{12} = \sqrt{1,30^2 + 0,60^2} / (\sqrt{3} \cdot 10) = 82,8 \text{ А}, \quad \cos \varphi_{12} = 1,30 / \sqrt{1,30^2 + 0,60^2} = 0,91;$$

$$I_{23} = \sqrt{0,70^2 + 0,30^2} / (\sqrt{3} \cdot 10) = 44 \text{ А}, \quad \cos \varphi_{23} = 0,70 / \sqrt{0,70^2 + 0,30^2} = 0,92.$$

По формуле (12.57) вычислим плотность тока, соответствующую допустимой потере напряжения:

$$J_{\Delta U} = \Delta U_{\text{а.доп}} \gamma / \left(\sqrt{3} \sum_{i=1}^n L_{il} \cos \varphi_{il} \right) = 0,65 \cdot 32 / \sqrt{3} (5,0 \cdot 0,92 + 3,0 \cdot 0,91 + 1,0 \cdot 0,94) = 1,5 \text{ А / мм}^2.$$

По формуле (12.58) найдем площадь сечения проводов на каждом участке:

$$F_{01} = I_{01} / J_{\Delta U} = 135 / 1,5 = 90,0 \text{ мм}^2, \quad F_{12} = 82,8 / 1,5 = 55,2 \text{ мм}^2,$$

$$F_{23} = 44 / 1,5 = 29,3 \text{ мм}^2.$$

На основании проведенного расчета выбираем ближайшие стандартные марки проводов соответственно А 95, А 50, А 35. Для них из справочников найдем удельные сопротивления: $R_{001} = 0,34 \text{ Ом/км}$, $X_{001} = 0,332 \text{ Ом/км}$; $R_{012} = 0,64 \text{ Ом/км}$,

$$X_{012} = 0,355 \text{ Ом/км}; \quad R_{023} = 0,92 \text{ Ом/км}, \quad X_{023} = 0,366 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Вычислим фактическую потерю напряжения при выбранных марках проводов:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{i\text{л}} R_{0\text{л}} L_{i\text{л}}}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{i\text{л}} X_{0\text{л}} L_{i\text{л}}}{U_{\text{ном}}} = \\ &= (0,70 \cdot 0,92 \cdot 5,0 + 1,30 \cdot 0,64 \cdot 3,0 + 2,20 \cdot 0,34 \cdot 1,0) / 10 + \\ &+ (0,30 \cdot 0,366 \cdot 5,0 + 0,60 \cdot 0,355 \cdot 3,0 + 0,80 \cdot 0,332 \cdot 1,0) / 10 = 0,80 \text{ кВ}, \end{aligned}$$

что равно допустимой $\Delta U_{\text{доп}} = 0,8 \text{ кВ}$.

3. Для нахождения площади сечения проводов по условию минимума расхода проводникового материала предварительно по формуле (12.60) вычислим коэффициент

$$k_p = \frac{\sum_{i=1}^n L_{i\text{л}} \sqrt{P_{i\text{л}}}}{\gamma U_{\text{ном}} \Delta U_{\text{а.доп}}} = \frac{5,0 \sqrt{0,70} + 3,0 \sqrt{1,30} + 1,0 \sqrt{2,20}}{32 \cdot 10 \cdot 0,65} \cdot 10^3 = 43,7.$$

По формуле (12.59) найдем площади сечений проводов на участках сети:

$$F_{01} = k_p \sqrt{P_{01}} = 43,7 \sqrt{2,20} = 64,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем А 70, } R_{001} = 0,46 \text{ Ом/км}, \\ X_{001} = 0,341 \text{ Ом/км};$$

$$F_{12} = 43,7 \sqrt{1,30} = 49,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем А 50, } R_{012} = 0,64 \text{ Ом/км}, \quad X_{012} = 0,355 \text{ Ом/км};$$

$$F_{23} = 43,7 \sqrt{0,70} = 36,6 \text{ мм}^2, \text{ принимаем А 35, } R_{023} = 0,92 \text{ Ом/км}, \quad X_{023} = 0,366 \text{ Ом/км}.$$

Фактическая потеря напряжения

$$\begin{aligned} \Delta U &= (0,70 \cdot 0,92 \cdot 5,0 + 1,30 \cdot 0,64 \cdot 3 + 2,20 \cdot 0,46 \cdot 1,0) / 10 + \\ &+ (0,30 \cdot 0,366 \cdot 5,0 + 0,60 \cdot 0,355 \cdot 3,0 + 0,80 \cdot 0,341 \cdot 1,0) / 10 = 0,82 \text{ кВ}, \end{aligned}$$

т.е. почти равна допустимой $\Delta U_{\text{доп}} = 0,80 \text{ кВ}$.

Задача 12.9. Определите мощность компенсирующего устройства, необходимую для повышения пропускной способности линии по активной мощности, ограничиваемой допустимой силой тока по нагреванию проводов, с $P = 3000 \text{ кВт}$ при $\cos \varphi = 0,75$ до $P_k = 3500 \text{ кВт}$. Найти, каким при этом станет коэффициент $\cos \varphi$ линии. Определить наибольшую активную мощность, которую можно передать при неизменной допустимой силе тока, и мощность компенсирующего устройства, которая потребуется для этого.

Решение. Полная мощность, соответствующая допустимой силе тока по нагреванию проводов

$$S = P / \cos \varphi = 3000 / 0,75 = 4000 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

а реактивная мощность при этом

$$Q = P \tan \varphi = 3000 \cdot 0,8819 = 2646 \text{ квар.}$$

Если необходимо увеличить потребляемую активную мощность с $P = 3000$ кВт до $P_k = 3500$ кВт с тем же коэффициентом $\cos \varphi = 0,75$, то необходимую при этом мощность компенсирующего устройства можно найти по формуле (12.69):

$$\begin{aligned} Q_{к.у} &= P_k \tan \varphi - \sqrt{P^2 (1 + \tan^2 \varphi) - P_k^2} = \\ &= 3500 \cdot 0,8819 - \sqrt{3000^2 (1 + 0,8819^2) - 3500^2} = 1150 \text{ квар.} \end{aligned}$$

Реактивная мощность потребителя, подключенного в конце линии

$$Q_k = P_k \tan \varphi = 3500 \cdot 0,8819 = 3087 \text{ квар,}$$

а реактивная мощность в линии

$$Q_l = Q_k - Q_{к.у} = 3087 - 1150 = 1937 \text{ квар.}$$

При этом полная мощность в линии

$$S = \sqrt{P_k^2 + Q_l^2} = \sqrt{3500^2 + 1937^2} = 4000 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

т.е. осталась неизменной, а коэффициент $\cos \varphi$ в линии увеличился

$$\cos \varphi_l = P_k / S = 3500 / 4000 = 0,875.$$

При полной компенсации реактивной мощности предельное значение активной мощности

$$P_{пр} = S \cos \varphi_{пр} = 4000 \cdot 1,0 = 4000 \text{ кВт.}$$

Для создания такого режима необходимо установить мощность компенсирующего устройства, равную потребляемой в конце линии реактивной мощности, вычисленной по формуле (12.70) при $P_k = P_{пр}$:

$$Q_{к.у пр} = Q_{пр} = P_{пр} \tan \varphi = 4000 \cdot 0,8819 = 3528 \text{ квар.}$$

Задача 12.10. Постройте зависимости пропускной способности по допустимой потере напряжения для линии длиной $L = 5$ км напряжением $U_{ном} = 10$ кВ от площади сечения алюминиевых проводов в диапазоне марок проводов от А 25 до А 95 и от сечения сталеалюминиевых проводов в диапазоне от АС 25/4,2 до АС 95/16. Средне-геометрическое расстояние между проводами фаз принять равным 1 м. Допустимую потерю напряжения принять $\Delta U_{доп} = 8\%$. Расчеты выполнить при различных значениях $\cos \varphi$: 1; 0,9; 0,8; 0,6.

Решение. Найдем из справочников удельные активное и реактивное сопротивления линии для различных проводов и вычислим сопротивления с учетом заданной длины линии (табл. 12.11).

Таблица 12.11

Результаты расчета сопротивлений

Параметр	Площадь сечения провода, мм ²				
	25	35	50	70	95
R_0 , Ом/км	1,28	0,92	0,64	0,46	0,34
X_0 , Ом/км	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332
R , Ом	7,68	5,52	3,84	2,76	2,04
X , Ом	2,26	2,2	2,13	2,05	2,00

Предельную активную мощность по заданной допустимой потере напряжения найдем, используя формулу (12.71):

$$P_{\text{пр}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \% U_{\text{ном}}^2}{(R + X \operatorname{tg} \varphi) 100}.$$

Так, например, для марки провода А50 при $\cos \varphi = 0,80$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,75$) получим:

$$P_{\text{пр}} = 8 \cdot 10^2 / ((3,84 + 2,13 \cdot 0,75) \cdot 100) = 1,47 \text{ МВт}.$$

Результаты расчетов представлены на рис. 12.25, из которого видно, что пропускная способность сильно зависит от сечения проводов. При малых площадях сечения влияние $\cos \varphi$ несущественно, так как активные сопротивления преобладают над реактивными, и решающим фактором является потеря напряжения в активных сопротивлениях. При больших сечениях активные и реактивные сопротивления становятся соизмеримыми, и при уменьшении $\cos \varphi$ потеря напряжения от передачи реактивной мощности становится существенной, а пропускная способность по активной мощности заметно снижается.

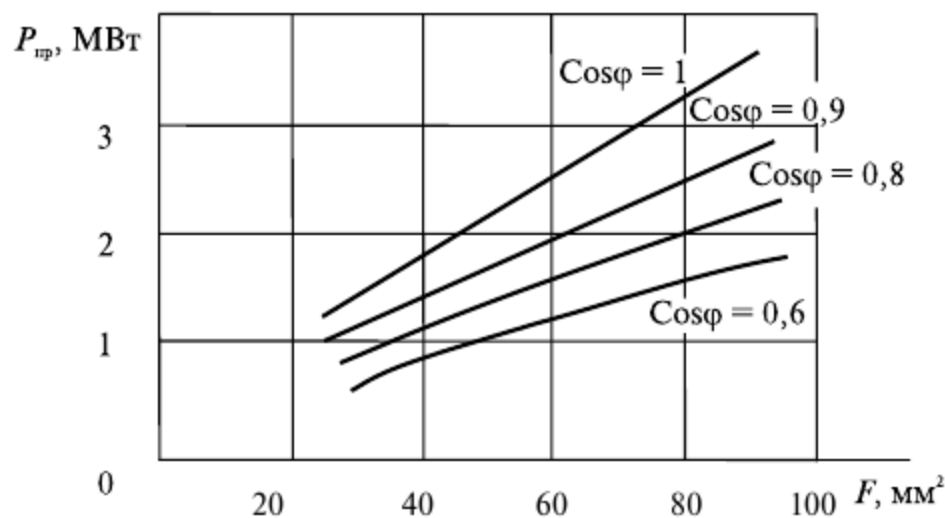


Рис. 12.25. Зависимости пропускной способности линии от площади сечения проводов

Задача 12.11. По линии напряжением 10 кВ длиной 12 км, выполненной из провода марки А 50, передается активная мощность $P = 800$ кВт при $\cos \varphi = 0,75$. Найдите мощность компенсирующего устройства поперечной компенсации, позволяющую увеличить пропускную способность линии до $P_k = 1200$ кВт без увеличения потерь напряжения. Предполагается, что дополнительные потребители подключаются с тем же $\cos \varphi$. Определите, как изменится $\cos \varphi$ после установки компенсирующего устройства.

Решение. Приняв из справочников удельные сопротивления, найдем сопротивления линии с учетом заданной длины:

$$R = R_0 L = 0,64 \cdot 12 = 7,68 \text{ Ом}, \quad X = X_0 L = 0,355 \cdot 12 = 4,26 \text{ Ом}.$$

По формуле (12.73) найдем необходимую мощность компенсирующих устройств, имея в виду, что при $\cos\varphi = 0,75$ $\operatorname{tg}\varphi = 0,882$:

$$Q_{\text{ку}} = (P_{\text{к}} - P) \left(\frac{R}{X} + \operatorname{tg}\varphi \right) = (1200 - 800) \left(\frac{7,68}{4,26} + 0,882 \right) = 1074 \text{ квар}.$$

Реактивная мощность потребителя и в линии до установки компенсирующего устройства

$$Q = P \operatorname{tg}\varphi = 800 \cdot 0,882 = 706 \text{ квар}.$$

Реактивная мощность потребителя при $P_{\text{к}} = 1200$ кВт

$$Q_{\text{к}} = P_{\text{к}} \operatorname{tg}\varphi = 1200 \cdot 0,882 = 1058 \text{ квар},$$

а в линии

$$Q_{\text{л}} = Q_{\text{к}} - Q_{\text{ку}} = 1058 - 1074 = -16 \text{ квар},$$

т.е. направлена навстречу активной мощности.

Определим потери напряжения до установки компенсирующего устройства

$$\Delta U = (PR + QX) / U = (800 \cdot 7,68 + 706 \cdot 4,26) / 10\,000 = 0,91 \text{ кВ}.$$

После установки компенсирующего устройства

$$\Delta U_{\text{к}} = (P_{\text{к}} R + Q_{\text{л}} X) / U = (1200 \cdot 7,68 - 16 \cdot 4,26) / 10\,000 = 0,91 \text{ кВ},$$

т.е. потеря напряжения не изменилась, а передаваемая активная мощность увеличилась с 800 до 1200 кВт.

Найдем $\cos\varphi$ линии после установки компенсирующего устройства:

$$\cos\varphi_{\text{к}} = P_{\text{к}} / \sqrt{P_{\text{к}}^2 + Q_{\text{л}}^2} = 1200 / \sqrt{1200^2 + 16^2} \approx 1,0.$$

Задача 12.12. Определите необходимую степень продольной компенсации индуктивного сопротивления воздушной линии напряжением 10 кВ длиной 12 км, выполненной с проводами марки А 50, если пропускная способность ограничивается допустимой потерей напряжения при активной мощности $P = 800$ кВт и $\cos\varphi = 0,75$, которую необходимо увеличить до $P_{\text{с}} = 1200$ кВт при том же коэффициенте мощности.

Выполните также расчеты для случая, если вместо воздушной линии используется кабельная линия 10 кВ с бумажной изоляцией и сечением алюминиевых жил 50 мм². По результатам расчета оцените эффективность применения устройства продольной компенсации в воздушной и кабельной линиях.

Решение. Из предыдущей задачи сопротивления воздушной линии $R = 7,68$ Ом, $X = 4,26$ Ом, а $\operatorname{tg}\varphi = 0,882$.

Необходимую степень продольной компенсации индуктивного сопротивления воздушной линии найдем по формуле (12.76):

$$k_c = \left(1 - \frac{P}{P_c}\right) \left(1 + \frac{R}{X \operatorname{tg} \phi}\right) = \left(1 - \frac{800}{1200}\right) \left(1 + \frac{7,68}{4,26 \cdot 0,882}\right) = 1,015.$$

При этом реактивное сопротивление устройства продольной компенсации должно быть равно

$$x_c = k_c X = 1,015 \cdot 4,26 = 4,32 \text{ Ом}.$$

Реактивные мощности до и после компенсации соответственно

$$\begin{aligned} Q &= P \operatorname{tg} \phi = 800 \cdot 0,882 = 706 \text{ квар}; \\ Q_c &= P_c \operatorname{tg} \phi = 1200 \cdot 0,882 = 1058 \text{ квар}. \end{aligned}$$

Потеря напряжения до и после компенсации соответственно

$$\begin{aligned} \Delta U &= (PR + QX) / U = (800 \cdot 7,68 + 706 \cdot 4,26) / 10\,000 = 0,91 \text{ кВ}, \\ \Delta U_c &= (P_c R + Q_c (X - x_c)) / U = (1200 \cdot 7,68 + 1058(4,26 - 4,32)) / 10\,000 = 0,91 \text{ кВ}, \end{aligned}$$

т.е. она не изменилась при увеличении активной мощности с 800 до 1200 кВт.

Выполним теперь аналогичные расчеты для кабельной линии. Из справочника найдем $R_0 = 0,62 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,09 \text{ Ом/км}$. Тогда

$$R = 0,62 \cdot 12 = 7,44 \text{ Ом}, \quad X = 0,09 \cdot 12 = 1,08 \text{ Ом}.$$

По формуле (12.76) найдем необходимую степень продольной компенсации:

$$k_c = \left(1 - \frac{800}{1200}\right) \left(1 + \frac{7,44}{1,08 \cdot 0,882}\right) = 2,94.$$

Необходимое сопротивление устройств продольной компенсации

$$x_c = k_c X = 2,94 \cdot 1,08 = 3,18 \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения до и после установки устройства продольной компенсации

$$\begin{aligned} \Delta U &= (800 \cdot 7,44 + 706 \cdot 1,08) / 10\,000 = 0,67 \text{ кВ}; \\ \Delta U_c &= (1200 \cdot 7,44 + 1058(1,08 - 3,18)) / 10\,000 = 0,67 \text{ кВ}, \end{aligned}$$

т.е. она осталась прежней.

Из выполненных расчетов видно, что в случае кабельной линии для увеличения пропускной способности по активной мощности требуется существенно большая степень компенсации индуктивного сопротивления линии (2,94 вместо 1,015). Это объясняется малым индуктивным сопротивлением кабельной линии по сравнению с воздушной.

ГЛАВА 13

ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

13.1. Задачи и критерии оптимизации

Проблема оптимизации параметров и режимов систем передачи и распределения электроэнергии весьма сложна и многогранна. Задачи оптимизации параметров объектов приходится решать на стадии проектирования развития или реконструкции электрической сети. Текущая оптимизация режимов осуществляется при эксплуатации сети.

Проектирование, сооружение объектов электрической сети и их эксплуатация связаны с большими материальными затратами. Поэтому важно, чтобы эти затраты были использованы с наибольшей эффективностью. При этом следует учитывать, что правильность решений по развитию систем передачи и распределения электроэнергии, принимаемых в какой-то момент, может проявляться через достаточно длительное время, когда допущенные ошибки исправить невозможно или очень трудно. Дополнительные трудности при выработке решения связаны с тем, что обычно присутствует неопределенность (недостаточная достоверность) исходной информации. Например, заранее обычно точно неизвестна перспективная нагрузка в каких-то узлах сети. При упрощенном подходе к решению такой задачи задаются тремя уровнями нагрузки (возможным наибольшим, возможным наименьшим и средним) и выбирают параметры для всех этих уровней. Окончательное решение принимают на основе соответствующих приемов, описанных в специальной литературе [5, 70].

В любом случае для оптимизации параметров предварительно должен быть выбран критерий оптимизации. При наиболее общем подходе обычно в качестве показателя эффективности решений выступает не один критерий, а несколько критериев, т.е. приходится решать многокритериальную (многоцелевую) задачу. Например, в качестве критериев могут выступать капитальные затраты, потери электроэнергии, пропускная способность сети, степень надежности электроснабжения, степень воздействия на окружающую среду и др. Методы решения многокритериальных задач электроэнергетики описаны в специальной литературе [5, 70]. В простейшем случае многокритериальная задача сводится к однокритериальной, в которой оптимизация параметров объекта осуществляется по одному критерию, принятому за главный, а остальные критерии учитываются в виде ограничений.

Фактически задачу оптимизации параметров начинают решать уже на стадии выбора основных проектных решений, описанных в главе 12, таких, например, как выбор конфигурации сети, номинального напряжения линий, сечений их проводов и др. При этом основная цель заключается в достижении требуемого *технического эффекта* (необходимых пропускной способности, надежности электроснабжения, качества напряжения и др.) с минимально возможными денежными затратами.

В зависимости от постановки задачи в качестве критерия эффективности используют один из критериев, описанных в подразделе 12.3.

После выбора основных параметров для достижения заданного технического эффекта решается дополнительная (но не менее важная) задача применения каких-то дополнительных устройств и оптимизации их параметров, которая преимущественно нацелена на получение дополнительного экономического эффекта. Этот эффект, прежде всего, достигается за счет снижения потерь электроэнергии, хотя попутно могут улучшаться и технические возможности сети (например повышение пропускной способности, надежности и др.). Данная задача также решается на основе критериев, описанных в подразделе 12.3.

В условиях эксплуатации задачи оптимизации принципиально отличаются от проектных задач тем, что наилучший режим определяется без дополнительных капитальных затрат. Поэтому в качестве наиболее общего критерия оптимизации выступают ежегодные издержки. Однако, учитывая, что ежегодные издержки состоят из постоянных отчислений от капитальных затрат и стоимости потерь электроэнергии (см. главу 12), можно перейти от экономических к техническим критериям оптимизации. Если оптимизация режима электрической сети осуществляется за какой-то период времени, то в качестве критерия используют потери электроэнергии

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_i \rightarrow \min,$$

где ΔW_i — потери электроэнергии в i -м элементе сети за рассматриваемый период; n — количество элементов сети.

В тех случаях, когда режим оптимизируется для данного момента времени, может быть использован более простой критерий в виде потерь активной мощности

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \rightarrow \min,$$

где ΔP_i — потери мощности в i -м элементе сети в рассматриваемый момент времени.

Известны многочисленные пути, направленные на оптимизацию параметров и режимов систем передачи и распределения электроэнергии [5, 6, 16, 24, 31, 51—53, 55, 57], среди них наиболее важные, связанные с улучшением параметров электрических сетей и *реализуемые на стадии проектирования, реконструкции, модернизации сети*, следующие.

1. Повышение номинального напряжения системообразующих и межсистемных электропередач.
2. Установка устройств поперечной и продольной компенсации в протяженных электропередачах.
3. Повышение номинального напряжения распределительных электрических сетей.
4. Установка устройств компенсации реактивной мощности в системообразующих электрических сетях.
5. Рациональная компенсация реактивной мощности в распределительных сетях.
6. Установка устройств принудительного распределения мощностей в неоднородных замкнутых сетях.
7. Установка дополнительных устройств регулирования напряжения.

8. Замена проводов перегруженных линий электропередачи на провода большей площади сечения.
9. Упорядочение мощностей (перемещение) трансформаторов в распределительных сетях.
10. Замена морально устаревших трансформаторов в распределительных сетях на трансформаторы с меньшими потерями мощности холостого хода.
11. Увеличение рабочей мощности установленных в сети синхронных компенсаторов.
12. Установка на подстанциях дополнительных параллельных трансформаторов.
13. Сооружение дополнительных линий и подстанций.
14. Сокращение продолжительности сооружения линий и подстанций.
15. Оснащение действующих батарей конденсаторов устройствами автоматического регулирования их мощности.
16. Использование теплоты, отбираемой от трансформаторов подстанций.
17. Установка в сетях накопителей энергии.
18. Применение проводов воздушных линий с пониженным активным сопротивлением.

К наиболее существенным эксплуатационным путям *оптимизации режимов, не требующим дополнительных капитальных затрат*, относятся следующие.

1. Повышение уровня рабочего напряжения в разомкнутых распределительных сетях.
2. Выбор рациональных законов регулирования напряжения в центрах питания распределительных сетей.
3. Оптимизация режимов напряжения электропередач сверхвысокого напряжения.
4. Оптимизация режимов напряжения и реактивных мощностей в системообразующих сетях.
5. Управление потоками мощности в неоднородных замкнутых сетях.
6. Управление потоками реактивной мощности в разомкнутых сетях.
7. Оптимизация мест размыкания замкнутых сетей 35 кВ и выше с различными номинальными напряжениями линий в контурах.
8. Оптимизация мест размыкания замкнутых распределительных сетей 6—10 кВ и 0,38 кВ.
9. Оптимизация режимов работы трансформаторов на подстанциях.
10. Выравнивание нагрузки параллельных элементов сети, имеющих одинаковые параметры.
11. Выравнивание графика нагрузки сети за счет управления электропотреблением.
12. Перевод генераторов в режим синхронных компенсаторов.
13. Выравнивание нагрузок фаз трехфазной сети.
14. Сокращение продолжительности ремонтов элементов электрической сети.

Еще раз обратим внимание на то, что эксплуатационные пути оптимизации режимов не требуют дополнительных капитальных затрат. Поэтому их возможность на практике должна реализовываться максимально.

Если системы передачи и распределения электроэнергии условно разделить на протяженные электропередачи, системообразующие сети и системы распределения электроэнергии, то в большинстве случаев способы и средства оптимизации параметров и режимов каждого из выделенных объектов могут рассматриваться относительно независимо, хотя в ряде случаев взаимное влияние может быть достаточно

существенно, например при решении вопросов оптимальной компенсации реактивной мощности.

В последующих параграфах рассмотрены и обоснованы наиболее значимые пути оптимизации параметров и режимов.

13.2. Подходы к оптимизации параметров протяженных электропередач

В данном подразделе под протяженными будем понимать электропередачи длиной более 300 км. Такие электропередачи, как уже отмечалось в главе 1, являясь составной частью систем передачи электроэнергии, могут выполнять следующие функции:

- передача больших мощностей от удаленных электростанций к системным подстанциям и центрам потребления;
- транзитная или реверсивная передача мощности из одной части системообразующей сети в другую при параллельной работе с шунтируемой сетью более низкого номинального напряжения;
- осуществление связей между собой отдельных внутригосударственных и межгосударственных энергосистем.

Важнейшим фактором на стадии проектирования *при выборе и оптимизации параметров протяженных линий электропередач* является их пропускная способность, которая обычно и выступает в качестве критерия оптимизации. Все остальные факторы при оптимизации проектных параметров и эксплуатационных режимов служат дополнительными, направленными на достижение основной задачи обеспечения заданной пропускной способности наилучшим образом. Пропускная способность преимущественно ограничивается пределом передаваемой мощности по условию статической устойчивости генераторов электростанций, связываемых данной электропередачей. Для идеализированной электропередачи (без потерь) предел передаваемой мощности определяется выражением вида (1.1):

$$P_{\text{пр}} = EU / X_{\Sigma}, \quad (13.1)$$

где E — ЭДС генераторов, работающих на данную электропередачу; U — напряжение на шинах приемной системы; X_{Σ} — суммарное реактивное сопротивление, включающее сопротивление генераторов, которое зависит от вида их систем возбуждения, трансформаторов передающего и приемного концов и собственно линии электропередачи.

Отсюда видно, что основная характеристика электропередачи — пропускная способность — зависит не только от параметров элементов электропередачи, но и связана с генераторами электростанций. В случае сильного регулирования возбуждения генераторов, обеспечивающего неизменные напряжения по концам линии, предел передаваемой мощности представляется в виде

$$P_{\text{пр}} = U_1 U_2 / X_{\text{л}} = U_1 U_2 / (Z_{\text{в}} \sin(\alpha_0 L)). \quad (13.2)$$

Полагая $U_1 = U_2$, приближенно можно записать:

$$P_{\text{пр}} = U_{\text{ном}}^2 / (Z_{\text{в}} \sin(\alpha_0 L)) = P_{\text{нат}} / \sin(\alpha_0 L). \quad (13.3)$$

Отсюда следует важный вывод о том, что предельная мощность пропорциональна абсолютному значению натуральной мощности и уменьшается с увеличением длины линии (см. табл. 1.3).

Из формул (13.1)—(13.3) следует, что пропускная способность электропередачи существенно зависит от номинального напряжения, так как она пропорциональна квадрату напряжения. Однако такой путь повышения пропускной способности ограничивается экономическими соображениями, потому что при увеличении номинального напряжения возрастают капитальные затраты в линию, трансформаторы, коммутационные аппараты и другое электрооборудование. Значит, оптимизация такого параметра электропередачи, как номинальное напряжение, должна осуществляться с применением экономических критериев (12.19)—(12.25).

Другой путь повышения пропускной способности, как следует из формул (13.2), (13.3), заключается в воздействии на такие параметры линии, как волновое сопротивление и волновая длина линии:

$$Z_{\text{в}} = \sqrt{\frac{X_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}, \quad (13.4)$$

$$\lambda = \alpha_0 L = L \sqrt{X_0 b_0} = L \omega \sqrt{L_0 C_0}. \quad (13.5)$$

При этом следует стремиться уменьшить волновое сопротивление, волновую длину или одновременно оба этих параметра.

Можно выделить следующие основные принципы компенсации параметров линии электропередачи [55]:

- компенсация к натуральному режиму;
- компенсация волновой длины λ ;
- компенсация волнового сопротивления.

Как следует из формулы (13.5), волновую длину линии можно уменьшить путем включения последовательно с линией емкостей для компенсации индуктивного сопротивления (рис. 13.1, а) или индуктивностей параллельно с линией для компенсации емкостной проводимости (рис. 13.1, б). При этом в первом случае волновое сопротивление будет уменьшаться, а во втором — увеличиваться:

$$Z_{\text{в.прод}} = \sqrt{\frac{X_0 - x_c}{b_0}} < Z_{\text{в}};$$

$$Z_{\text{в.попер}} = \sqrt{\frac{X_0}{b_0 - b_L}} > Z_{\text{в}},$$

где x_c , b_L — соответственно сопротивление устройства продольной компенсации и проводимость устройства поперечной компенсации на единицу длины линии.

Очевидно, что в принципе может быть одновременно применена компенсация как индуктивного сопротивления, так и емкостной проводимости (рис. 13.1, в).

С помощью изменения волновой длины можно получить полуволновую линию, для которой $\lambda = \pi$, что соответствует длине линии 3000 км. Для этого необходимо последовательно с линией включить индуктивности (рис. 13.2, а) или параллельно с линией емкости (рис. 13.2, б).

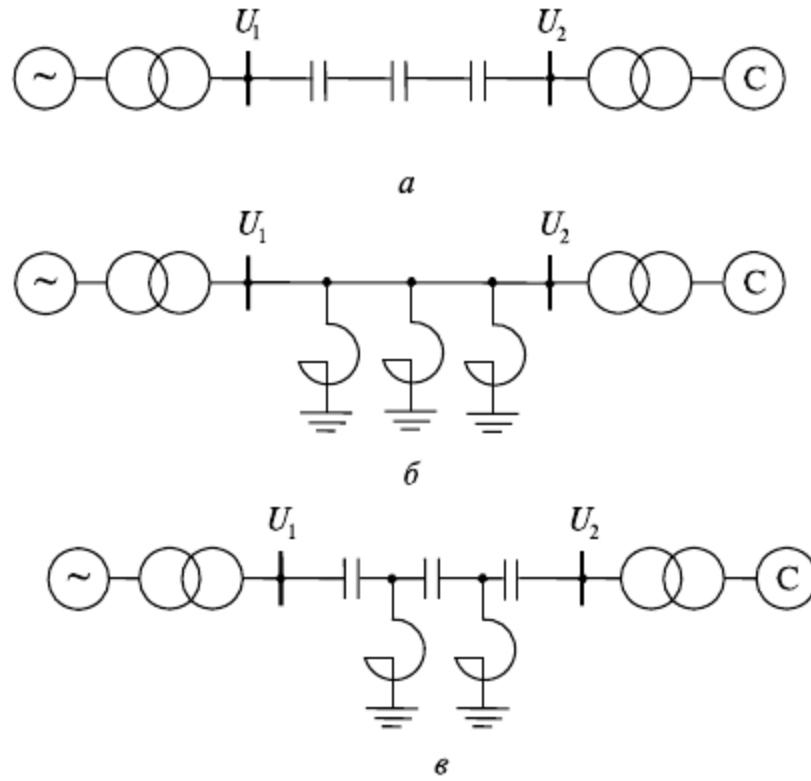


Рис. 13.1. Схемы компенсации волновой длины линии: *a* — устройствами продольной емкостной компенсации; *б* — устройствами поперечной индуктивной компенсации; *в* — устройствами продольной и поперечной компенсации

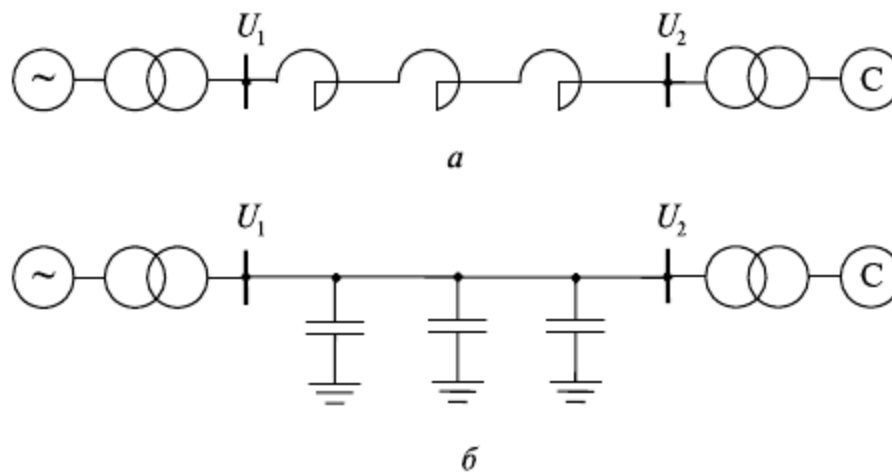


Рис. 13.2. Принципы настройки линии на полуволну: *a* — устройствами продольной индуктивной компенсации; *б* — устройствами поперечной емкостной компенсации

При этом волновое сопротивление в первом случае увеличится, а во втором — уменьшится:

$$Z_{\text{в.прод}} = \sqrt{\frac{X_0 + x_L}{b_0}} > Z_{\text{в}};$$

$$Z_{\text{в.попер}} = \sqrt{\frac{X_0}{b_0 + b_c}} < Z_{\text{в}}.$$

Проведенные исследования, однако, показали, что более эффективным принципом компенсации параметров линии, позволяющим повысить пропускную способность, является компенсация волнового сопротивления линии [51]. Для его реализации используют прежде всего такое относительно простое конструктивное решение, как расщепление фаз. При этом уменьшается индуктивность линии и одновременно увеличивается емкость, что приводит к снижению волнового сопротивления. Дру-

гой путь уменьшения волнового сопротивления заключается в применении различных технических решений электропередач повышенной натуральной мощности, в основе которых лежат компактные воздушные линии. Они предполагают сближение проводов фаз, а в ряде случаев — дополнительно специальные расположения относительно друг друга проводов расщепленных фаз. В результате достигается снижение волнового сопротивления. Некоторые примеры расположения проводов компактных линий приведены ранее (см. рис. 1.28).

Волновое сопротивление линии можно также уменьшить, применив сосредоточенные устройства продольной емкостной (см. рис. 13.1, *а*) либо поперечной емкостной (см. рис. 13.2, *б*) компенсации.

Другая важная задача при выборе и оптимизации параметров мощных протяженных электропередач связана с тем, что они, как правило, работают с переменной во времени нагрузкой. Поэтому если параметры выбраны для обеспечения заданной пропускной способности в режиме наибольших нагрузок, то в других режимах, особенно в режиме наименьших нагрузок и при холостом ходе, напряжения вдоль линии могут оказаться за допустимыми пределами. Причиной этого является превышение зарядной мощности линии над потерями реактивной мощности при работе линии с нагрузкой меньше натуральной. Поэтому может быть привлекателен принцип компенсации параметров линии электропередачи к натуральному режиму или близкому к нему. Однако для создания такого режима во всем диапазоне заданных передаваемых по линии мощностей требуются регулируемые устройства. Небаланс реактивной мощности в линии может быть записан в виде:

$$\delta Q = Q_c - \Delta Q = 3\omega C_0 U_{\phi}^2 L - 3\omega L_0 I^2 L.$$

В натуральном режиме $Q_c = \Delta Q$ и $\delta Q = 0$.

При силе тока нагрузки $I = 0$ будет иметь место только зарядная мощность Q_c , которая в режиме холостого хода направлена от разомкнутого конца линии в точку подключения линии к сети. При этом напряжение на разомкнутом конце линии будет повышаться. Для его ограничения при определенных длинах L и более приходится устанавливать шунтирующие реакторы, компенсирующие избыточную емкость, (см. рис. 13.1, *б*). Однако если шунтирующие реакторы выполнить нерегулируемыми, то эквивалентная емкость линии уменьшится во всех нагрузочных режимах и, как следует из формулы (13.4), увеличится эквивалентное волновое сопротивление, что приведет к снижению пропускной способности. Для того чтобы этого не произошло, шунтирующие реакторы должны быть регулируемые, т.е. позволять изменять их мощность в соответствии с передаваемой мощностью и настраивать линию на режим, близкий к режиму натуральной мощности. Данное требование о регулируемых шунтирующих реакторах особенно актуально для компактных линий (см. рис. 1.28), которые обладают повышенной емкостью.

Возможны также и другие способы компенсации параметров линии к натуральному режиму. Так, в двухцепных электропередачах с фазовым сдвигом, идея которых предложена в Московском энергетическом институте, фазы сближаются по одной от каждой цепи до минимально допустимого расстояния, а к цепям приложены системы напряжений, сдвинутые относительно друг друга на определенный угол Θ , регулируемый с помощью специальных фазорегулирующих устройств ФУ (рис. 13.3).

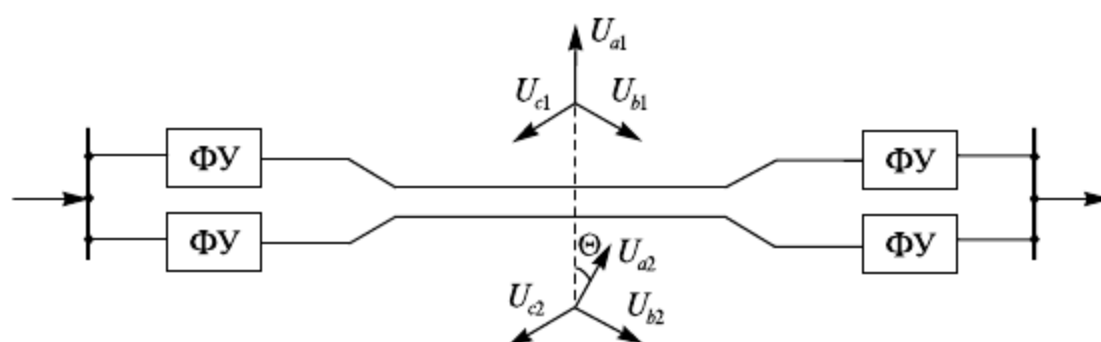


Рис. 13.3. Схема электропередачи с фазовым сдвигом

Некоторые возможные варианты взаимного расположения проводов расщепленных фаз, выполненных по данной идее, приведены на рис. 13.4.

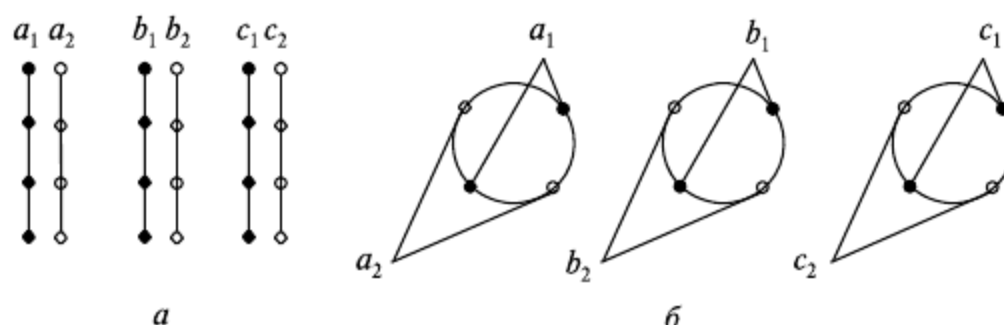
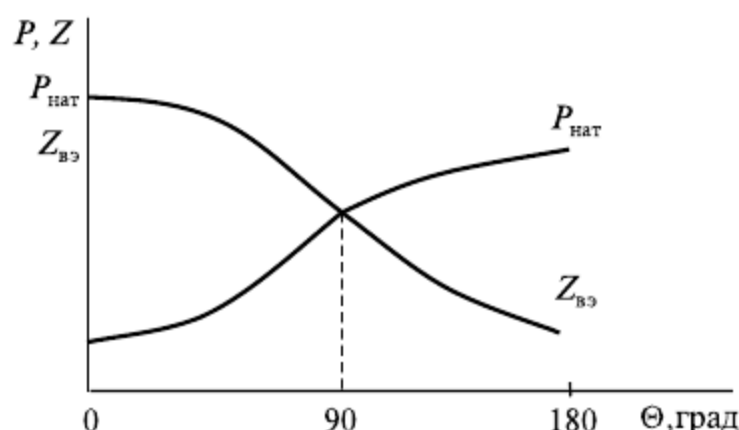


Рис. 13.4. Расположение проводов расщепленных фаз в линии с фазовым сдвигом: а — плоское расположение расщепленных фаз; б — трехконтурное расположение расщепленных фаз

При угле $\Theta = 180^\circ$ в таких электропередачах эквивалентное волновое сопротивление $Z_{вз}$ оказывается наименьшим, а натуральная мощность — наибольшей. И, наоборот, при угле $\Theta = 0$, эквивалентное волновое сопротивление имеет наибольшее значение, а натуральная мощность — наименьшее. Таким образом, при наибольших нагрузках следует создавать режим с углом фазового сдвига $\Theta = 180^\circ$, а при наименьших — с меньшим углом вплоть до $\Theta = 0$. В результате можно добиться того, что при любой нагрузке линии она будет работать в режиме, близком к натуральному.

Рис. 13.5. Зависимости $P_{нат}$ и $Z_{вз}$ от угла фазового сдвига

Существуют также *пути оптимизации режимов протяженных электропередач в условиях эксплуатации*, когда схемно-конструктивные параметры уже определены. За критерий оптимизации какого-то определенного режима обычно принимают минимум потерь активной мощности при выполнении ограничений по допустимым напряжениям вдоль линии электропередачи и по допустимым силам токов в ней. Если в каждый момент времени осуществляется оптимальный режим по данному критерию, то за какой-то отрезок времени режим будет соответствовать критерию минимума потерь электроэнергии.

Как было показано в главе 10, режим реактивной мощности электропередачи при фиксированной передаваемой активной мощности зависит от перепада напряжений. Кроме того, значение и направление реактивной мощности зависят также от загрузки компенсирующих устройств (например шунтирующих реакторов), размещенных вдоль линии. Следовательно, оптимизацию режима электропередачи можно осуществлять, воздействуя на перепад напряжений и загрузку компенсирующих устройств, подключенных к линии.

Как было показано в главе 9, потери мощности в линии состоят из нагрузочных потерь $\Delta P_{\text{н}}$ и потерь холостого хода, преимущественно потерь на корону $\Delta P_{\text{к}}$:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{к}}.$$

Нагрузочные потери, зависящие от передаваемой мощности, как известно, уменьшаются с увеличением рабочего напряжения, а потери на корону — возрастают. Поэтому при малых нагрузках линии в суммарных потерях будут преобладать потери на корону. Следовательно, в таких режимах рабочее напряжение целесообразно снижать. И, наоборот, при значительных нагрузках доля нагрузочных потерь возрастает и оказывает решающее влияние на суммарные потери мощности. Чтобы их снизить, целесообразно повышать напряжение. Сказанное проиллюстрировано на рис. 13.6, где приведены зависимости потерь мощности на корону от напряжения $\Delta P_{\text{к}} = f(U)$ и нагрузочных потерь $\Delta P_{\text{н}} = f(U)$ при различных нагрузках, причем $\Delta P_{1\text{н}}$ соответствует меньшей нагрузке линии, а $\Delta P_{2\text{н}}$ — большей. В результате суммарные потери мощности ΔP_{Σ} в зависимости от нагрузки имеют минимумы при различных напряжениях, причем при большей нагрузке $U_2 > U_1$.

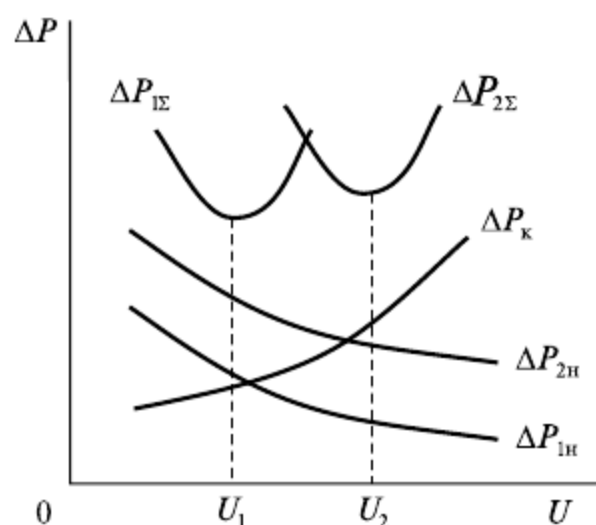


Рис. 13.6. Зависимости потерь мощности в линии от рабочего напряжения

Более обстоятельную оптимизацию режимов напряжений электропередач сверхвысокого напряжения со значительной долей потерь на корону можно осуществлять с учетом погодных условий. Как было показано в главе 9, потери на корону в зависимости от погоды могут изменяться в десятки раз (например при переходе от хорошей погоды к изморози, см. табл. 9.1). Поэтому при плохой погоде (изморозь, дождь) и малых нагрузках целесообразно снижать рабочее напряжение, чтобы уменьшить долю потерь на корону. И, наоборот, при хорошей погоде и больших нагрузках рабочее напряжение целесообразно повышать, так как в этом случае преобладают нагрузочные потери.

Более подробное рассмотрение вопросов оптимизации параметров режимов протяженных электропередач выходит за рамки данного учебного пособия. Они освещены в специальной литературе [51, 55, 72].

13.3. Оптимизация размещения средств компенсации реактивной мощности

Основными источниками реактивной мощности, как известно, являются генераторы электрических станций, линии электропередачи (за счет зарядной мощности) и компенсирующие устройства поперечной компенсации, подключаемые параллельно нагрузке. Как было отмечено в главе 4, включение в узлы электрической сети компенсирующих устройств приводит к разгрузке элементов сети от реактивной мощности, следствием этого является снижение нагрузочных потерь мощности и электроэнергии. Таким образом, за счет изменения потоков реактивной мощности (управления ими) можно улучшить экономические показатели сети.

Задача оптимизации управления потоками реактивной мощности разделяется на две подзадачи: проектную, связанную с выбором дополнительных компенсирующих устройств, и эксплуатационную, при решении которой требуется выбрать оптимальные режимы работы уже установленных в сети компенсирующих устройств. (Математическая постановка и пример решения эксплуатационной задачи приведены в подразделе 13.6.)

При *решении проектной задачи* необходимо выбрать оптимальные места установки компенсирующих устройств и их оптимальные мощности в каждом из выбранных мест. Поскольку денежные средства, выделяемые на установку компенсирующих устройств, как правило, ограничены, и ввод в работу компенсирующих устройств может производиться поэтапно, то одновременно возникает задача нахождения наиболее рациональной очередности установки компенсирующих устройств в различных местах.

В общем случае установка дополнительного компенсирующего устройства мощностью Q_{ki} в i -м узле сети будет эффективной, если чистый дисконтированный доход, вычисленный по формуле (12.19), будет положительным:

$$\text{ЧДД}(Q_{ki}) = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ii} - I_{ii} - K_{ii}}{(1+E)^t} > 0. \quad (13.6)$$

Если сравнивать установку компенсирующего устройства одной и той же мощности в различных узлах сети и полагать, что капитальные затраты при этом одинаковы (это соответствует одинаковому типу компенсирующего устройства), то формула (13.6) примет вид

$$\text{ЧДД}(Q_{ki}) = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ii} - I_{ii}}{(1+E)^t} - K_k, \quad (13.7)$$

где K_k — капитальные затраты на компенсирующее устройство, осуществляемые в течение 1 года.

Установка дополнительного компенсирующего устройства наиболее выгодна в том узле, для которого

$$\text{ЧДД}(Q_{ki}) = \max.$$

В формуле (13.7) применительно к компенсирующим устройствам ежегодные издержки I_{ii} по годам в проектных расчетах можно считать неизменными, так как они состоят из отчислений от капитальных затрат и стоимости потерь электроэнергии

в компенсирующих устройствах, которые при неизменном их режиме работы можно считать постоянными. Что касается дохода D_{ti} от установки компенсирующего устройства, то он по годам остается неизменным только в том случае, если нагрузки сети не изменяются. Такие случаи имеют место, например, при установке компенсирующего устройства в сети промышленного предприятия с неизменным режимом работы.

В общем же случае доход D_{ti} может изменяться по годам вследствие изменения нагрузки сети и соответственно потерь энергии. Однако при перспективном проектировании нагрузку сети на каждый год определить достаточно точно не представляется возможным, имея в виду то, что в формулах (13.6, 13.7) расчетный период T принимается значительным, равным сроку службы объекта и даже большим. Если полагать, что доход D_{ti} по годам не изменяется, то от формулы (13.7) можно перейти к выражению приведенных затрат (12.25), на основании которого эффективность установки дополнительного i -го компенсирующего устройства можно представить в виде

$$D(Q_{ki}) - Z_k(Q_{ki}) > 0, \quad (13.8)$$

где $D(Q_{ki})$ — доход, получаемый при установке дополнительного компенсирующего устройства мощностью Q_{ki} ; $Z_k(Q_{ki})$ — затраты, связанные с установкой дополнительного компенсирующего устройства.

Установка дополнительного компенсирующего устройства окажется наиболее выгодной в том узле сети, для которого экономический эффект

$$D(Q_{ki}) - Z_k(Q_{ki}) = \max. \quad (13.9)$$

В ряде случаев целесообразные места установки компенсирующих устройств могут быть определены без проведения каких-либо предварительных расчетов. Так, для сети, состоящей из одной линии с одной нагрузкой на конце (рис. 13.7, а), существует единственное место установки компенсирующего устройства в узле 1. При мощности компенсирующего устройства Q_k реактивная мощность в линии составит $Q - Q_k$, потери мощности будут

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U^2} R,$$

а снижение потерь

$$\delta P = \Delta P_0 - \Delta P,$$

где ΔP_0 — потери мощности без компенсирующего устройства.

Если изменять мощность Q_k , то при неизменных нагрузках P_1 и Q_1 снижение потерь мощности δP будет изменяться так, как показано на рис. 13.8. Очевидно, что наибольшее снижение потерь будет тогда, когда $Q_k = Q$. Если выбрать мощность компенсирующего устройства $Q_k > Q$, то реактивная мощность в линии будет направлена не от источника к потребителю, а наоборот от узла 1 к узлу 0. При этом потери мощности по сравнению со случаем, когда $Q_k = Q$, начнут возрастать, а снижение потерь будет уменьшаться (правая ветвь кривой). При $Q_k = 2Q$ будем иметь $\delta P = 0$, а при $Q_k > 2Q$ снижение потерь оказывается даже отрицательным, т.е. потери мощности станут больше, чем в исходном режиме без компенсирующего устройства. Очевидно, что мощность компенсирующего устройства должна выбираться в диапазоне от 0 до Q , так как при $Q_k > Q$ эффект от снижения потерь уменьшается, и при этом возрастают капитальные затраты на компенсирующие устройства.

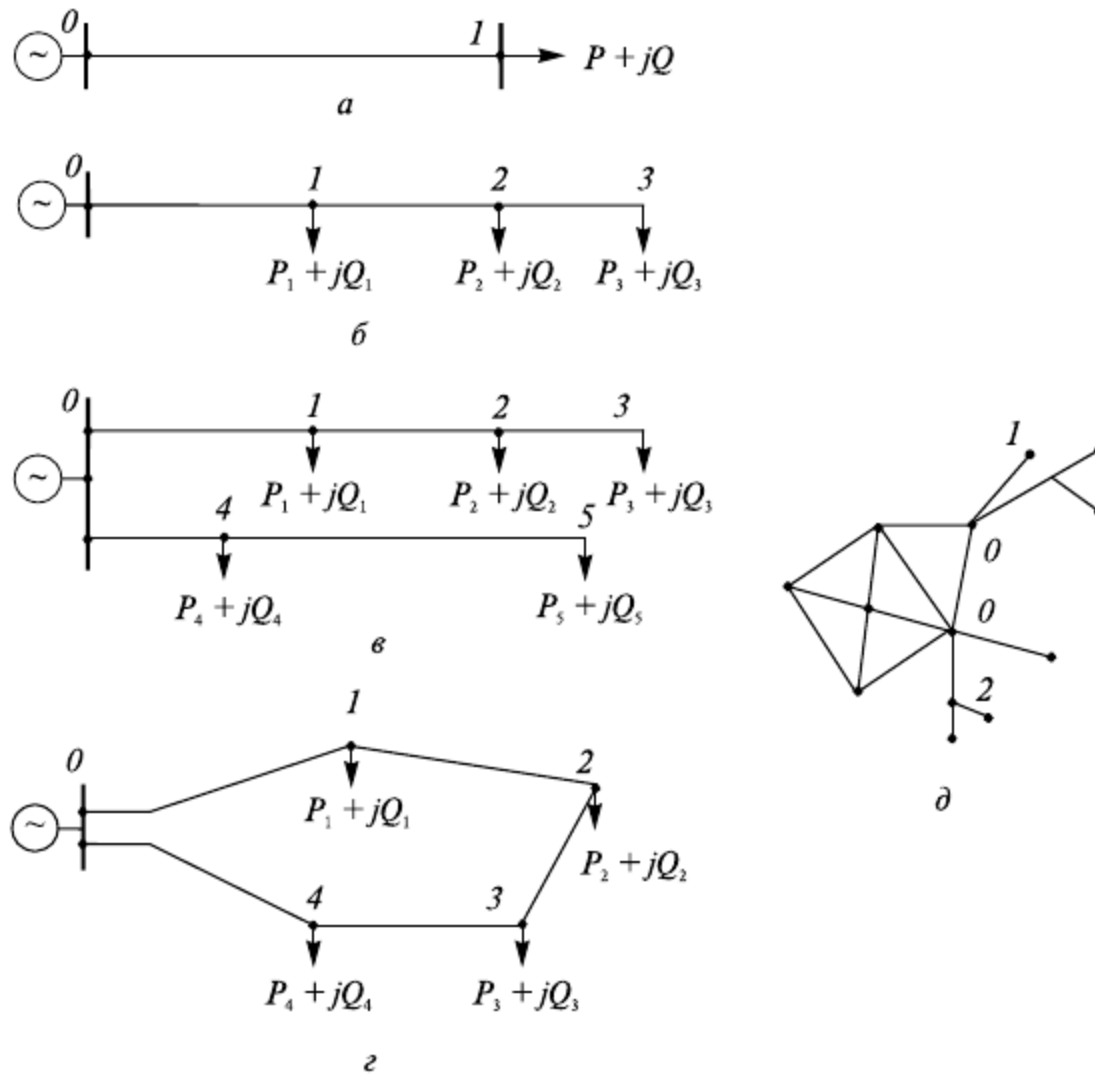


Рис. 13.7. Схемы сети: *а* — с одной нагрузкой; *б* — с несколькими нагрузками; *в* — с несколькими линиями; *г* — замкнутая с несколькими нагрузками; *д* — питающая (системообразующая) с распределительными сетями

Снижение потерь мощности за счет установки компенсирующего устройства

$$\delta P = \Delta P_0 - \Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R - \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U^2} R = \frac{(2Q - Q_k) Q_k}{U^2} R.$$

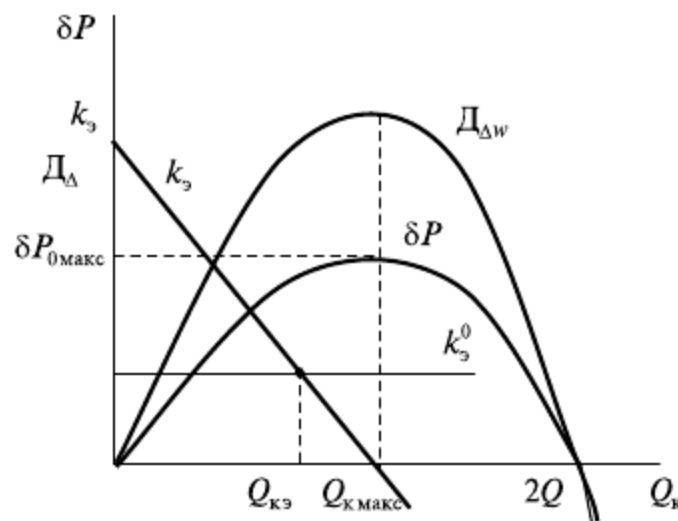


Рис. 13.8. Зависимости δP , k_3 и $D_{\Delta W}$ от мощности компенсирующего устройства

Тогда удельная экономия на потерях мощности, приходящаяся на единицу мощности компенсирующего устройства

$$k_3 = \frac{\delta P}{Q_k} = \frac{2Q - Q_k}{U^2} R. \quad (13.10)$$

Из зависимости $k_3 = f(Q_k)$ (см. рис. 13.8) видно, что при увеличении мощности Q_k удельный эффект от снижения потерь снижается. При этом удельная экономия

становится равной нулю при полной компенсации реактивной мощности ($Q_k = Q$), а при дальнейшем увеличении Q_k значение k_{Σ} становится отрицательным.

Доход от снижения потерь активной мощности и энергии

$$D_{\Delta w} = (\Delta P_0 \tau_{0p} - \Delta P \tau_p) \beta \approx \delta P \tau_p^{\text{cp}} \beta, \quad (13.11)$$

где $\Delta P_0, \Delta P$ — потери активной мощности соответственно до и после установки компенсирующего устройства в режиме наибольших нагрузок; τ_{0p}, τ_p — время наибольших потерь от передачи реактивной мощности соответственно до и после компенсации; τ_p^{cp} — среднее значение времени наибольших потерь; β — стоимость 1 кВт·ч потерь энергии.

С учетом формулы (13.10) можно записать:

$$D_{\Delta w} = Q_k k_{\Sigma} \tau_p^{\text{cp}} \beta. \quad (13.12)$$

Характер зависимости $D_{\Delta w} = f(Q_k)$ повторяет кривую $\delta P = f(Q_k)$ (см. рис. 13.8).

Для линии с несколькими нагрузками (см. рис. 13.7, б) компенсирующие устройства могут быть установлены в узлах 1, 2 и 3. Здесь также без расчетов очевидно, что первоначально самой эффективной точкой является узел 3. Действительно, при размещении компенсирующего устройства в узле 3 произойдет разгрузка от реактивной мощности всех участков сети 2—3, 1—2 и 0—1. Если бы компенсация первоначально была произведена, например, в узле 2, то снижение потерь произошло бы только на участках 0—1 и 1—2, а на участке 2—3 потери мощности не изменились. Однако мощность компенсирующего устройства $Q_{3к}$ в узле 3 не должна превышать Q_3 , так как в противном случае при перекомпенсации реактивная мощность будет направлена от узла 3 к узлу 2, что приведет к повышению потерь. Если принято решение установить в сети мощность компенсирующего устройства Q_k большую, чем $Q_{3к}$, то следующее устройство целесообразно разместить в узле 2. При этом его мощность должна быть $Q_{2к} = Q_k - Q_{3к}$, но не больше Q_2 . Аналогичным образом рассматривают и другие узлы при движении в сторону источника питания.

При этом для каждого i -го узла, в котором устанавливается компенсирующее устройство, может быть вычислено удельное снижение потерь мощности по формуле (13.10):

$$k_{\Sigma i} = \delta P_i / Q_{ki}. \quad (13.13)$$

Для более сложных схем сети (см. рис. 13.7, в, г) без расчетов не очевидно, какую необходимо принять очередность установки компенсирующих устройств в различных узлах. При этом следует руководствоваться критерием (13.13). Для его вычисления поочередно во всех узлах устанавливают компенсирующее устройство некоторой небольшой мощности, выполняют расчеты установившихся режимов, и находят для каждого режима удельное снижение потерь мощности $k_{\Sigma i}$. Наиболее целесообразным узлом к установке компенсирующего устройства будет узел, для которого выполняется условие

$$k_{\Sigma i} = \max. \quad (13.14)$$

На основании изложенного подхода может быть выбрана очередность установки компенсирующих устройств в сети любой конфигурации и по формуле (13.12) вычислен доход от снижения потерь энергии при различной суммарной мощности Q_k .

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства (см. формулу (13.8)), можно определить по выражению

$$Z_k = (E + p)k_{уд}Q_k + \Delta P_{уд}Q_kT_k\beta, \quad (13.15)$$

где E — банковская ставка на предоставление кредита; p — отчисления на амортизацию и текущий ремонт компенсирующего устройства; $k_{уд}$ — удельные капитальные затраты на компенсирующее устройство; $\Delta P_{уд}$ — удельные потери мощности в компенсирующем устройстве; T_k — продолжительность работы компенсирующего устройства в году.

Выражение (13.15) можно представить в виде

$$Z_k = Q_kT_k\beta_k, \quad (13.16)$$

если расчетное значение стоимости 1 квар·ч, выдаваемого компенсирующим устройством, определять формулой

$$\beta_k = \Delta P_{уд}\beta + \frac{k_{уд}(E + p)}{T_k}.$$

Приравняем доход по формуле (13.12) и затраты на компенсирующее устройство по формуле (13.16):

$$Q_k k_{\varepsilon} \tau_p^{cp} \beta = Q_k T_k \beta_k.$$

Отсюда найдем граничное значение удельного снижения потерь мощности, ниже которого установка компенсирующего устройства нецелесообразна:

$$k_{\varepsilon}^0 = T_k \beta_k / (\tau_p^{cp} \beta). \quad (13.17)$$

Кроме снижения потерь активной мощности и энергии установка компенсирующих устройств позволяет улучшить режимы напряжений и снизить потери реактивной мощности в сети. Режимы напряжений при решении задачи обычно контролируются вводимыми соответствующими ограничениями. Что касается снижения потерь реактивной мощности, то этот фактор влияет на баланс реактивной мощности в сети и позволяет несколько уменьшить мощность компенсирующих устройств. Доход от уменьшения мощности компенсирующих устройств за счет снижения потерь реактивной мощности, как показывают расчеты, значительно ниже дохода от снижения потерь активной энергии и составляет [54]:

$$D_Q < (0,06 \dots 0,1) D_{\Delta w}.$$

С учетом этого выражение (13.17) примет вид

$$k_{\varepsilon}^0 = T_k \beta_k / ((1 \dots 1,1) \tau_p^{cp} \beta). \quad (13.18)$$

Критерии (13.17) и (13.18) позволяют при оптимизации размещения компенсирующих устройств перейти от экономических критериев (13.6) и (13.7) к техническим, что существенно облегчает решение задачи.

С учетом этих критериев установка компенсирующего устройства в i -м узле нагрузки целесообразна в том случае, если фактическое удельное снижение потерь мощности в режиме наибольших нагрузок больше граничного значения (рис. 13.8):

$$k_{\varepsilon i} > k_{\varepsilon}^0. \quad (13.19)$$

При этом экономически целесообразная мощность компенсирующего устройства равна $Q_{кз}$.

Установка компенсирующих устройств в распределительной сети, подключенной к какому-то узлу 0 питающей (системообразующей) сети (см. рис. 13.7, ∂), оказывает влияние на баланс реактивной мощности в этом узле и соответственно на потери мощности в питающей сети. Поэтому эффективность компенсирующих устройств должна оцениваться при совместном рассмотрении питающих и распределительных сетей. Это можно осуществить также с помощью критерия (13.19) следующим образом.

Для каждого узла распределительной сети i , например, 1 и 2 (см. рис. 13.7, ∂), находится оптимальное размещение компенсирующих устройств различной суммарной мощности, после чего строятся зависимости дохода от снижения потерь энергии $D_{\Delta w_i}^p = f(Q_k)$ и удельного снижения потерь мощности $k_{\varepsilon_i}^p = f(Q_k)$ аналогично рис. 13.8. Совместив эти зависимости с линией, соответствующей граничному экономически целесообразному значению k_{ε}^0 , можно сделать вывод о том, что по условию оптимизации режима i -й распределительной сети экономически целесообразная суммарная мощность компенсирующих устройств равна $Q_{кз}$, при которой $k_{\varepsilon_i}^p = k_{\varepsilon}^0$. Затем переходят к оптимизации размещения компенсирующих устройств в питающей сети, используя в качестве критерия условие (13.19), записанное в виде

$$k_{\varepsilon i} = k_{\varepsilon,п} + k_{\varepsilon i}^p, \quad (13.20)$$

где $k_{\varepsilon,п}$ — удельное снижение потерь мощности в питающей сети при установке компенсирующего устройства в i -м узле.

Таким образом, показатель $k_{\varepsilon i}$ характеризует снижение потерь как в питающей, так и в распределительной сети, подключенной к i -му узлу. После выполнения оптимизационных расчетов для питающей сети будет выяснена целесообразная мощность компенсирующих устройств для установки в i -м узле. Тогда остается выяснить, какая часть этой мощности должна быть рассредоточена по распределительной сети, а какая — установлена непосредственно в i -м узле питающей сети.

Если полученная мощность для i -го узла питающей сети $Q_{ki} \leq Q_{ki \text{ макс}}$ (см. рис. 13.8), где $Q_{ki \text{ макс}}$ — мощность компенсирующих устройств, дающая наибольший доход в i -й распределительной сети, то всю мощность Q_{ki} следует рассредоточить по распределительной сети. В том случае, если окажется, что $Q_{ki} > Q_{ki \text{ макс}}$, то мощность $Q_{ki \text{ макс}}$ целесообразно рассредоточить по распределительной сети, а оставшуюся мощность $Q_{ki} - Q_{ki \text{ макс}}$ подключить непосредственно в i -м узле питающей сети.

13.4. Выбор устройств для управления потоками мощности в замкнутых электрических сетях

Замкнутые электрические сети, как правило, являются неоднородными, характеризующимися различным отношением X_i/R_i на участках. При одинаковом напряжении участков сети неоднородность сети объясняется применением различных сечений проводников. Однако наибольшая неоднородность проявляется в контурах, содержащих различные номинальные напряжения. Так, если в контуре имеются линии напряжением 500 и 220 кВ, то $X_{500}/R_{500} > X_{220}/R_{220}$. Например, при марках провода АС 3 × 400/51 линии 500 кВ и АС 400/51 линии 220 кВ будем иметь соотношение $0,306/0,025 > 0,42/0,075$, т.е. $12,2 > 5,6$. Еще большую неоднородность вносят трансформаторы, соединяющие в контуре линии различных напряжений. Например, автотрансформатор АТДЦТН-500000/500/220 имеет отношение $X_T/R_T = 57,5/2,1 = 27,4$.

В главе 7 было показано, что если замкнутый контур без ЭДС разрезать по источнику питания, то получим линию с двусторонним питанием с источниками по концам А и Б (рис. 13.9). Для такой линии естественная мощность, выходящая от источника А:

$$\underline{S}_{Ac} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* Z_{iB}^*}{Z_{AB}^*}, \quad (13.21)$$

где \underline{S}_i^* — мощность в i -м узле; Z_{iB}^* — сопротивление ветвей от i -го узла до источника Б; Z_{AB}^* — сопротивление контура; n — число нагрузочных узлов в контуре.

Для однородной сети соответственно было получено:

$$\underline{S}_{Ac} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i R_{iB}}{R_{AB}}, \quad (13.22)$$

т.е. мощности распределяются аналогичным образом, но в соответствии с активными сопротивлениями R .

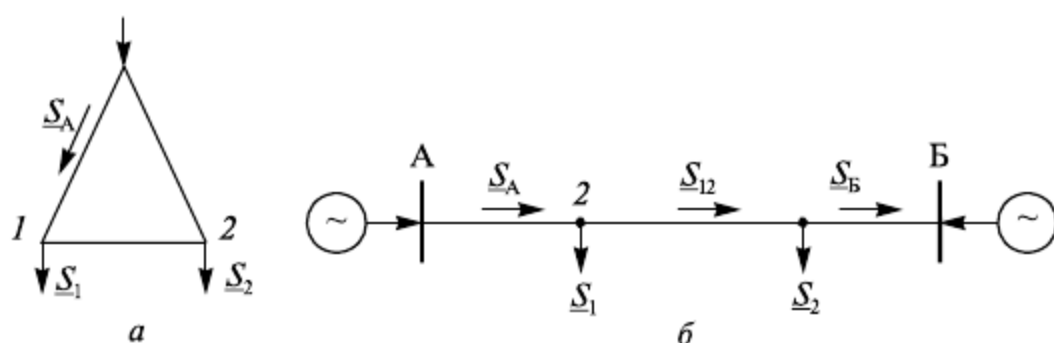


Рис. 13.9. Схема сети: а — замкнутая; б — разрезанная по источнику питания

Потери мощности в сети

$$\Delta P = (S_A^2 R_{A1} + S_{12}^2 R_{12} + S_B^2 R_{B2}) \frac{1}{U_{ном}^2}. \quad (13.23)$$

Выразим мощности S_{12} и S_B через мощность S_A и мощности нагрузок S_1 и S_2 :

$$\left. \begin{aligned} S_{12} &= S_A - S_1; \\ S_B &= S_A - S_1 - S_2. \end{aligned} \right\} \quad (13.24)$$

Подставим выражения (13.24) в формулу (13.23), заменив полные мощности через соответствующие активные и реактивные, получим:

$$\Delta P = [(P_A^2 + Q_A^2)R_{A1} + ((P_A - P_1)^2 + (Q_A - Q_1)^2)R_{12} + ((P_A - P_1 - P_2)^2 + (Q_A - Q_1 - Q_2)^2)R_{B2}] \cdot \frac{1}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Найдем экономичные мощности $P_{Aэ}$ и $Q_{Aэ}$, соответствующие минимуму потерь активной мощности. Для этого возьмем частные производные по P_A и Q_A и приравняем их нулю:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_A} = 0, \quad \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_A} = 0.$$

После преобразований получим:

$$\left. \begin{aligned} P_{Aэ} &= \frac{P_1(R_{12} + R_{B2}) + P_2 R_{B2}}{R_{AB}}; \\ Q_{Aэ} &= \frac{Q_1(R_{12} + R_{B2}) + Q_2 R_{B2}}{R_{AB}}. \end{aligned} \right\} \quad (13.25)$$

Эти выражения можно записать через полные мощности:

$$S_{Aэ} = \frac{S_1(R_{12} + R_{B2}) + S_2 R_{B2}}{R_{AB}}. \quad (13.26)$$

В общем случае

$$S_{Aэ} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i R_{iB}}{R_{AB}}. \quad (13.27)$$

Сравнение выражений (13.21) и (13.27) показывает, что естественное распределение мощностей не совпадает с экономичным. В то же время сравнение выражений (13.22) и (13.27) свидетельствует о том, что в однородной сети естественное распределение мощностей одновременно является экономичным. Таким образом, можно сделать вывод о том, что неоднородность сети вызывает в контуре уравнительную мощность

$$S_y = S_{Ae} - S_{Aэ},$$

которая приводит к перераспределению потоков мощности по ветвям и увеличению потерь мощности. Отсюда следует, что для перехода от режима сети с естественным распределением мощностей к экономичному режиму необходимо в контуре ком-

пенсировать уравнительную мощность \underline{S}_y . Это можно сделать, создав в контуре принудительную уравнительную мощность $\underline{S}_{y.п.}$, направленную навстречу \underline{S}_y :

$$\underline{S}_{y.п.} = -\underline{S}_y = \underline{S}_{\Lambda\Xi} - \underline{S}_{\Lambda\epsilon} = P_{y.п.} + jQ_{y.п.} = (P_{\Xi} - P_{\epsilon}) + j(Q_{\Xi} - Q_{\epsilon}). \quad (13.28)$$

Для получения мощности $\underline{S}_{y.п.}$ в контур необходимо ввести соответствующую ЭДС \dot{E}_{Ξ} . Тогда

$$\underline{S}_{y.п.} = \sqrt{3}U \dot{I}_{y.п.}^* = U \dot{E}_{\Xi}^* / \underline{Z}_{\kappa},$$

где \underline{Z}_{κ} — сопротивление контура.

Отсюда требуемая ЭДС

$$\dot{E}_{\Xi}^* = \dot{E}_{\Xi}' - j\dot{E}_{\Xi}'' = \underline{S}_{y.п.} \underline{Z}_{\kappa}^* / U = (P_{y.п.} + jQ_{y.п.})(R_{\kappa} - jX_{\kappa}) / U.$$

После преобразований получим продольную E_{Ξ}' и поперечную E_{Ξ}'' ЭДС, которые необходимо создать в контуре для получения экономичного распределения мощностей:

$$E_{\Xi}' = (P_{y.п.} R_{\kappa} + Q_{y.п.} X_{\kappa}) / U; \quad (13.29)$$

$$E_{\Xi}'' = (P_{y.п.} X_{\kappa} - Q_{y.п.} R_{\kappa}) / U. \quad (13.30)$$

Для питающих (системообразующих) сетей напряжением 110 кВ и выше $X \gg R$. Поэтому если полагать, что $R \approx 0$, то составляющие ЭДС

$$E_{\Xi}' \approx Q_{y.п.} X_{\kappa} / U; \quad (13.31)$$

$$E_{\Xi}'' \approx P_{y.п.} X_{\kappa} / U. \quad (13.32)$$

Пример создания положительных ЭДС E_{Ξ}' и E_{Ξ}'' показан на рисунке 13.10 (\dot{U} — напряжение с учетом воздействия ЭДС).

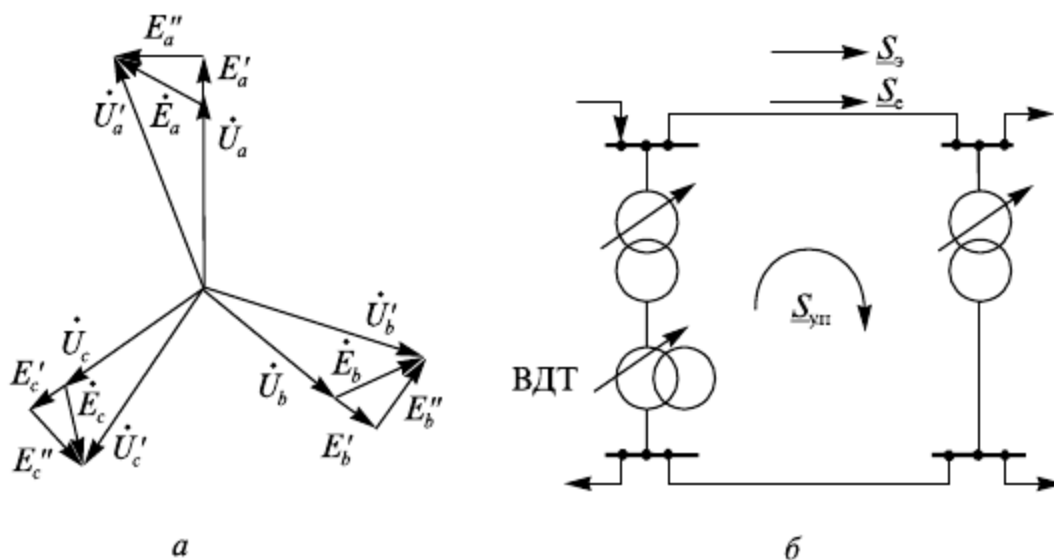


Рис. 13.10. Векторная диаграмма с ЭДС (а) и схема неоднородной замкнутой сети (б)

Из формул (13.31) и (13.32) можно записать:

$$Q_{y.п} \approx UE'_3 / X_k; \quad (13.33)$$

$$P_{y.п} \approx UE''_3 / X_k \quad (13.34)$$

Отсюда следует, что введение в контур продольной ЭДС в основном оказывает влияние на перераспределение реактивных мощностей, а поперечной ЭДС — на перераспределение активных мощностей.

ЭДС в контуре создается трансформаторами, включенными в данный контур. Если в контуре содержится один трансформатор, то

$$\dot{E} = U_0 - \underline{k}_T U_0 = U_0(1 - \underline{k}_T),$$

где U_0 — напряжение опорного узла; \underline{k}_T — коэффициент трансформации трансформатора, учитывающий изменение значения и фазы напряжения.

Если в один и тот же контур включено n трансформаторов, то

$$\dot{E} = U_0(1 - \prod_{i=1}^n \underline{k}_{Ti}), \quad (13.35)$$

где коэффициенты трансформации подставляются по направлению обхода контура.

Для создания продольной ЭДС достаточно иметь обычные трансформаторы (автотрансформаторы) с ответвлениями. В этом случае

$$\dot{E} = E' = U_0(1 - \prod_{i=1}^n k_{Ti}). \quad (13.36)$$

При этом трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой позволяют получить в контуре регулируемую ЭДС.

Для создания поперечной или продольно-поперечной ЭДС применяют специальные вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ). Пример включения их в контур показан на рис. 13.10, б. Подробный анализ возможных вариантов установки ВДТ в замкнутой сети дан в работах [7, 50, 51].

Выбор количества и мест установки трансформаторов поперечного регулирования в замкнутой электрической сети с многими контурами и несколькими номинальными напряжениями представляет собой достаточно сложную задачу проектирования, например один из возможных алгоритмов решения данной задачи следующий:

- 1) на основании расчетов режимов сети определяют естественное и экономичное распределение мощностей при номинальных коэффициентах трансформации трансформаторов связи;
- 2) находят по формуле (13.28) требуемые принудительные уравнительные мощности в независимых контурах;
- 3) находят по формулам (13.29) и (13.30) параметры устройств продольно-поперечного регулирования для каждого независимого контура, при этом установку этих устройств предусматривают в цепях трансформаторов связи [51];
- 4) вводят поочередно устройства продольно-поперечного (поперечного) регулирования в каждый контур и определяют экономическую эффективность его установки. При этом для создания продольной ЭДС максимально используют возможности устройств регулирования напряжения под нагрузкой трансформа-

торов связи. Установка дополнительного устройства экономически целесообразна, если выполняется условие

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{Z_{\text{эт}} - I_{\text{у.п.п.т}} - K_{\text{у.п.п.т}}}{(1+E)^t} > 0, \quad (13.37)$$

где $Z_{\text{эт}}$ — доход, характеризующийся эффектом от снижения потерь электроэнергии в сети в год t ; $I_{\text{у.п.п.т}}$, $K_{\text{у.п.п.т}}$ — годовые издержки и капитальные затраты на дополнительное устройство поперечного регулирования в год t ;

5) принимают к установке устройство поперечного регулирования, дающее наибольшее значение

$$\text{ЧДД} = \max;$$

6) расчеты по п. 1—5 с учетом ранее выбранных устройств поперечного регулирования повторяют до тех пор, пока соблюдается условие (13.37);

7) находят срок окупаемости каждого из дополнительных устройств поперечного регулирования и в зависимости от его численного значения принимают решение о целесообразности применения данного устройства.

В связи с тем, что наибольшее снижение потерь мощности может иметь место как в режиме наибольших нагрузок, так и в других режимах энергосистемы, параметры устройств поперечного регулирования приходится выбирать на основе анализа ряда характерных режимов и их продолжительности. Учет динамики нагрузок и схемы сети во времени также создает дополнительные затруднения при выборе рациональных мест установки и параметров устройств поперечного регулирования.

В связи с тем, что в однородных замкнутых сетях естественное распределение мощностей совпадает с экономичным, переход к экономичному режиму возможен также путем настройки сети на однородную. Отметим, однако, что такой способ мало пригоден для сложнзамкнутой сети. Он может быть рассмотрен применительно к одному контуру либо к двум параллельным воздушной и кабельной линиям (рис. 13.11).

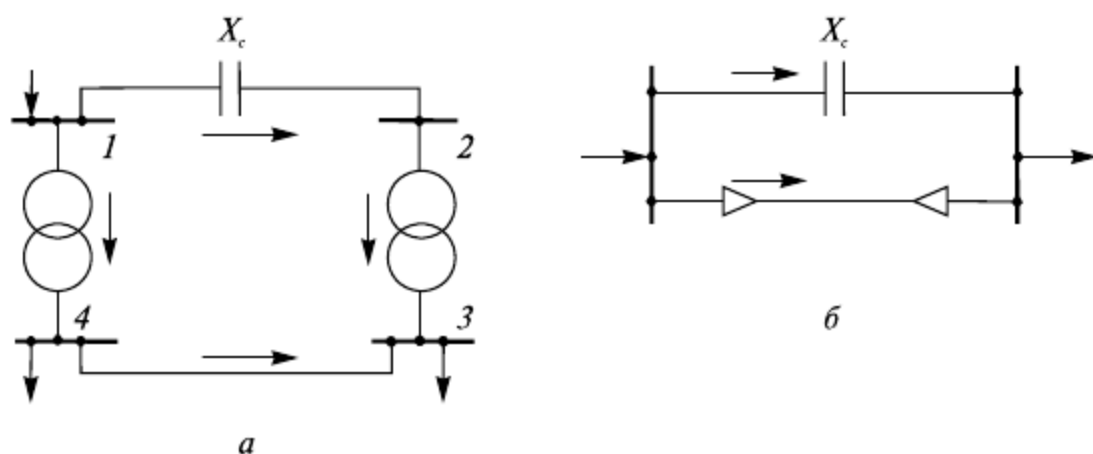


Рис. 13.11. Схемы неоднородных сетей: а — замкнутой; б — с двумя параллельными линиями

Пусть на участке 1—2—3 (рис. 13.11, а) отношение индуктивного сопротивления к активному больше аналогичного отношения на участке 1—4—3:

$$X_{123} / R_{123} > X_{143} / R_{143}.$$

Для создания однородной сети включим в линию 1—2 устройство продольной компенсации с сопротивлением X_c такой величины, чтобы

$$(X_{123} - X_c) / R_{123} = X_{143} / R_{143}.$$

Отсюда для настройки сети на однородную емкостное сопротивление

$$X_c = X_{123} - R_{123} \frac{X_{143}}{R_{143}}. \quad (13.38)$$

Целесообразность такого решения проверяется по критерию чистого дисконтированного дохода (13.37), в котором учитываются годовые издержки и капитальные затраты на устройство продольной компенсации.

13.5. Оптимизация проектных решений в распределительных электрических сетях

Эффективность функционирования распределительных сетей в значительной степени зависит от принятых решений при проектировании новых и модернизации существующих сетей. При этом оптимизация проектных решений — задача комплексная, в которой в качестве критериев оптимизации используются такие важнейшие показатели, как пропускная способность, качество напряжения, надежность электроснабжения, капитальные затраты, потери электроэнергии. Возможные способы и средства оптимизации, направленные на снижение потерь электроэнергии, перечислены в подразделе 13.1. Рассмотрим некоторые из них более подробно.

Один из основных параметров, выбираемых при проектировании сети, — это ее номинальное напряжение. Применение повышенных напряжений приводит, как было показано в подразделе 12.10, к увеличению пропускной способности. Если же расчетная нагрузка остается неизменной, то снижаются нагрузочные потери мощности и энергии. Действительно, если, например, вместо напряжения 220 В применить напряжение 380 В, то потери мощности снизятся в $(380 / 220)^2 \approx 3$ раза. Аналогичное снижение потерь будет в случае использования напряжения 10 кВ вместо 6 кВ: $(10 / 6)^2 \approx 2,8$. Если же применить напряжение 20 кВ вместо 10 кВ, то при неизменной нагрузке потери мощности уменьшатся в 4 раза. Конечно, следует иметь в виду, что с повышением напряжения возрастают капитальные затраты, прежде всего на электрооборудование подстанций (трансформаторы, выключатели и др.). Кроме того, существенным ограничением является то, что нецелесообразно в одном географическом районе, в одной распределительной сети иметь несколько номинальных напряжений по условиям эксплуатации, обеспечения резервирования и др. Поэтому при проектировании определенной сети оптимизацию номинального напряжения обычно не делают. Эту задачу, как правило, решают на более ранней стадии при проведении специальных исследований, в результате которых для данного региона определяют оптимальную систему напряжений, кВ: 110—35—6—0,38; 110—35—10—0,38; 110—20—0,38; 110—10—0,38; 110—6—0,38. Расчеты проводят с применением критериев, описанных в подразделе 12.3.

К задаче выбора рациональной системы напряжений непосредственно примыкает задача нахождения экономического радиуса действия распределительной сети, подключаемой к питающей подстанции напряжением 35—110 кВ. С учетом оптимальной зоны распределительной сети находится соответствующее число распределительных пунктов и трансформаторных подстанций 6—10/0,38 кВ. Эта задача

принципиально также решается обычно на стадии предварительных специальных исследований.

Другим важнейшим оптимизируемым параметром служит мощность компенсирующих устройств. Методика комплексной оптимизации мощности и мест размещения компенсирующих устройств в питающих и распределительных сетях изложена в подразделе 13.3. Здесь же отметим, что установка компенсирующих устройств комплексно положительно влияет на режим сети, так как позволяет снизить не только потери мощности и энергии, но и улучшить качество напряжения, а также повысить пропускную способность по активной мощности. Дополнительная эффективность применения компенсирующих устройств может быть достигнута за счет оснащения их установками автоматического регулирования мощности. Их целесообразность определяется условием:

$$\delta W\beta - Z_a > 0,$$

где δW — годовое снижение потерь электроэнергии за счет автоматического регулирования мощности компенсирующего устройства; β — стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии; Z_a — приведенные затраты на установку средств автоматики.

В сетях до 1000 В важной задачей является также выравнивание нагрузки фаз. Это связано с тем, что в таких сетях подключается большое количество однофазных электроприемников, что может приводить к несимметрии токов по фазам. Справедливо следующее неравенство:

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 > 3I_{\text{ср}}^2, \quad (13.39)$$

где I_A, I_B, I_C — силы токов в соответствующих фазах; $I_{\text{ср}}$ — средняя одинаковая сила тока по всем фазам,

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}. \quad (13.40)$$

В силу данного неравенства при неравномерной нагрузке по фазам потери мощности оказываются больше, чем при равномерной нагрузке $I_{\text{ср}}$.

Задача выравнивания нагрузки по фазам частично может быть решена при проектировании сети путем соответствующего равномерного подключения установленной мощности однотипных электроприемников к различным фазам. Вместе с тем в сетях имеет место также вероятностная несимметрия, связанная с различным суточным режимом потребления нагрузки в разных фазах. Поэтому несимметрию нагрузок по фазам в течение всего времени суток полностью устранить удастся не всегда.

Потери мощности в трехфазной сети с нулевым проводом при наличии несимметрии можно определить по формуле

$$\Delta P = 3k_d I_{\text{ср}}^2 R_{\phi}, \quad (13.41)$$

где k_d — коэффициент дополнительных потерь из-за несимметрии нагрузок по фазам; R_{ϕ} — активное сопротивление фазного провода.

Значение коэффициента k_d для трехфазной сети с нулевым проводом определяется по формуле [52]:

$$k_d = N^2 \left(1 + 1,5 \frac{R_n}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_n}{R_\phi}, \quad (13.42)$$

где N — коэффициент неравномерности нагрузки по фазам; R_n — активное сопротивление нулевого провода.

Квадрат коэффициента неравномерности

$$N^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{cp}^2}. \quad (13.43)$$

В условиях модернизации и реконструкции сети также возможны различные пути оптимизации проектных решений. Так, иногда оказывается эффективным упорядочение мощностей трансформаторов в распределительных сетях, а также замена морально устаревших трансформаторов. Дело в том, что с течением времени неизбежны отклонения реальных нагрузок трансформаторов от проектных. Если некоторые трансформаторы оказываются перегруженными, то по техническим условиям требуется их замена на трансформаторы большей мощности. При этом снижение потерь электроэнергии проявляется в виде сопутствующего эффекта. Он связан с тем, что уменьшение нагрузочных потерь $\delta\Delta W_n$ оказывается большим, чем некоторое увеличение потерь холостого хода $\delta\Delta W_x$:

$$\delta\Delta W = \delta\Delta W_n - \delta\Delta W_x > 0.$$

Если же трансформаторы оказываются существенно недогруженными относительно их номинальных мощностей (коэффициент загрузки менее 0,35—0,45), то бывает целесообразным получить экономию на потерях холостого хода, хотя нагрузочные потери при этом несколько увеличиваются:

$$\delta\Delta W = \delta\Delta W_x - \delta\Delta W_n > 0.$$

Эффект от снижения потерь энергии холостого хода может быть также достигнут при замене морально устаревших трансформаторов на трансформаторы с меньшими потерями холостого хода

$$\delta\Delta W = \Delta W_{1x} - \Delta W_{2x},$$

где ΔW_{1x} , ΔW_{2x} — потери холостого хода энергии до и после замены трансформатора.

Аналогичный положительный результат может быть получен при замене проводов воздушных линий, которая может быть осуществлена прежде всего в целях повышения пропускной способности. При этом сопутствующий эффект от снижения потерь энергии, прежде всего при немаксимальных нагрузках, может быть

$$\delta\Delta W = 3I_{нб}^2 \tau L (R_{01} - R_{02}),$$

где L — длина линии; R_{01} , R_{02} — удельные сопротивления до и после замены проводов.

Заметим, что практическая реализация такого технического решения может сдерживаться ограничениями механической прочности опор, допустимостью увеличенных стрел провеса проводов с большей площадью сечения и др.

Более подробное изложение вопросов оптимизации проектных решений выходит за рамки данного учебного пособия, они рассматриваются в специальных курсах.

13.6. Основы оптимизации режимов системообразующих электрических сетей

Параметры режима системообразующих электрических сетей (потoki мощности, напряжения) в значительной степени зависят от активных нагрузок электростанций, подключенных к ним. При этом важнейшей задачей оптимизации режимов является экономическое распределение активных и реактивных мощностей между источниками. Однако ввиду большой сложности эту задачу обычно разделяют на две: сначала проводится оптимизация распределения активных мощностей, а затем — при их оптимальных значениях находится экономическое распределение реактивных мощностей.

При решении второй из отмеченных задач в качестве критерия оптимизации текущих режимов должны приниматься эксплуатационные издержки за рассматриваемый период времени, так как дополнительные капитальные затраты при этом отсутствуют. Поскольку эксплуатационные издержки состоят из постоянных отчислений от капитальных затрат и стоимости потерянной электроэнергии, то можно перейти к критерию потерь энергии, а для определенного текущего режима — к критерию потерь активной мощности. Таким образом, задача оптимизации распределения реактивных мощностей источников заключается в минимизации потерь активной мощности, которая достигается за счет изменения потоков реактивной мощности по элементам сети и улучшения режимов напряжений. К основным источникам реактивной мощности относятся генераторы электрических станций и различные компенсирующие устройства поперечной компенсации (синхронные компенсаторы, регулируемые и нерегулируемые батареи конденсаторов, статические тиристорные компенсаторы).

Задача оптимизации распределения реактивных мощностей формулируется следующим образом:

$$\Delta P(Q) = \Delta P(Q_1, Q_2, \dots, Q_i, \dots, Q_n) \rightarrow \min; \quad (13.44)$$

$$Q_{i\min} \leq Q_i \leq Q_{i\max}; \quad (13.45)$$

$$U_{j\min} \leq U_j \leq U_{j\max}; \quad (13.46)$$

$$I_k \leq I_{k\text{ доп}}, \quad (13.47)$$

где ΔP — суммарные потери активной мощности в сети; $Q_{i\min} - Q_{i\max}$ — диапазон допустимого изменения реактивной мощности i -го источника; U_j — напряжение в j -м узле сети в процессе оптимизации; $U_{j\min} - U_{j\max}$ — диапазон допустимого напряжения в j -м узле; I_k — сила тока на k -м участке сети в процессе оптимизации; $I_{k\text{ доп}}$ — допустимая сила тока для k -го участка сети.

Для поиска оптимального решения задачи (13.44)–(13.47) известны различные математические методы оптимизации, например, подход по методу поочередного изменения параметров или покоординатной оптимизации [5] следующий. Общее решение для данного режима сети на этапе оптимизации реактивной мощности i -го источника представляется в виде следующего рекуррентного соотношения:

$$Q_i^{(p+1)} = Q_i^{(p)} + \delta Q \operatorname{sign} a; \quad (13.48)$$

$$\text{sign } a = \begin{cases} 1, \text{если } \Delta P(Q_i^{(p+1)}) < \Delta P(Q_i^{(p)}); \\ 0, \text{если } \Delta P(Q_i^{(p+1)}) = \Delta P(Q_i^{(p)}); \\ -1, \text{если } \Delta P(Q_i^{(p+1)}) > \Delta P(Q_i^{(p)}). \end{cases} \quad (13.49)$$

где $\text{sign } a$ — функция знака; $Q_i^{(p)}, Q_i^{(p+1)}$ — реактивные мощности i -го источника соответственно на p -м и $(p+1)$ -м шаге оптимизации; δQ — изменение мощности Q_i на каждом шаге оптимизации, принимается в зависимости от требуемой точности расчета.

Методика использования рекуррентного соотношения (13.48) заключается в следующем. Процедуру оптимизации начинают с расчета исходного режима сети с произвольным сочетанием реактивных мощностей источников, по результатам которого находят суммарные потери активной мощности. Затем произвольно выбирают один из источников реактивной мощности и изменяют его мощность на значение δQ . На основании нового расчета режима находят потери активной мощности. Если по сравнению с исходным режимом они снизились, то на следующем шаге изменяют мощность того же источника в ту же сторону. Такую операцию производят до тех пор, пока не изменится знак производной $\partial \Delta P / \partial Q_i$ либо мощность Q_i не окажется предельной допустимой ($Q_{i \min}$ или $Q_{i \max}$). В этом случае фиксируют предыдущее значение реактивной мощности данного источника и переходят к следующему источнику. Фиксацию предыдущего значения Q_i также осуществляют, если нарушается хотя бы одно из ограничений (13.46) или (13.47).

После обхода всех источников значения мощностей, которые изменялись в начале расчета, могут оказаться неоптимальными. Поэтому выполняют несколько обходов. Обходы заканчивают в том случае, когда суммарные потери $(\ell+1)$ -го и ℓ -го расчетов отличаются не более чем на заданную точность расчетов δP :

$$\Delta P_\ell - \Delta P_{\ell+1} \leq \delta P. \quad (13.50)$$

Иллюстрация оптимизации распределения реактивных нагрузок на примере трех источников дана в табл. 13.1. Здесь сначала изменяется реактивная мощность источника I_1 (шаги 2 и 3). На втором шаге потери мощности снижаются (30 вместо 32 МВт), поэтому выполняется третий шаг в том же направлении. При достижении верхнего предельного значения $Q_{1 \max} = 150$ Мвар переходим к источнику I_2 . Здесь оказывается успешным только шаг четвертый, так как на пятом шаге потери мощности увеличились (28 против 27 МВт). Поэтому мощность I_2 фиксируется $Q = 190$ Мвар, и затем варьируется реактивная нагрузка источника I_3 . Увеличение мощности на шестом шаге с 60 до 70 Мвар оказалось неуспешным (потери увеличились с 27 до 31 МВт). Поэтому на седьмом шаге снижаем мощность с 60 до 50 Мвар. Вариация мощности этого источника заканчивается на нижнем предельном значении $Q_{\min} = 40$ Мвар. На этом внешний цикл I оптимизации заканчивается.

В цикле II поочередно для каждого источника сделаны попытки найти наивыгоднейшие мощности. У источников I_1 и I_3 они остались прежними, а у источника I_2 она изменилась до 180 Мвар. В результате наивыгоднейшими являются реактивные нагрузки, соответствующие одиннадцатому шагу оптимизации, так как в нем оказались наименьшие потери мощности $\Delta P_{\min} = 24$ МВт.

Из-за сложных схем сети на практике оптимизацию распределения реактивных мощностей выполняют с применением ЭВМ и специальных программ.

Отметим что, метод поочередного изменения параметров не всегда позволяет находить глобальный минимум потерь мощности от распределения реактивных нагрузок.

Некоторая погрешность вносится также за счет того, что при расчете установившегося режима один из узлов принимается за балансирующий, который воспринимает все изменения реактивных мощностей источников. При строгом решении задачи эти изменения следовало бы перераспределять между всеми источниками реактивной мощности.

Если в замкнутой системообразующей электрической сети имеются контуры, содержащие линии нескольких номинальных напряжений, то оптимизация распределения реактивных мощностей источников должна производиться совместно с оптимизацией коэффициентов трансформации трансформаторов связи сетей различных напряжений. Это связано с тем, что в зависимости от установленных ответвлений трансформаторов, как отмечалось в подразделе 13.4, в контурах будут вводиться соответствующие ЭДС, которые будут вызывать принудительные уравнивающие потоки мощности и соответственно влиять на суммарные потери активной мощности, напряжения в узлах и силы токов в ветвях.

Таблица 13.1

Результаты оптимизации распределения реактивных нагрузок

Цикл оптимизации	Номер шага во внутреннем цикле оптимизации	Источник и ограничения по предельным значениям реактивной мощности, Мвар			Суммарные активные потери мощности в сети, МВт	Примечание
		I_1	I_2	I_3		
		70—150	100—270	40—90		
I	1	130	180	60	32	Исходный режим
	2	140	180	60	30	
	3	150	180	60	29	
	4	150	190	60	27	
	5	150	200	60	28	
	6	150	190	70	31	
	7	150	190	50	26	
	8	150	190	40	25	Оптимальный режим в цикле I
II	9	140	190	40	27	—
	10	150	200	40	28	
	11	150	180	40	24	Оптимальный режим в цикле II
	12	150	170	40	26	—
	13	150	180	50	25	

При совместной оптимизации распределения реактивной мощности источников и коэффициентов трансформации трансформаторов связи задача формулируется следующим образом:

$$\Delta P(Q, k) = \Delta P(Q_1, Q_2, \dots, Q_i, \dots, Q_n, k_1, k_2, \dots, k_j, \dots, k_T) \rightarrow \min \quad (13.51)$$

при ограничениях (13.45)–(13.47) с дополнением ограничения

$$k_{j \min} \leq k_j \leq k_{j \max}, \quad (13.52)$$

где $k_{j \min}$, $k_{j \max}$ — предельные значения коэффициентов трансформации j -го трансформатора связи.

По методу поочередного изменения параметров рекуррентное соотношение (13.48) дополняется рекуррентным соотношением по коэффициентам трансформации трансформаторов:

$$k_j^{(p+1)} = k_j^{(p)} + \delta k \operatorname{sign} b; \quad (13.53)$$

$$\operatorname{sign} b = \begin{cases} 1, \text{если } \Delta P(k_j^{(p+1)}) < \Delta P(k_j^{(p)}); \\ 0, \text{если } \Delta P(k_j^{(p+1)}) = \Delta P(k_j^{(p)}); \\ -1, \text{если } \Delta P(k_j^{(p+1)}) > \Delta P(k_j^{(p)}). \end{cases} \quad (13.54)$$

Процедура решения задачи (13.51) такая же, как и задачи (13.44). Вначале оптимизируются реактивные мощности источников, затем с применением внутреннего и внешнего циклов — коэффициенты трансформации. После этого вновь осуществляется оптимизация мощностей источников при фиксированных условно оптимальных коэффициентах трансформации и так до тех пор, пока не будет соблюдаться заданная степень точности расчетов (13.50).

13.7. Оптимизация режимов систем распределения электрической энергии

При оптимизации текущих режимов систем распределения электроэнергии, как и в системообразующих сетях, критерием обычно служит минимум потерь активной мощности или энергии. Оптимизация проводится с учетом соблюдения требований надежности электроснабжения, качества напряжения, обеспечения требуемой пропускной способности, ограничения токов короткого замыкания, удобства эксплуатации подстанций, линии и др.

Основные пути оптимизации режимов, которые могут быть осуществлены *в условиях эксплуатации*, не требуют дополнительных капитальных затрат, а эффективность реализации зависит в значительной степени от квалификации инженерно-технического персонала.

Известно, что нагрузочные потери активной мощности обратно пропорциональны квадрату напряжения:

$$\Delta P_1 = S^2 R / U^2.$$

Если повысить рабочее напряжение в распределительной сети на $n\%$, то потери мощности будут

$$\Delta P_2 = \frac{S^2}{\left(U + \frac{n}{100}U\right)^2} R = \frac{S^2}{U^2 \left(1 + \frac{n}{100}\right)^2} R,$$

а снижение потерь составит, %

$$\Delta P_2 / \Delta P_1 = 100 - \frac{1}{\left(1 + \frac{n}{100}\right)^2} \cdot 100. \quad (13.55)$$

Например, при повышении напряжения на 5% потери мощности снизятся на, %

$$\Delta P_2 / \Delta P_1 = 100 - \frac{1}{\left(1 + \frac{5}{100}\right)^2} \cdot 100 = 9,3.$$

Такое изменение режима напряжений, естественно, не должно ухудшать качество напряжения у электроприемников. Этого можно достичь путем соответствующего синхронизированного выбора ответвлений трансформаторов в центре питания и распределительной сети. Примером такого управления режимом может служить распределительная сеть, приведенная на рис. 13.12.

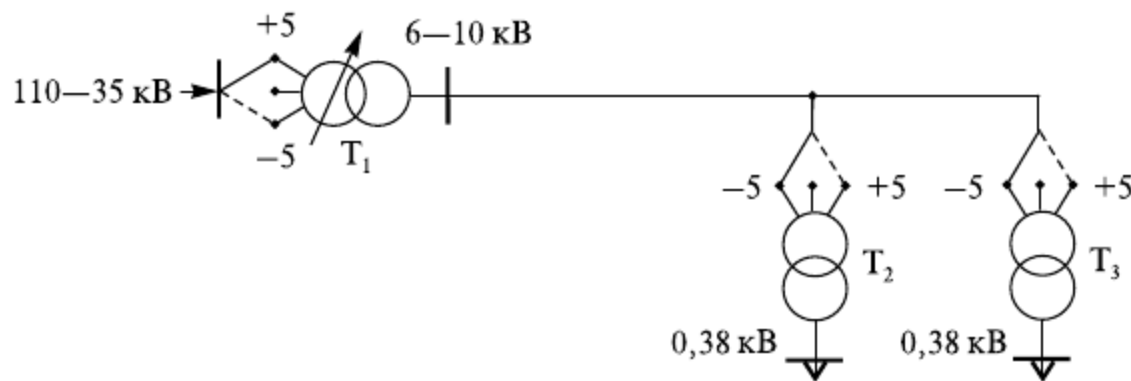


Рис. 13.12. Схема сети с установкой различных ответвлений трансформаторов

Предположим, что в исходном режиме питания ответвление трансформатора T_1 110–35/6–10 кВ в центре питания было установлено в положение +5%, а на трансформаторах T_2 и T_3 распределительной сети в положение –5%. При этом на шинах 0,38 обеспечивалось заданное напряжение. Если теперь ответвление трансформатора T_1 перевести в положение –5% (на схеме показано пунктиром), то напряжение в сети 6–10 кВ повысится примерно на 10%, что приведет в соответствии с формулой (13.55) к снижению потерь активной мощности. Однако при этом повысятся напряжения на шинах 0,38 кВ подстанций с трансформаторами T_2 и T_3 и могут выйти за допустимые пределы. Чтобы данная ситуация не произошла, одновременно с переключением ответвления на трансформаторе T_1 проведем изменения ответвлений на трансформаторах T_2 и T_3 , но уже в обратную сторону с –5% на +5%. В результате получим снижение напряжения на шинах 0,38 кВ также примерно на 10%. Следовательно, в результате такой синхронизации при изменении ответвлений на трансформаторах T_1 , T_2 и T_3 напряжения на шинах 110–35 кВ и 0,38 кВ не изменятся, но напряжение в линиях 6–10 повысится на 10%, что обеспечит снижение нагрузочных потерь активной мощности в них. Что касается потерь мощности холостого хода трансформаторов, то в трансформаторе T_1 они несколько повысятся, так как ответвление –5% соответствует меньшему номинальному напряжению обмотки, чем +5%, и следовательно, увеличится разность между подводимым напряжением

и напряжением ответвления. Потери холостого хода в трансформаторах T_2 и T_3 практически не изменятся, так как подводимое к ним напряжение и напряжение ответвления $+5\%$ увеличились примерно на одинаковую величину $+10\%$. Заметим, что при такой синхронизации ответвлений нагрузка, подключенная к шинам $0,38$ кВ, по статическим характеристикам не изменяется, так как напряжение на этих шинах остается практически неизменным.

Таким образом, эффективность данного управления режимом будет определяться снижением потерь мощности

$$\delta\Delta P = \delta\Delta P_n - \delta\Delta P_x,$$

где $\delta\Delta P_n$ — снижение нагрузочных потерь в линиях; $\delta\Delta P_x$ — увеличение потерь холостого хода в трансформаторе центра питания.

Другой путь снижения потерь мощности в распределительной сети связан с регулированием напряжения на шинах центра питания в разрезе 1 сут в соответствии с суточным графиком нагрузки. Так, в режиме наименьших нагрузок потери мощности холостого хода трансформаторов распределительной сети могут преобладать над нагрузочными потерями в линиях и трансформаторах. В таких режимах для снижения потерь холостого хода целесообразно снижать напряжение на шинах центра питания, т.е. осуществлять встречное регулирование (см. главу 10).

Актуальной при эксплуатации систем распределения электроэнергии является задача оптимизации нормальной рабочей схемы распределительной сети. Для обеспечения требуемой надежности электроснабжения городские и сельские распределительные сети напряжением $6\text{--}20$ кВ выполняют, как правило, замкнутыми и сложнозамкнутыми (рис. 13.13). Они могут питаться как от подстанций, подключенных к одной линии (рис. 13.13, а), так и к разным линиям (рис. 13.13, б). Естественно, во втором случае надежность питания, связанная с работой сети $35\text{--}220$ кВ, выше. Однако в условиях эксплуатации рабочие режимы таких распределительных сетей всегда предусматривают по разомкнутым схемам.

Требование разомкнутого режима связано со следующими причинами. В замкнутой сети, содержащей линии $35\text{--}220$ кВ и $6\text{--}20$ кВ, особенно кабельные, естественное потокораспределение в нормальном режиме может сильно отличаться от экономичного, соответствующего минимуму потерь активной мощности. Это связано с тем, что такая сеть сильно неоднородная (на участках отношение $X_{ij}/R_{ij} \neq \text{const}$) и, как следствие, в ней возникают циркулирующие по контурам уравнивающие мощности. Кроме того, дополнительные уравнивающие мощности могут возникать из-за неуравновешенности коэффициентов трансформации трансформаторов на питающих подстанциях, включенных в контуры (при $\prod_{i=1}^n k_i \neq 1$).

При повреждении линии высшего напряжения между двумя соседними подстанциями (рис. 13.13, а) вся транзитная мощность начнет проходить через трансформатор T_1 , сеть низшего напряжения и затем через трансформатор T_2 снова в сеть высшего напряжения. Поскольку пропускная способность сети низшего напряжения в несколько раз ниже (прежде всего по нагреванию проводников), чем сети высшего напряжения, то произойдет их перегрузка.

Если предусматривать работу распределительной сети в замкнутом режиме, то придется иметь по концам каждого ее участка выключатели для его отключения при возникновении коротких замыканий, что чрезвычайно будет удорожать распреде-

лительную сеть. И, наконец, в сложнзамкнутой распределительной сети с относительно малыми сопротивлениями отдельных ее участков трудно выполнить простую защиту от коротких замыканий, работающую селективно, т.е. отключающую данный участок только при повреждении на нем и не реагирующую на повреждения других участков сети.

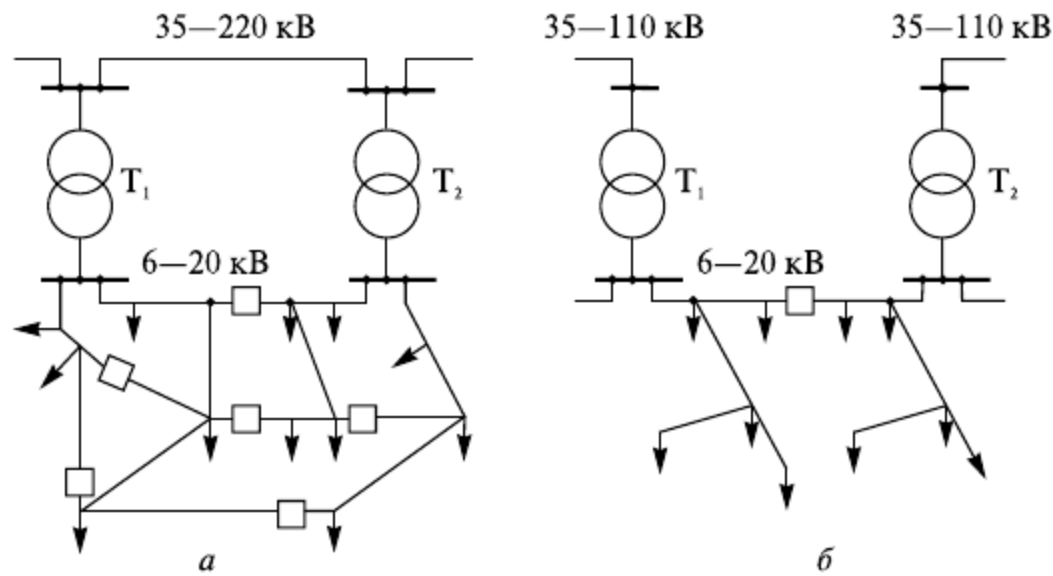


Рис. 13.13. Схемы распределительных сетей: *а* — городская сложнзамкнутая сеть; *б* — сельская сеть с питанием от двух подстанций

Вследствие изложенного, как уже отмечалось, целесообразно распределительные сети эксплуатировать в разомкнутом режиме. При этом возникает задача оптимизации точек размыкания замкнутой сети. Известны различные программы на ЭВМ для решения этой задачи. Принципиально задача решается следующим образом. Рассчитывается потокораспределение определенного режима нагрузок замкнутой сети, на основании чего находятся точки потокоораздела. Размыкаются сети в ветвях, примыкающих к точкам потокоораздела, в которых наблюдаются наименьшие потоки мощности. В результате получается разомкнутая сеть, в которой имеют место наименьшие потери активной мощности по сравнению с другими вариантами перехода от замкнутой сети к разомкнутому режиму.

Однако такой упрощенный подход на практике требует учета ряда дополнительных условий. Дело, прежде всего, в том, что нагрузки в различных узлах сети в течение одних суток и одного года изменяются непропорционально друг другу. В результате при переходе от одного режима к другому оптимальные места расположения точек потокоораздела могут изменяться. Поскольку вслед за изменением режима на практике невозможно постоянно изменять точки размыкания сети, вместо критерия минимума потерь мощности при оптимизации более правильно руководствоваться критерием минимума потерь электроэнергии за какой-то отрезок времени и рассматривать различные нагрузочные режимы сети. Обычно оптимизацию проводят по-сезонно, несколько раз в 1 год.

Задача оптимизации точек размыкания замкнутой сети существенно усложняется также из-за необходимости учета требуемой повышенной надежности электрообеспечения отдельных потребителей (что приводит к заранее фиксированным некоторым точкам размыкания), режима напряжений на шинах питающих подстанций, изменения режимов сети 35—220 кВ, изменения настройки дугогасящих реактивных катушек для компенсации емкостных токов сети с изолированной нейтралью, учета ограничений по допустимым напряжениям в узлах распределительной сети и допустимым силам токов в ветвях и др.

Представляет также практический интерес задача выбора оптимального режима работы параллельных элементов (линий, трансформаторов) распределительной сети (рис. 13.14). Обычно такие элементы имеют одинаковые параметры (сечения проводников линий, номинальные мощности трансформаторов и др.). Так, при питании распределительного пункта РП от центра питания ЦП по двум линиям L_1 и L_2 с нагрузками S_1 и S_2 , различными в общем случае и подключенными соответственно к I и II секции шин РП, возможны два режима межсекционного выключателя МСВ: включен или отключен. При включенном положении МСВ обе линии работают параллельно, и суммарная нагрузка РП $S_1 + S_2$ распределяется между ними равномерно. В случае отключенного состояния МСВ по линии L_1 передается мощность S_1 , а по линии L_2 — мощность S_2 . Если $S_1 \neq S_2$, то при параллельной работе линий потери активной мощности будут меньше, чем при раздельной работе, так как

$$S_1^2 + S_2^2 > 2S_{\text{ср}}^2; \quad (13.56)$$

$$S_{\text{ср}} = (S_1 + S_2) / 2,$$

где $S_{\text{ср}}$ — средняя нагрузка.

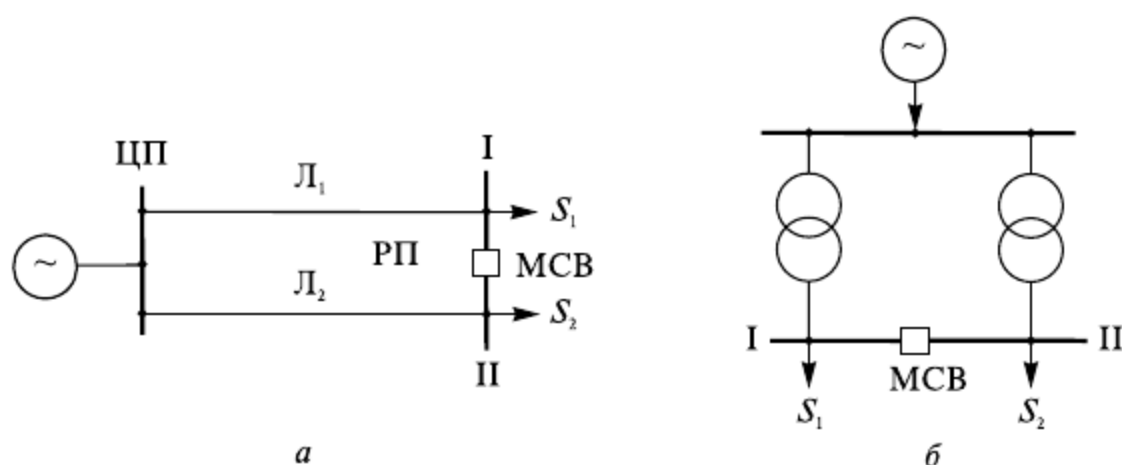


Рис. 13.14. Фрагменты схемы сети: *а* — с параллельными линиями; *б* — с параллельными трансформаторами

Аналогичные рассуждения справедливы и при выборе режима работы межсекционного выключателя МСВ на подстанции с двумя трансформаторами (рис. 13.14, б).

На практике окончательно выбирать рациональный режим работы межсекционных выключателей приходится не только по критерию минимума потерь мощности, но и с учетом требуемой надежности электроснабжения, зависящей от наличия устройств автоматического включения резерва на МСВ, необходимого ограничения токов короткого замыкания, так как при раздельной работе линий или трансформаторов они меньше из-за большего сопротивления пути их протекания и др.

На подстанциях, имеющих два и более трансформатора, которые работают на общие шины, может осуществляться оптимизация режимов их работы в части определения числа включенных трансформаторов в зависимости от общей нагрузки подстанций. Для наиболее характерного случая, когда на подстанции установлено два одинаковых трансформатора, при одном включенном трансформаторе потери активной мощности

$$\Delta P_1 = \Delta P_x + \Delta P_k \left(S / S_{\text{ном}} \right)^2, \quad (13.57)$$

а при двух параллельно работающих трансформаторах

$$\Delta P_2 = 2\Delta P_x + 0,5\Delta P_k \left(S / S_{\text{ном}} \right)^2, \quad (13.58)$$

где ΔP_x , ΔP_k — потери холостого хода и потери короткого замыкания; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность одного трансформатора; S — суммарная нагрузка подстанции.

Из формул (13.57) и (13.58) видно, что при $S = 0$ будут иметь место только потери мощности холостого хода, причем при двух включенных трансформаторах они в 2 раза больше, чем при одном. Следовательно, при малых нагрузках подстанции потери холостого хода будут преобладать над нагрузочными, и в работу целесообразно включить один трансформатор. По мере увеличения нагрузки S нагрузочные потери будут возрастать и оказывать решающую роль в суммарных потерях. Поскольку, как следует из формулы (13.58), они в 2 раза меньше при двух параллельно работающих трансформаторах, то при больших нагрузках в работе целесообразно иметь два трансформатора. Исходя из сказанного, очевидно, что имеется некоторая граничная мощность подстанции $S_{\text{гр}}$, при которой по критерию минимума суммарных потерь активной мощности эффективен переход от режима с одним трансформатором к режиму с двумя параллельно работающими трансформаторами.

Граничное значение мощности можно найти, приравняв потери мощности ΔP_1 и ΔP_2 из формул (13.57) и (13.58):

$$\Delta P_x + \Delta P_k \left(S_{\text{гр}} / S_{\text{ном}} \right)^2 = 2\Delta P_x + 0,5\Delta P_k \left(S_{\text{гр}} / S_{\text{ном}} \right)^2.$$

Отсюда

$$S_{\text{гр}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{\Delta P_k}}. \quad (13.59)$$

Изменение суммарных потерь мощности показано на рис. 13.15.

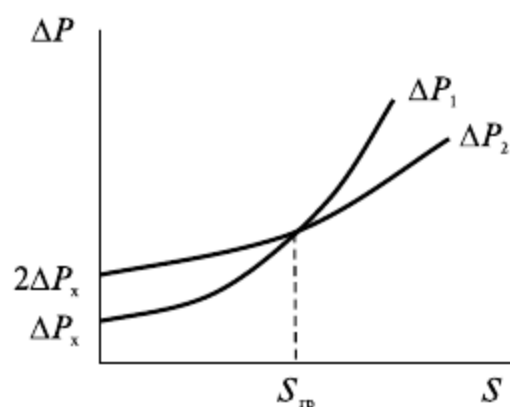


Рис. 13.15. Зависимости потерь активной мощности от нагрузки подстанции и количества включенных трансформаторов

В связи с тем известно, что нагрузка подстанции в течение 1 сут изменяется, значит в определенное время может быть $S < S_{\text{гр}}$, а в другое время $S > S_{\text{гр}}$, т.е. по условию минимума потерь мощности надо было бы несколько раз в сутки включать и отключать один из трансформаторов, что неприемлемо с точки зрения эксплуатации коммутационных аппаратов. Поэтому более правильно оптимизацию режимов работы трансформаторов осуществлять не по критерию минимума потерь мощности, а по

критерию минимума потерь электроэнергии. При этом за расчетный период оптимизации может приниматься 1 неделя (отключение одного трансформатора в резерв), 1 сезон (например отключение трансформатора на летний период при сниженных нагрузках) либо 1 год, когда в зависимости от нагрузки в работе сохраняется один или два трансформатора. Заметим, что в некоторых случаях по условию требований надежности электроснабжения постоянно сохраняют в работе два трансформатора в ущерб наибольшей экономичности режимов.

Ощутимый эффект от снижения потерь электроэнергии может дать выравнивание суточного графика нагрузки потребителей и соответственно элементов электрической сети. Конечно, такое выравнивание нагрузки преследует прежде всего цель снизить максимум нагрузки энергосистемы и повысить за счет этого эффективность использования электростанций (снизить удельные расходы топлива на выработку электроэнергии и др.). Тем не менее снижение потерь электроэнергии также может давать заметный эффект. Выравнивания графиков нагрузки можно добиться различными путями, например с помощью применения дифференцированных тарифов на электроэнергию по времени суток, сооружения накопителей энергии в распределительных сетях (накопителей теплоты в сельском хозяйстве и др.).

Сравнивать режим с неравномерным и идеально выровненным суточным графиком нагрузки (рис. 13.16) можно при условии равенства

$$\sum_{i=1}^n S_{1i} t_{1i} = 24 S_2,$$

где S_{1i} — нагрузка по графику 1 на i -й ступени; t_{1i} — продолжительность i -й ступени графика нагрузки, ч, $\sum_{i=1}^n t_{1i} = 24$; n — количество ступеней; S_2 — нагрузка по графику 2.

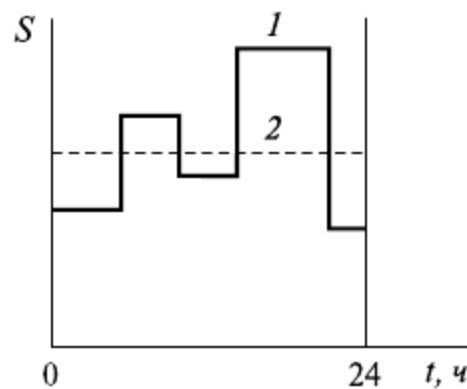


Рис. 13.16. Суточные графики полной нагрузки: 1 — неравномерный; 2 — выровненный

При этом справедливо следующее соотношение:

$$\sum_{i=1}^n S_{1i}^2 t_{1i} > 24 S_2^2.$$

Поскольку потери электроэнергии пропорциональны нагрузке, то при выровненном графике нагрузки они будут меньше, чем при неравномерном.

Снижения потерь электроэнергии можно также добиться за счет оптимизации эксплуатационного обслуживания элементов электрической сети. Действительно, за счет рациональной организации ремонтных работ можно увеличить межремонтный период и сократить продолжительность отключения одного из параллельных элементов электрической сети (линии, трансформатора), рис. 13.17. Если, напри-

мер, сопротивление каждой цепи линии равно R (рис. 13.17, *a*), то при выводе в ремонт одной цепи потери энергии за продолжительность ремонта t_p будут

$$\Delta W_1 = S^2 R t_p / U^2 .$$

При сокращении срока ремонта на Δt_p они соответственно окажутся

$$\Delta W_2 = \frac{S^2}{U^2} R (t_p - \Delta t_p) + \frac{S^2}{U^2} \cdot \frac{R}{2} \Delta t_p < \Delta W_1 ,$$

т.е. потери энергии снизятся из-за того, что за время Δt_p , равное сокращению срока ремонта, в работе будут находиться обе цепи линии с результирующим сопротивлением $R/2$.

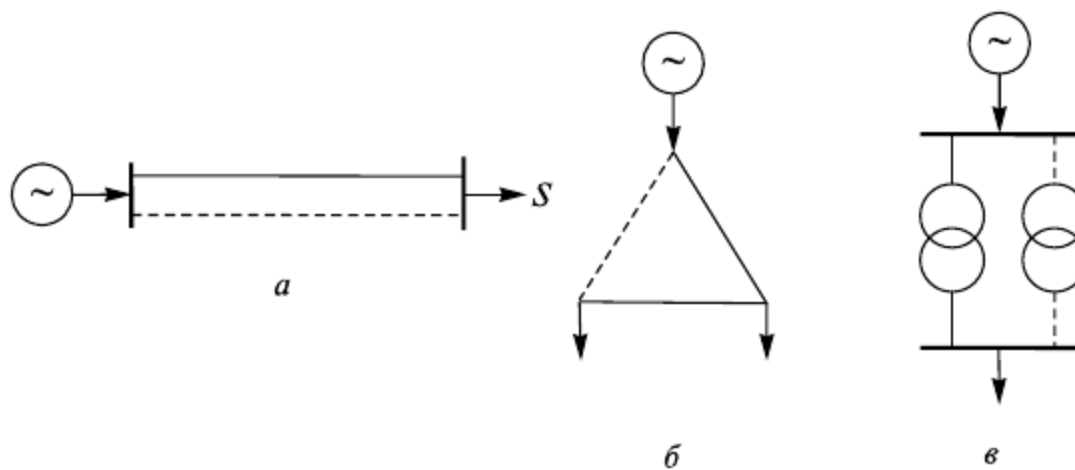


Рис. 13.17. Варианты вывода в ремонт элементов сети: *a*, *б* — линии; *в* — трансформатора

Контрольные вопросы

1. Какие известны критерии оптимизации параметров систем передачи и распределения электроэнергии?
2. Какие критерии применяют для оптимизации режимов систем передачи и распределения электроэнергии?
3. Каковы наиболее характерные пути оптимизации параметров электрических сетей?
4. Какие наиболее характерные способы применяют для оптимизации режимов электрических сетей?
5. Какими путями можно повысить пропускную способность протяженных электропередач?
6. Какие известны принципы компенсации параметров линии электропередачи?
7. В чем сущность выполнения компактных линий электропередачи?
8. Какими путями можно компенсировать избыточную реактивную мощность линии электропередачи?
9. Каков принцип работы электропередач с фазовым сдвигом?
10. Как зависят потери мощности в линии высокого напряжения от рабочего напряжения?
11. Как формулируется задача оптимизации размещения средств компенсации реактивной мощности?

12. Как определить узел сети, в котором компенсация реактивной мощности наиболее эффективна?
13. Как определить целесообразную очередность размещения компенсирующих устройств в узлах электрической сети?
14. Как найти граничное значение удельного снижения потерь мощности, ниже которого установка компенсирующего устройства нецелесообразна?
15. Как определить естественное и экономичное потокораспределение в замкнутой сети?
16. Как определить уравнительную мощность в замкнутой сети, вызванную неоднородностью сети?
17. Как можно создать в контуре сети принудительную уравнительную мощность?
18. Как в контуре можно создать продольную и поперечную ЭДС?
19. Каков алгоритм размещения в замкнутой сети трансформаторов поперечного регулирования?
20. В чем сущность настройки замкнутой сети на однородную?
21. Во сколько раз снизятся потери мощности в линии при неизменной нагрузке, если вместо напряжения 6 кВ применить напряжение 10 кВ?
22. Как влияет на режим электрической сети установка в ней компенсирующих устройств поперечной компенсации?
23. Как определяются потери мощности в сети с неравномерной нагрузкой по фазам?
24. В чем проявляется эффективность упорядочения мощностей трансформаторов в распределительных сетях и как оно проводится?
25. Как определить эффект от снижения потерь электроэнергии при замене проводов на повышенные сечения?
26. Как формулируется задача оптимизации распределения реактивных мощностей источников в системообразующих сетях?
27. Какова последовательность нахождения оптимальных мощностей источников реактивной мощности?
28. Как учитываются коэффициенты трансформации трансформаторов связи в замкнутых сетях при оптимизации распределения реактивных мощностей источников?
29. В чем сущность синхронизированного выбора ответвлений трансформаторов в центре питания и в распределительной сети для снижения потерь электроэнергии?
30. Почему замкнутые распределительные сети 6—10 кВ эксплуатируются в разомкнутом режиме?
31. Какие факторы должны учитываться при выборе мест размыкания замкнутой распределительной сети?
32. Как принципиально определить оптимальные точки размыкания замкнутой сети по критериям минимума потерь мощности и минимума потерь электроэнергии?
33. Как выбрать оптимальный режим параллельных линий и трансформаторов, работающих на различные секции шин, соединенных межсекционным выключателем?
34. Каковы принципы выбора режимов работы двух трансформаторов подстанции, работающих на общие шины?
35. Как выравнивание суточного графика нагрузки потребителей влияет на потери электроэнергии в элементах сети?
36. Как влияет сокращение продолжительности ремонта элементов электрической сети на потери электроэнергии в ней?

Примеры решения задач

Задача 13.1. Определите оптимальный режим напряжений линии электропередачи напряжением 500 кВ, длиной $L = 300$ км, выполненной маркой провода АС 400/51, при различной передаваемой активной мощности и различных погодных условиях. Линия работает без перепада напряжения ($U_1 = U_2$). Изменением напряжения и реактивной мощности вдоль линии пренебречь.

Решение. Для заданной марки провода из справочников найдем удельное активное сопротивление $R_0 = 0,025$ Ом/км. Тогда сопротивление линии $R = R_0 L = 0,025 \times 300 = 7,5$ Ом.

Нагрузочные потери мощности от передачи активной мощности

$$\Delta P_n = P^2 R / U^2.$$

Из таблицы 9.1 найдем удельные потери мощности на корону при номинальном напряжении и различных видах погоды: хорошая $\Delta P_{0x} = 2,4$ кВт/км, сухой снег $\Delta P_{0c} = 9,1$ кВт/км, влажная $\Delta P_{0в} = 30,2$ кВт/км, изморозь $\Delta P_{0и} = 79,2$ кВт/км. Тогда потери на корону во всей линии при номинальном напряжении соответственно составят:

$$\begin{aligned}\Delta P_{к.х} &= \Delta P_{0x} L = 2,4 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 0,72 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{к.с} &= \Delta P_{0c} L = 9,1 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 2,73 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{к.в} &= \Delta P_{0в} L = 30,2 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 9,06 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{к.и} &= \Delta P_{0и} L = 79,2 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 23,76 \text{ МВт}.\end{aligned}$$

Потери на корону с учетом изменения напряжения относительно номинального найдем по формулам (9.6) и (9.7):

$$\Delta P_{кU} = \Delta P_{к} k_{Uк} = \Delta P_{к} \left[6,88 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 - 5,88 \frac{U}{U_{ном}} \right].$$

Вычисления проведем для трех значений напряжения: 475, 500 и 525 кВ (-5% , 0 , $+5\%$) от номинального. Потери мощности будем определять при следующих значениях передаваемой мощности: 0, 450, 900, 1350 МВт (от 0 до 1,5 натуральной мощности).

Потери на корону для различных погодных условий можно представить в виде:

$$\begin{aligned}\Delta P_{к.х} &= 0,72 \left[6,88 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 - 5,88 \frac{U}{U_{ном}} \right]; \\ \Delta P_{к.с} &= 2,73 \left[6,88 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 - 5,88 \frac{U}{U_{ном}} \right]; \\ \Delta P_{к.в} &= 9,06 \left[6,88 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 - 5,88 \frac{U}{U_{ном}} \right]; \\ \Delta P_{к.и} &= 23,76 \left[6,88 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 - 5,88 \frac{U}{U_{ном}} \right].\end{aligned}$$

Подставляя сюда различные значения рабочего напряжения, найдем потери мощности на корону (табл. 13.2). Характер изменения потерь мощности на корону показан на рис. 13.18.

Таблица 13.2

Результаты расчетов потерь мощности на корону

Потери мощности на корону, МВт	Рабочие напряжения, кВ		
	475	500	525
$\Delta P_{к.х}$	0,5	0,7	1,0
$\Delta P_{к.с}$	1,7	2,7	3,8
$\Delta P_{к.в}$	5,6	9,1	12,8
$\Delta P_{к.и}$	14,7	23,8	33,5

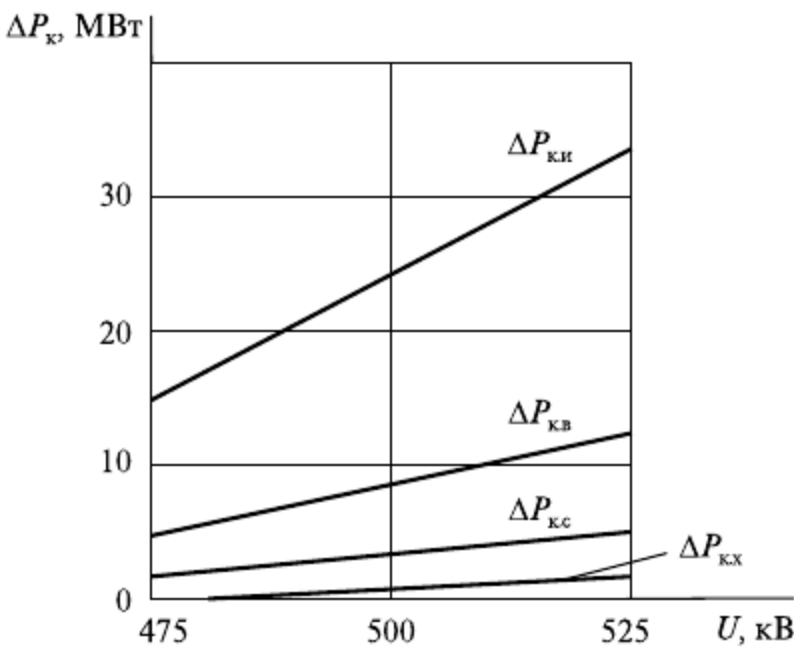


Рис. 13.18. Зависимости потерь мощности на корону от рабочего напряжения

Задаваясь различными передаваемыми мощностями и различными рабочими напряжениями, вычислим нагрузочные потери мощности ΔP_n . Результаты расчета представлены в табл. 13.3 и на рис. 13.19.

Суммарные потери мощности для различных видов погоды, передаваемых мощностей и рабочих напряжений найдем по формуле

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_k + \Delta P_n.$$

Таблица 13.3

Результаты расчета нагрузочных и суммарных потерь мощности

Потери мощ- ности, МВт	Передаваемая мощность, МВт								
	450			900			1 350		
	при рабочем напряжении, кВ								
	475	500	525	475	500	525	475	500	525
Нагрузочные ΔP_n	6,7	6,0	5,5	26,9	24,3	22,0	60,6	54,7	49,6
Суммарные ΔP_{Σ} :									
хорошая погода;	7,2	6,7	6,5*	27,4	25,0	23,0*	61,1	55,4	50,6*
сухой снег;	8,4*	8,7	9,3	28,6	27,0	25,8*	62,3	57,4	53,4*
влажная погода;	12,3*	15,1	18,3	32,5*	33,4	34,8	66,2	63,8	62,4*
изморозь	21,4*	29,8	39,0	41,6*	48,1	55,5	75,3*	78,5	83,1

* Суммарные потери соответствуют наивыгоднейшим значениям рабочих напряжений из рассмотренных напряжений для различных сочетаний передаваемой мощности и видов погоды

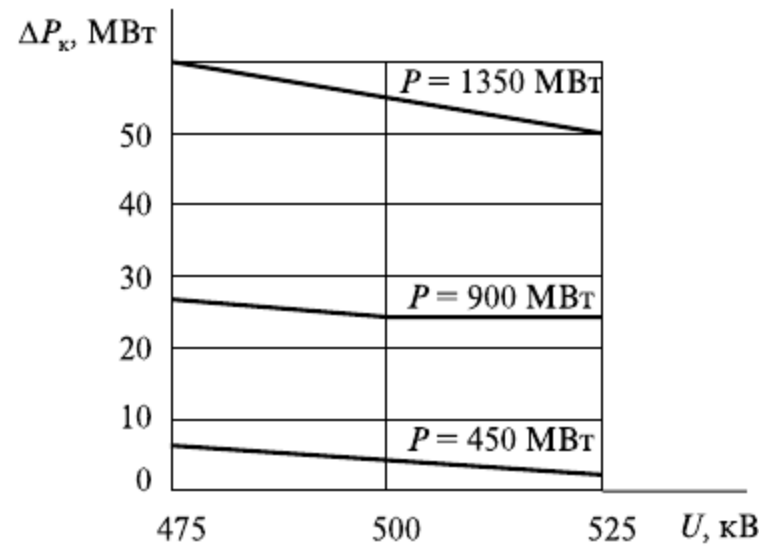


Рис. 13.19. Зависимости нагрузочных потерь мощности от рабочего напряжения

Зависимости суммарных потерь мощности от рабочего напряжения показаны также на рис. 13.20.

Из таблицы 13.3 и рисунка 13.20, например, видно, что при хорошей погоде для всех уровней передаваемой мощности из рассмотренных напряжений целесообразно поддерживать 525 кВ. В то же время при изморози для тех же передаваемых мощностей наименьшие потери мощности оказываются при напряжении 475 кВ. В других случаях, например, при влажной погоде, при мощностях 450 и 900 МВт лучшему режиму соответствует напряжение 475 кВ, а при мощности 1350 МВт — 525 кВ, т.е. при увеличении нагрузки решающее влияние оказывают нагрузочные потери мощности.

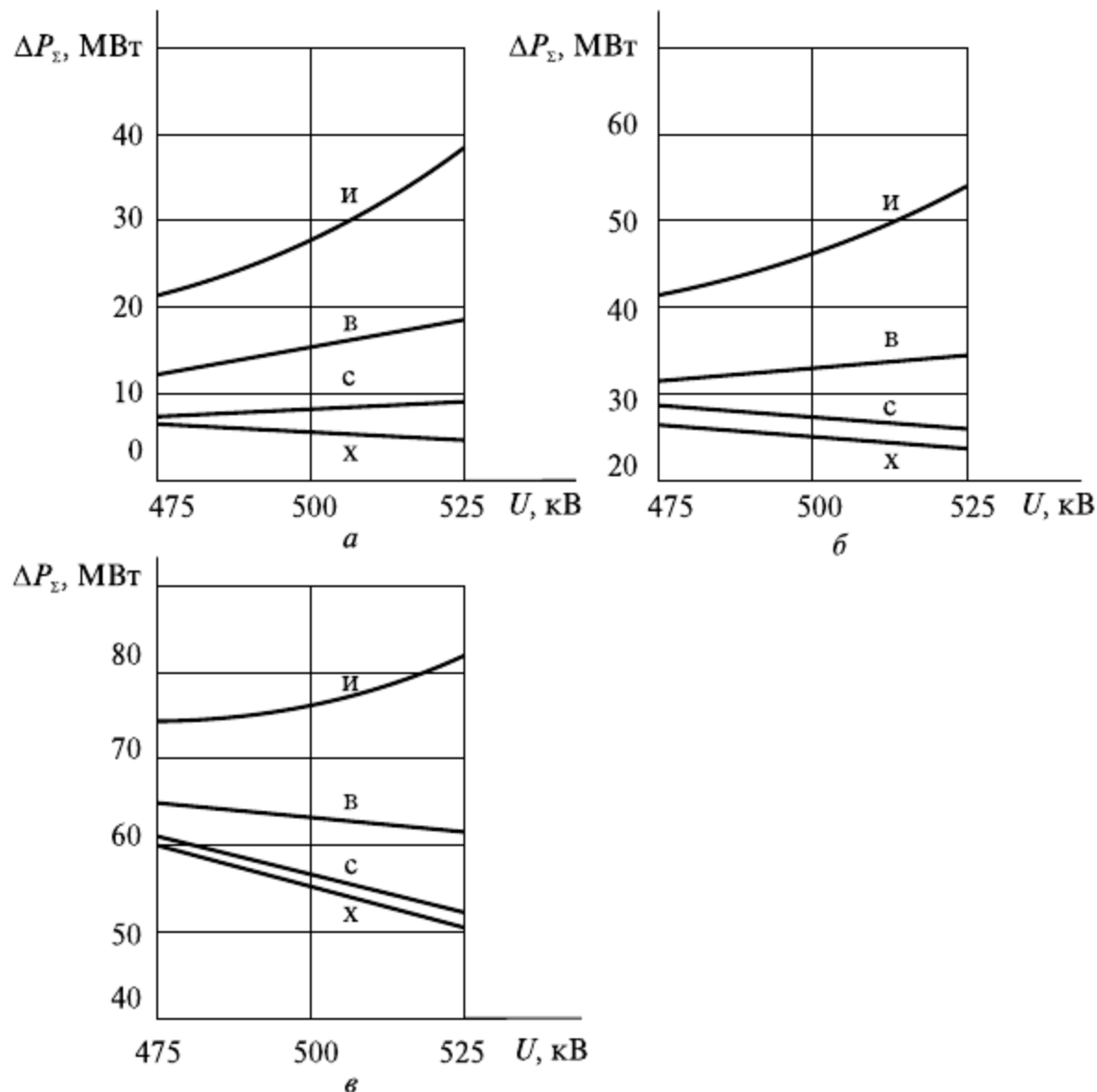


Рис. 13.20. Суммарные потери активной мощности в линии для различных погодных условий при нагрузке: а — $P = 450$ МВт; б — $P = 900$ МВт; в — $P = 1350$ МВт; х — хорошая погода; с — сухой снег; в — влажная погода; и — изморозь

Задача 13.2. Для разомкнутой электрической сети произвольной конфигурации с параметрами, приведенными на рис. 13.21, *а*, определить экономически целесообразную очередность установки компенсирующих устройств в узлах вплоть до полной компенсации реактивных нагрузок. Расчеты потоков мощности по ветвям сети проведите без учета потерь мощности. Постройте зависимости снижения потерь активной мощности и удельного снижения потерь от суммарной мощности компенсирующих устройств.

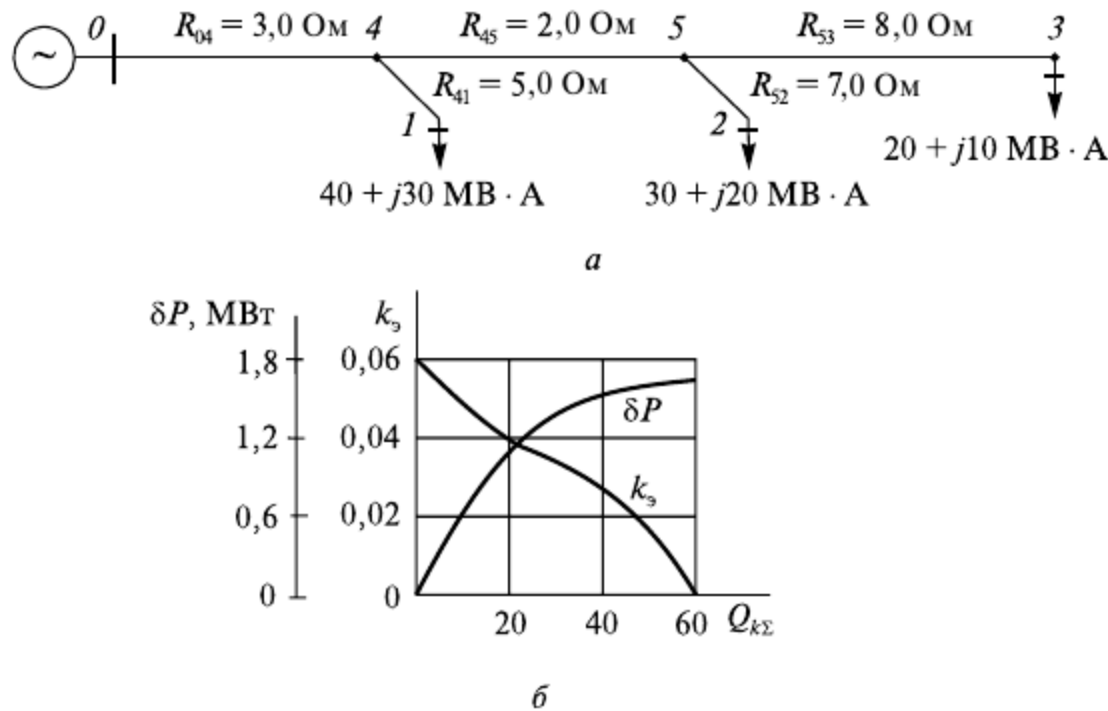


Рис. 13.21. Схема сети произвольной конфигурации (*а*) и зависимости $\delta P = f(Q_{k\Sigma})$, $k_3 = f(Q_{k\Sigma})$ (*б*)

Решение. Для решения задачи воспользуемся порядком расчета, приведенным в подразделе 13.3. Будем учитывать потери активной мощности только от потоков по ветвям реактивной нагрузки.

На первом шаге вычислим сначала потери мощности в исходном режиме при отсутствии компенсирующих устройств ($Q_{k\Sigma} = 0$):

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{1}{U^2} (Q_{04}^2 R_{04} + Q_{41}^2 R_{41} + Q_{45}^2 R_{45} + Q_{52}^2 R_{52} + Q_{53}^2 R_{53}) = \\ &= \frac{1}{110^2} (60^2 \cdot 3,0 + 30^2 \cdot 5,0 + 30^2 \cdot 2,0 + 20^2 \cdot 7,0 + 10^2 \cdot 8,0) = 1,71 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Затем установим поочередно в узлы 1, 2, 3 компенсирующее устройство мощностью Q_{k1} , Q_{k2} , Q_{k3} , равное 1 Мвар. Для каждого из режимов с компенсирующим устройством определим потоки мощности по ветвям сети и удельное снижение потерь мощности k_3 относительно исходного режима. Для наглядности потоки мощности и результаты расчетов сведены в табл. 13.4.

Так, при установке компенсирующего устройства в узле 1 мощностью $Q_{k1} = 1$ Мвар получим:

$$k_{31} = 1,71 - \frac{1}{110^2} (59^2 \cdot 3,0 + 29^2 \cdot 5,0 + 30^2 \cdot 2,0 + 20^2 \cdot 7,0 + 10^2 \cdot 8,0) = 0,053.$$

Если компенсирующее устройство установлено в узле 2 ($Q_{k2} = 1$ Мвар), то

$$k_{32} = 1,71 - \frac{1}{110^2} (59^2 \cdot 3,0 + 30^2 \cdot 5,0 + 29^2 \cdot 2,0 + 19^2 \cdot 7,0 + 10^2 \cdot 8,0) = 0,061.$$

И, наконец, при $Q_{к3} = 1$ Мвар

$$k_{э3} = 1,71 - \frac{1}{110^2} (59^2 \cdot 3,0 + 30^2 \cdot 5,0 + 29^2 \cdot 2,0 + 20^2 \cdot 7,0 + 9^2 \cdot 8,0) = 0,051.$$

Найдем максимальное значение:

$$k_{э\max} = \max\{k_{э1}; k_{э2}; k_{э3}\} = \max\{0,053; 0,061; 0,051\} = 0,061.$$

Отсюда следует, что первую часть компенсирующих устройств экономически целесообразно установить в узле 2.

Примем к установке в узле 2 $Q_{к2} = 10$ Мвар и перейдем ко второму шагу, в котором за исходный возьмем режим с $Q_{к2} = 10$ Мвар (см. табл. 13.4). На этом шаге проделаем процедуру, аналогичную первому шагу. В результате получим, что следующую часть компенсирующих устройств целесообразно установить в узле 1, так как

$$k_{э\max} = \max\{0,049; 0,042; 0,044\} = 0,049.$$

Результаты расчетов по всем остальным шагам приведены в табл. 13.4. По данным этой таблицы можно определить следующую экономически целесообразную очередность установки компенсирующих устройств мощностью, Мвар: $Q_{к2} = 10$; $Q_{к1} = 10$; $Q_{к3} = 10$; $Q_{к2} = 10$ (дополнительно); $Q_{к1} = 10$ (дополнительно); $Q_{к1} = 10$ (дополнительно).

Характер изменения коэффициента $k_э$ и снижения потерь мощности δP от суммарной мощности компенсирующих устройств приведен на рис. 13.21, б.

Таблица 13.4

Параметры режимов сети

Режим с мощностью компенсирующих устройств, Мвар	Реактивные нагрузки на участках, Мвар					Удельное снижение потерь $k_э$, $\frac{\text{МВт}}{\text{Мвар}}$	Потери мощности ΔP , МВт	Снижение потерь δP , МВт
	0—4	4—1	4—5	5—2	5—3			
Шаг 1								
Исходный: $Q_{к\Sigma} = 0$	60	30	30	20	10	—	1,71	0
$Q_{к1} = 1$	59	29	30	20	10	0,053		
$Q_{к2} = 1$	59	30	29	19	10	0,061*		
$Q_{к3} = 1$	59	30	29	20	9	0,051		
Шаг 2								
Исходный: $Q_{к\Sigma} = 10$ ($Q_{к2} = 10$)	50	30	20	10	10	—	1,18	0,53
$Q_{к1} = 1$	49	29	20	10	10	0,049*		
$Q_{к2} = 1$	49	30	19	9	10	0,042		
$Q_{к3} = 1$	49	30	19	10	9	0,044		
Шаг 3								
Исходный: $Q_{к\Sigma} = 20$ ($Q_{к2} = 10$, $Q_{к1} = 10$)	40	20	20	10	10	—	0,75	0,96
$Q_{к1} = 1$	39	19	20	10	10	0,036		
$Q_{к2} = 1$	39	20	19	9,0	10	0,037		
$Q_{к3} = 1$	39	20	19	10	9	0,038*		

Окончание

Режим с мощностью компенсирующих устройств, Мвар	Реактивные нагрузки на участках, Мвар					Удельное снижение потерь k_3 , $\frac{\text{МВт}}{\text{Мвар}}$	Потери мощности ΔP , МВт	Снижение потерь δP , МВт
	0—4	4—1	4—5	5—2	5—3			
Шаг 4								
Исходный: $Q_{\Sigma} = 30$ ($Q_{\kappa 2} = 10$, $Q_{\kappa 1} = 10$, $Q_{\kappa 3} = 10$) $Q_{\kappa 1} = 1$ $Q_{\kappa 2} = 1$	30	20	10	10	0	—	0,46	1,25
	29	19	10	10	0	0,031		
	29	20	9	9	0	0,033*		
Шаг 5								
Исходный: $Q_{\Sigma} = 40$ ($Q_{\kappa 2} = 10 + 10$, $Q_{\kappa 1} = 10$, $Q_{\kappa 3} = 10$) $Q_{\kappa 1} = 1$	20	20	0	0	0	—	0,26	1,45
	19	19	0	0	0	0,025*		
Шаг 6								
Исходный: $Q_{\Sigma} = 50$ ($Q_{\kappa 2} = 10 + 10$, $Q_{\kappa 1} = 10 + 10$, $Q_{\kappa 3} = 10$) $Q_{\kappa 1} = 1$	10	10	0	0	0	—	0,07	1,64
	9	9	0	0	0	0,012*		
Шаг 7								
Исходный: $Q_{\Sigma} = 60$ ($Q_{\kappa 2} = 10 + 10$, $Q_{\kappa 1} = 10 + 10 + 10$, $Q_{\kappa 3} = 10$)	0	0	0	0	0	—	0	1,71

* Максимальное значение коэффициента k_3 на соответствующем шаге.

Задача 13.3. На трансформаторной подстанции установлено два параллельно работающих трансформатора ТМ 630/10 (рис. 13.22). Номинальные напряжения обмоток $10 \pm (2 \times 2,5)\%/0,4$ кВ. Нагрузка на шинах низшего напряжения $S = 700$ кВ·А.

Определите потери активной мощности для двух случаев:

- 1) на обоих трансформаторах установлены ответвления 0;
- 2) на первом трансформаторе установлено ответвление 0, а на втором — +5%.

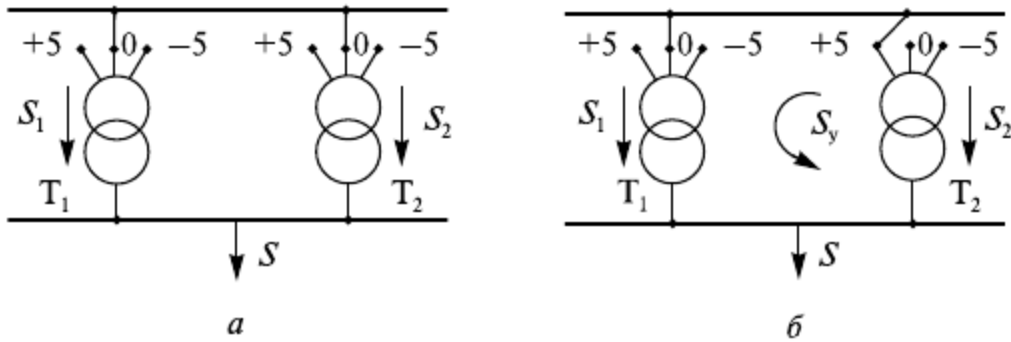


Рис. 13.22. Схема подстанции: *a* — на трансформаторах установлены одинаковые ответвления; *б* — на трансформаторах установлены различные ответвления

Решение. Из справочников найдем сопротивление каждого трансформатора $R_T = 1,91 \text{ Ом}$, $X_T = 8,73 \text{ Ом}$.

Полное сопротивление трансформатора

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2} = \sqrt{1,91^2 + 8,73^2} = 8,94 \text{ Ом}.$$

Для первого случая с одинаковыми ответвлениями трансформаторов нагрузка S будет распределяться между трансформаторами равномерно. При этом потери активной мощности в двух трансформаторах будут

$$\begin{aligned} \Delta P &= S_1^2 R_T / U_{\text{ном}}^2 + S_2^2 R_T / U_{\text{ном}}^2 = \\ &= 0,35^2 \cdot 1,91 / 10^2 + 0,35^2 \cdot 1,91 / 10^2 = 0,00468 \text{ МВт} = 4,7 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Во втором случае при разных ответвлениях коэффициенты трансформации трансформаторов различны:

$$k_1 = 10 / 0,4; \quad k_2 = 10,5 / 0,4.$$

Поэтому в контуре, состоящем из двух трансформаторов, возникает ЭДС:

$$E = U_0 (1 - k_1 k_2') = 10 \left(1 - \frac{10}{0,4} \cdot \frac{0,4}{10,5} \right) = 0,476 \text{ кВ},$$

где k_1, k_2' — коэффициенты трансформации, взятые по направлению обхода контура (см. рис. 13.22, б); U_0 — напряжение на шинах 10 кВ, кВ.

Эта ЭДС создает в контуре уравнительную мощность

$$S_y = \sqrt{3} U_0 I_y = \sqrt{3} U_0 E / (\sqrt{3} Z_k) = U_0 E / Z_k;$$

$$Z_k = 2Z_T = 2 \cdot 8,94 = 17,88 \text{ Ом},$$

где Z_k — сопротивления ветвей контура.

Подставляя числа, получим:

$$S_y = 10 \cdot 0,476 / 17,88 = 0,266 \text{ МВ} \cdot \text{А} = 266 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Эта уравнительная мощность направлена, как показано на рис. 13.22, б. Она будет дополнительно загружать трансформатор T_1 и разгружать T_2 . В результате нагрузка трансформаторов будет:

$$\begin{aligned} S_1 &= 350 + 266 = 616 \text{ кВ} \cdot \text{А}; \\ S_2 &= 350 - 266 = 84 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Тогда потери активной мощности в двух трансформаторах

$$\Delta P = 0,616^2 \cdot 1,91 / 10^2 + 0,084^2 \cdot 1,91 / 10^2 = 0,0074 \text{ МВт} = 7,4 \text{ кВт}.$$

Увеличение потерь мощности, %

$$\delta P = (7,4 - 4,7) \cdot 100 / 4,7 = 57,4.$$

Таким образом, при рассогласовании коэффициентов трансформации параллельно работающих трансформаторов из-за появления уравнивающей мощности существенно увеличиваются потери мощности.

Рассмотрим изменение напряжения на шинах вторичного напряжения при рассогласовании коэффициентов трансформации. В первом случае, при одинаковых ответвлениях трансформаторов падения напряжения в каждом из трансформаторов

$$\Delta U = \sqrt{3} I Z_T = \sqrt{3} \cdot 350 \cdot 8,94 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 0,313 \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах 0,38 кВ, приведенное к шинам 10 кВ:

$$U' = 10,0 - 0,313 = 9,687 \text{ кВ},$$

а фактическое напряжение

$$U = U' / k_T = 9,687 / (10 / 0,4) = 0,387 \text{ кВ}.$$

Во втором случае при различных ответвлениях трансформаторов падения напряжения в каждом из трансформаторах:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} I_1 Z_T = \sqrt{3} \cdot 616 \cdot 8,94 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 0,55 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} I_2 Z_T = \sqrt{3} \cdot 84 \cdot 8,94 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 0,075 \text{ кВ}.$$

Напряжения на вторичной стороне трансформаторов, приведенные к шинам 10 кВ:

$$U'_1 = 10,0 - 0,55 = 9,45 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = 10,0 - 0,075 = 9,925 \text{ кВ},$$

а фактические напряжения

$$U_1 = U'_1 / k_{1T} = 9,45 / (10 / 0,4) = 0,378 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U'_2 / k_{2T} = 9,925 / (10,5 / 0,4) = 0,378 \text{ кВ},$$

т.е., как и следовало ожидать, $U_2 = U_1$.

Из расчета видно, что рассогласование коэффициентов трансформации трансформаторов привело к снижению напряжения на шинах 0,38 кВ ($0,378 < 0,387$).

Задача 13.4. В городской электрической сети от шин центра питания ЦП к шинам распределительного пункта РП проложено два кабеля напряжением 10 кВ длиной $L = 3,0$ км с алюминиевыми жилами и сечением 240 мм^2 каждый (рис. 13.23). К первой секции РП подключена нагрузка $S_1 = 3,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а ко второй секции — $S_2 = 1,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Определите оптимальный режим работы межсекционного выключателя МСВ (включен или отключен) по критерию минимума суммарных потерь активной мощности в кабельных линиях.

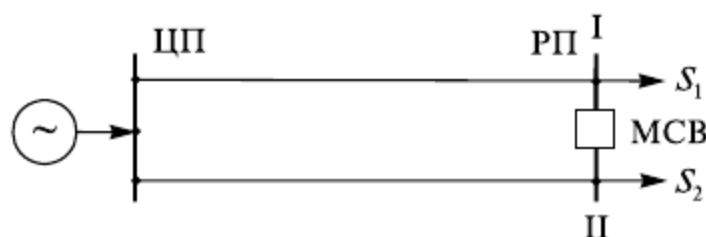


Рис. 13.23. Схема сети

Решение. Для заданной площади сечения кабеля из справочников найдем удельное активное сопротивление $R_0 = 0,129 \text{ Ом/км}$. Тогда сопротивление каждого кабеля

$$R = R_0 L = 0,129 \cdot 3,0 = 0,387 \text{ Ом.}$$

При включенном выключателе МСВ оба кабеля работают параллельно. При этом нагрузка секции РП I и II распределяется по ним равномерно. Суммарные потери мощности в этом случае составят

$$\Delta P_{\text{пар}} = \frac{(S_1 + S_2)^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{R}{2} = \frac{(3,5 + 1,5)^2}{10^2} \cdot \frac{0,387}{2} = 0,048 \text{ МВт.}$$

При отключенном выключателе МСВ каждая секция РП I и II питается отдельно по одному кабелю. При этом суммарные потери мощности будут

$$\Delta P_{\text{разд}} = \frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} R + \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} R = (S_1^2 + S_2^2) \frac{R}{U_{\text{ном}}^2} = (3,5^2 + 1,5^2) \frac{0,387}{10^2} = 0,056 \text{ МВт.}$$

Таким образом, меньшие потери активной мощности будут в том случае, когда суммарная нагрузка распределяется равномерно по параллельным линиям с одинаковыми активными сопротивлениями. Очевидно, что чем больше отличаются нагрузки по отдельным линиям при неизменной суммарной мощности, тем больше будут потери мощности. В предельном случае, когда $S_1 = 5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а $S_2 = 0$ потери мощности будут

$$\Delta P_{\text{пред}} = 5^2 \cdot 0,387 / 10^2 + 0^2 \cdot 0,387 / 10^2 = 0,097 \text{ МВт.}$$

В заключение заметим, что на практике режим работы межсекционного выключателя выбирается не только по условию минимума потерь мощности, но и с учетом надежности электроснабжения и ограничения токов короткого замыкания.

Задача 13.5. Найдите оптимальную точку размыкания электрической сети с двухсторонним питанием (рис. 13.24), где указаны мощности в узлах нагрузки, МВ·А, в режиме наибольших нагрузок и активные сопротивления участков сети, Ом. Напряжения по концам сети $U_1 = U_2 = 35 \text{ кВ}$. Оптимизацию осуществите по критерию минимума суммарных потерь активной мощности.

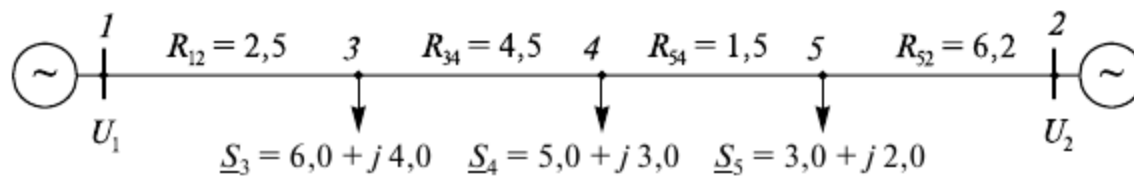


Рис. 13.24. Исходная схема

Решение. Экономическое распределение мощностей соответствует потокораспределению (токораспределению) в сети, содержащей только активные сопротивления. Найдём его, используя контурное уравнение в виде

$$\sum_{ij=1}^n I_{ij} R_{ij} = 0$$

или полагая, что напряжения во всех узлах сети равны

$$\sum_{ij=1}^n S_{ij} R_{ij} = 0, \quad (13.60)$$

где S_{ij} и R_{ij} — поток мощности и сопротивление участка ij .

Представим схему (см. рис. 13.24) с модулями мощностей в узлах (рис. 13.25).

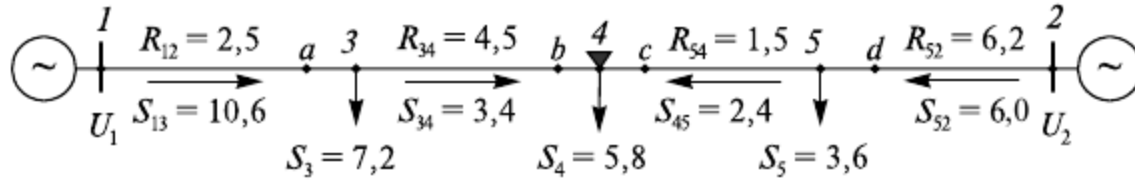


Рис. 13.25. Схема с оптимальным распределением мощностей

Тогда уравнение (13.60) можно записать через поток мощности на участке 1—3:

$$S_{13} \cdot 2,5 + (S_{13} - 7,2)4,5 + (S_{13} - 7,2 - 5,8)1,5 + (S_{13} - 7,2 - 5,8 - 3,6)6,2 = 0.$$

Отсюда найдем $S_{13} = 10,6$ МВ·А.

Тогда, используя первый закон Кирхгофа для узлов 3, 4, 5, найдем потоки мощности на всех участках сети без учета потерь мощности (см. рис. 13.25). Например, поток мощности

$$S_{34} = S_{13} - S_3 = 10,6 - 7,2 = 3,4 \text{ МВ·А.}$$

Электрическую сеть, представленную на рис. 13.25, можно разомкнуть в точках a, b, c, d . В зависимости от точки размыкания узлы 3, 4, 5 будут получать питание от узла 1 или от узла 2.

Наилучшим местом размыкания по критерию минимума потерь мощности является точка потокодела 4. Но она питается с двух сторон. Поэтому логично разомкнуть сеть на участке с меньшим потоком мощности, примыкающим к узлу 4, т.е. в точке c (рис. 13.26). При этом будет наименьшее изменение потокоораспределения по сравнению с полученным экономичным распределением.

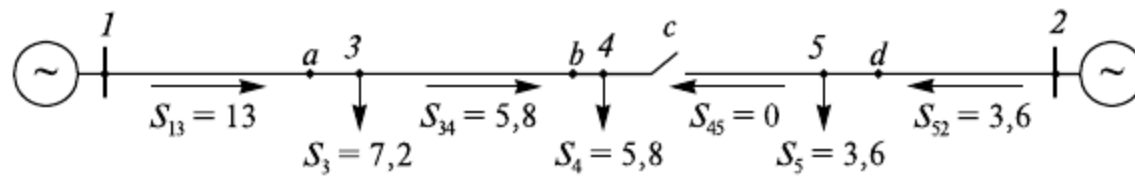


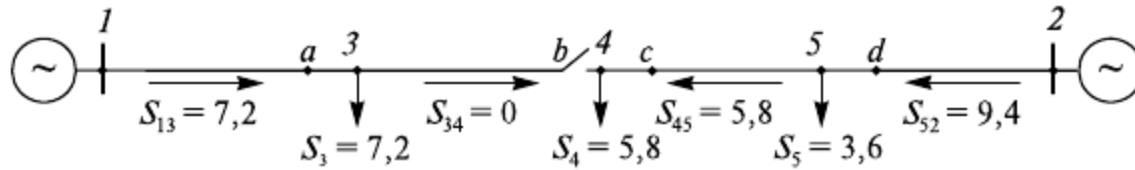
Рис. 13.26. Схема с размыканием сети в точке c

В этой разомкнутой схеме потоки мощности на участках без учета потерь мощности находятся однозначно (см. рис. 13.26). По ним найдем суммарные потоки мощности в сети:

$$\Delta P_c = \sum_{ij=1}^n \frac{S_{ij}^2}{U^2} R_{ij} = \frac{1}{35^2} (13^2 \cdot 2,5 + 5,8^2 \cdot 4,5 + 3,6^2 \cdot 6,2) = 0,53 \text{ МВт.}$$

Проверим, действительно ли точка c является наилучшим местом размыкания сети. Для этого поочередно разомкнем сеть в точках b, a и d .

При размыкании сети в точке b получим схему, приведенную на рис. 13.27, где указано потокоораспределение.

Рис. 13.27. Схема с размыканием сети в точке b

В этом случае потери мощности

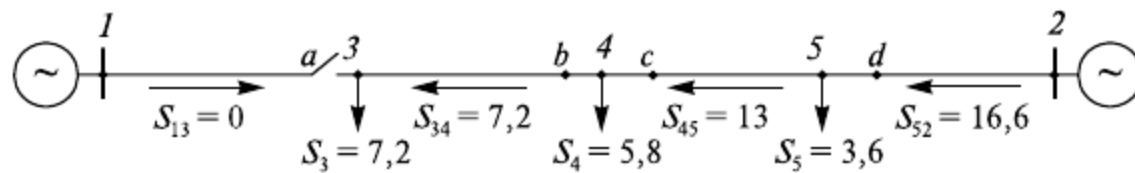
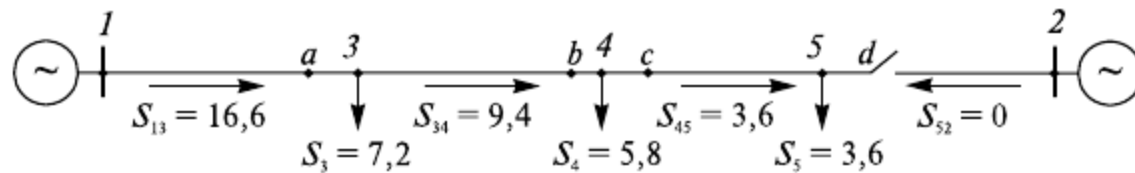
$$\Delta P_b = \frac{1}{35^2} (7,2^2 \cdot 2,5 + 5,8^2 \cdot 1,5 + 9,4^2 \cdot 6,2) = 0,59 \text{ МВт},$$

т.е. больше, чем при размыкании в точке c ($0,59 > 0,53$).

Аналогичные расчеты сделаем при размыкании сети в точке a (рис. 13.28) и в точке d (рис. 13.29):

$$\Delta P_a = \frac{1}{35^2} (7,2^2 \cdot 4,5 + 13^2 \cdot 1,5 + 16,6^2 \cdot 6,2) = 1,79 \text{ МВт};$$

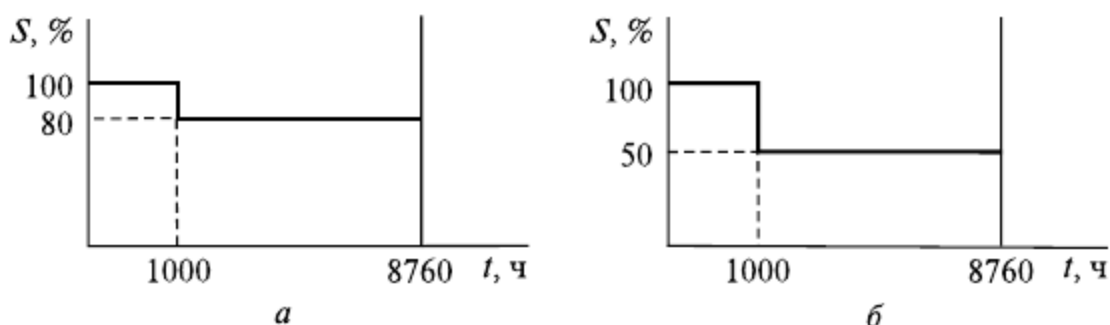
$$\Delta P_d = \frac{1}{35^2} (16,6^2 \cdot 2,5 + 9,4^2 \cdot 4,5 + 3,6^2 \cdot 1,5) = 0,90 \text{ МВт}.$$

Рис. 13.28. Схема с размыканием сети в точке a Рис. 13.29. Схема с размыканием сети в точке d

Как видим, в этих случаях потери мощности также больше, чем при размыкании сети в точке c ($1,79 > 0,53$ и $0,90 > 0,53$). Причем потери возросли существенно.

Таким образом, по критерию минимума потерь мощности в заданном режиме нагрузок оптимальной точкой размыкания сети является точка c .

Задача 13.6. Для схемы сети, приведенной в задаче 13.5, определите оптимальную точку размыкания по критерию минимума годовых потерь электроэнергии, полагая, что нагрузки в узлах 3, 4, 5 характеризуются годовыми графиками нагрузки по продолжительности, приведенными на рис. 13.30.

Рис. 13.30. Графики нагрузки по продолжительности: a — для узла 3; b — для узлов 4 и 5

Решение. Рассмотрим режимы сети с поочередным ее размыканием в точках c и b (см. рис. 13.26 и 13.27), когда потери мощности оказались наименьшими.

Для режима наибольших нагрузок, который длится 1000 ч в 1 году (рис. 13.30), из задачи 13.5 имеем

$$\Delta P_{c1} = 0,53 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{b1} = 0,59 \text{ МВт}.$$

При этом оптимальной для размыкания является точка c .

Найдем оптимальное потокораспределение в не максимальном режиме, соответствующем второй ступени годового графика нагрузки по продолжительности, составив уравнение (рис. 13.31):

$$S_{13} \cdot 2,5 + (S_{13} - 5,8) \cdot 4,5 + (S_{13} - 5,8 - 2,9) \cdot 1,5 + (S_{13} - 5,8 - 2,9 - 1,8) \cdot 6,2 = 0$$

Отсюда

$$S_{13} = 7,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

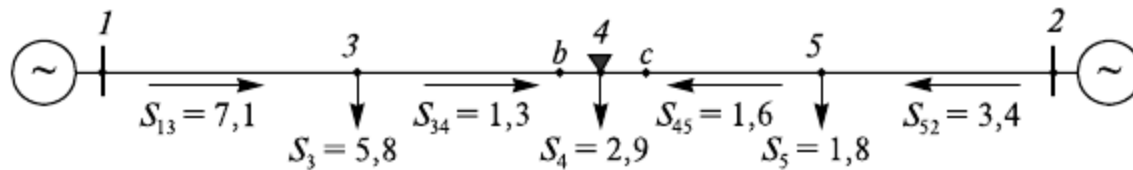


Рис. 13.31. Схема с оптимальным потокораспределением в не максимальном режиме

Точка потокоораздела оказалась, как и раньше, в узле 4, но поток мощности на участке 3—4 меньше, чем на участке 4—5 ($1,3 < 1,6$). Поэтому в данном режиме разомкнуть сеть целесообразно в точке b .

Найдем потокораспределение и соответствующие потери мощности при поочередном размыкании сети в точках c и b (рис. 13.32. и 13.33):

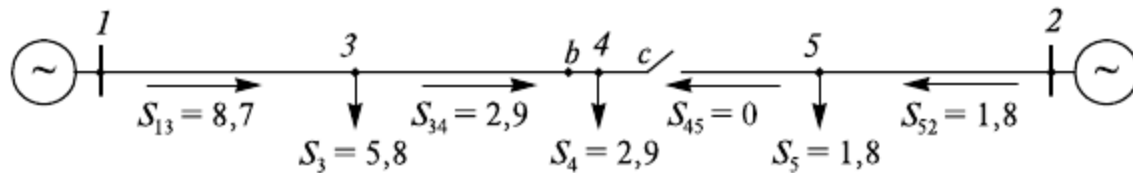


Рис. 13.32. Схема с размыканием сети в точке c

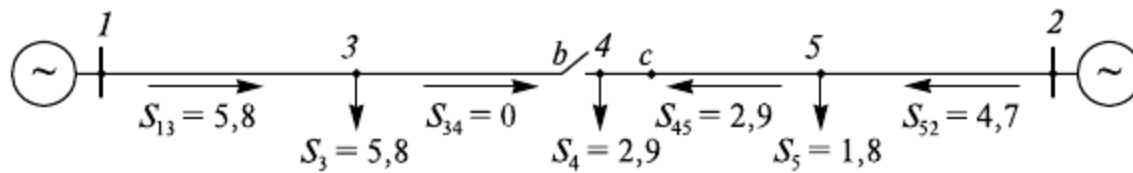


Рис. 13.33. Схема с размыканием сети в точке b

$$\Delta P_{c2} = \frac{1}{35^2} (8,7^2 \cdot 2,5 + 2,9^2 \cdot 4,5 + 1,8^2 \cdot 6,2) = 0,20 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{b2} = \frac{1}{35^2} (5,8^2 \cdot 2,5 + 2,9^2 \cdot 1,5 + 4,7^2 \cdot 6,2) = 0,19 \text{ МВт}.$$

С учетом продолжительности различных режимов (см. рис.13.30) найдем потери электроэнергии:

при размыкании сети в точке b

$$\Delta W_b = 0,59 \cdot 1000 + 0,19 \cdot 7760 = 1764,4 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

при размыкании сети в точке c

$$\Delta W_c = 0,53 \cdot 1000 + 0,20 \cdot 7760 = 2082 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Отсюда следует, что при выборе точки размыкания по критерию минимума потерь электроэнергии разрыв следует сделать в точке b , хотя для режима наибольших нагрузок по критерию минимума потерь мощности он оказался в точке c . Очевидно, что причиной этого является различие графиков нагрузки в разных узлах сети.

Задача 13.7. Определите годовое снижение потерь электроэнергии в двухцепной линии электропередачи напряжением $U = 110$ кВ длиной 40 км, выполненной из провода марки АС 120/19, если за счет использования прогрессивных методов проведения плановых ремонтов и повышения производительности труда продолжительность каждого планового отключения уменьшается на 3 ч.

Решение. По данным работы [66] коэффициент планового простоя для воздушной линии 110 кВ составляет $K_{\text{пл}} = 5 \cdot 10^{-3}$ о.е., т.е. нормируемая продолжительность для проведения плановых ремонтов каждой цепи в 1 год

$$t_{\text{пл}} = K_{\text{пл}} \cdot 8760 = 5 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 44 \text{ ч}.$$

Каждый плановый простой состоит из продолжительностей: отключения и заземления линии с питающих центров оперативным персоналом; допуска ремонтных бригад и доставки их на места работ; подготовки рабочих мест; непосредственно ремонта; сдачи линии оперативному персоналу и ее включения в работу.

Плановые ремонты производятся в светлое время суток, преимущественно в летний период. Поэтому можно полагать, что при $t_{\text{пл}} = 44$ ч потребуется для каждой цепи по четыре отключения продолжительностью по 11 ч каждое, например с 7.00 до 18.00, т.е. для ремонта поочередно двух цепей потребуется всего восемь отключений. При этом передача мощности будет осуществляться по одной цепи, в результате чего активное сопротивление линии возрастет в 2 раза. Если продолжительность каждого планового отключения уменьшить на 3 ч, то в течение 1 года время простоя одной из цепей уменьшится на $t_y = 24$ ч.

Удельное сопротивление каждой цепи с проводом марки АС 120/19 $R_0 = 0,249$ Ом/км, сопротивление одной цепи $R_0 = 0,249 \cdot 40 = 9,96$ Ом, а двух параллельных цепей 4,98 Ом.

Будем упрощенно полагать, что в течение всего светлого времени суток нагрузка, передаваемая по линии, неизменна и равна натуральной мощности, т.е. для двух цепей $P = 60$ МВт при $\cos \varphi = 0,90$.

Тогда потери электроэнергии за время уменьшения простоя цепи линии в ремонте (24 ч) составят:

при работе одной цепи

$$\Delta W = P^2 R t_y / (U^2 \cos^2 \varphi) = 60^2 \cdot 9,96 \cdot 24 / (110^2 \cdot 0,90^2) = 87,8 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

при работе двух цепей соответственно $1 \cdot 87,8 / 2 = 43,9 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$

Следовательно, за счет рационализации проведения ремонтов можно снизить потери электроэнергии на

$$\delta \Delta W = 87,8 - 43,9 = 43,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Этой энергии достаточно для питания в течение 1 суток предприятия со средней нагрузкой 1,8 МВт.

Задача 13.8. Потребитель электроснабжается по двухцепной воздушной линии напряжением $U = 110$ кВ длиной 40 км, выполненной из провода марки АС 120/19. Его годовой график активной нагрузки по продолжительности представлен на рис. 13.34, где $t_1 = 2000$ ч, $t_2 = 4760$ ч, $t_3 = 2000$ ч. Коэффициент мощности нагрузки в течение 1 года не изменяется и составляет $\cos \varphi = 0,90$.

Определите годовое снижение потерь электроэнергии в линии при неизменной нагрузке потребителя в течение 1 года и той же передаваемой электроэнергии.

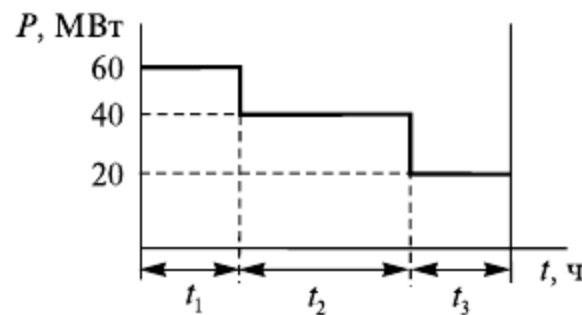


Рис. 13.34. Годовой график нагрузки по продолжительности

Решение. Для заданных параметров линии ее активное сопротивление равно $R = 4,98$ Ом.

Годовые потери электроэнергии при режиме работы линии в соответствии с графиком нагрузки по продолжительности составят:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \frac{P_1^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R t_1 + \frac{P_2^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R t_2 + \frac{P_3^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R t_3 = \\ &= \frac{60^2}{110^2 \cdot 0,90^2} 4,98 \cdot 2000 + \frac{40^2}{110^2 \cdot 0,90^2} 4,98 \cdot 4760 + \\ &+ \frac{20^2}{110^2 \cdot 0,90^2} 4,98 \cdot 2000 = 7920 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Мотивацией к выравниванию графика нагрузки может служить дифференцированный тариф на потребляемую электроэнергию, когда он в часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливается повышенным, а в часы минимума — пониженным.

Поскольку по условию задачи $t_1 = t_3$, а $P_1 - P_2 = P_2 - P_3$, то средняя нагрузка в течение 1 года, позволяющая передать ту же электроэнергию, составит $P_2 = 40$ МВт. Тогда годовые потери электроэнергии

$$\Delta W_{\text{ср}} = P_2^2 R \cdot 8760 / (U^2 \cos^2 \varphi) = \frac{40^2}{110^2 \cdot 0,90^2} \cdot 4,98 \cdot 8760 = 7122 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Следовательно, снижение потерь электроэнергии в линии при выравнивании графика нагрузки

$$\delta \Delta W = \Delta W - \Delta W_{\text{ср}} = 7920 - 7122 = 798 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Пусть энергосистема предлагает потребителю покупать электроэнергию при выровненном графике нагрузки по тарифу $\beta_{\text{ср}}$, а в максимум нагрузки — по тарифу $\beta_1 = 1,2\beta_{\text{ср}}$.

Тогда издержки потребителя на покупку электроэнергии при выровненном графике нагрузки составят

$$I_{\text{ср}} = W_{\text{ср}} \beta_{\text{ср}} = P_2 \cdot 8760 \beta_{\text{ср}} = 40 \cdot 8760 \beta_{\text{ср}} = 350\,400 \beta_{\text{ср}},$$

а при работе по графику нагрузки, приведенному на рисунке 13.34,

$$\begin{aligned} I &= I_1 + I_2 + I_3 = 60 \cdot 2000 \cdot 1,2\beta_{\text{ср}} + 40 \cdot 4760\beta_{\text{ср}} + 20 \cdot 2000\beta_3 = \\ &= 144\,000\beta_{\text{ср}} + 190\,400\beta_{\text{ср}} + 40\,000\beta_3 = 334\,400\beta_{\text{ср}} + 40\,000\beta_3, \end{aligned}$$

где β_3 — тариф при мощности $P_3 = 20$ МВт в течение продолжительности $t_3 = 2000$ ч.

Приравнявая $I_{\text{ср}}$ и I , найдем граничное значение тарифа β_3 в режиме минимума, при котором потребитель при выровненном графике заплатит за электроэнергию не больше, чем при переменном режиме работы

$$350\,400\beta_{\text{ср}} = 334\,400\beta_{\text{ср}} + 40\,000\beta_3.$$

Отсюда $\beta_3 = 0,4\beta_{\text{ср}}$.

Таким образом, потребитель затратит меньше денежных средств на покупку электроэнергии, если энергосистема установит тариф в режиме минимума нагрузок $\beta_3 < 0,4\beta_{\text{ср}}$. При этом энергосистема за счет снижения потерь электроэнергии в линии будет иметь выгоду от уменьшения расхода топлива на электростанциях, необходимого для выработки электроэнергии, равной снижению потерь, снижения необходимой установленной мощности электростанций, более экономичных режимов работы электростанций из-за выравнивания графика нагрузки и др.

Заметим, что выравнивание графика нагрузки линии может быть осуществлено не только путем перестройки технологического процесса потребителя электроэнергии, но и за счет установки у него накопителя энергии. При этом в режиме минимума нагрузки он должен накапливать электроэнергию, а в режиме максимума — выдавать ее, разгружая тем самым линию в часы наиболее напряженной работы энергосистемы.

Задача 13.9. В конце трехфазной распределительной линии с нулевым проводом линейным напряжением 0,38 кВ длиной 0,40 км, питающейся от трансформаторной подстанции 10/0,38 кВ, подключена несимметричная нагрузка по фазам $I_A = 10$ А, $I_B = 20$ А, $I_C = 30$ А. Фазные провода марки А 50, а нулевой провод — А 25. Определите изменение потерь активной мощности в линии, если при неизменной передаваемой мощности выровнять нагрузку по фазам.

Решение. Полная мощность при неравномерной нагрузке фаз составляет

$$S_{\text{н}} = U_{\text{ф}} I_A + U_{\text{ф}} I_B + U_{\text{ф}} I_C = \frac{0,38}{\sqrt{3}} (10 + 20 + 30) = 13,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Эта же мощность будет передаваться при средней равномерной по фазам силе тока:

$$I_{\text{ср}} = (I_A + I_B + I_C) / 3 = (10 + 20 + 30) / 3 = 20 \text{ А},$$

$$S_p = 3U_{\text{ф}} I_{\text{ср}} = 3 \frac{0,38}{\sqrt{3}} \cdot 20 = 13,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Из справочников найдем удельные активные сопротивления фазного и нулевого проводов для заданных марок $R_{0\text{ф}} = 0,64 \text{ Ом/км}$, $R_{0\text{н}} = 1,28 \text{ Ом/км}$.

Тогда сопротивления при длине 0,40 км будут:

$$R_{\text{ф}} = 0,64 \cdot 0,40 = 0,256 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{н}} = 1,28 \cdot 0,40 = 0,512 \text{ Ом}.$$

Определим квадрат коэффициента неравномерности по формуле (13.43):

$$N^2 = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) / (3I_{\text{ср}}^2) = (10^2 + 20^2 + 30^2) / (3 \cdot 20^2) = 1,17.$$

Определим коэффициент увеличения потерь мощности для четырехпроводной линии по формуле (13.42)

$$k_d = N^2 \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} = 1,17 \left(1 + 1,5 \frac{0,512}{0,256} \right) - 1,5 \frac{0,512}{0,256} = 1,68.$$

Потери мощности при неравномерной нагрузке фаз

$$\Delta P_{\text{н}} = 3k_d I_{\text{ср}}^2 R_{\text{ф}} = 3 \cdot 1,68 \cdot 20^2 \cdot 0,256 = 516 \text{ Вт},$$

а при равномерной нагрузке

$$\Delta P_{\text{р}} = 3I_{\text{ср}}^2 R_{\text{ф}} = 3 \cdot 20^2 \cdot 0,256 = 307,2 \text{ Вт}.$$

Таким образом, за счет выравнивания нагрузки по фазам можно получить снижение потерь

$$\delta P = \Delta P_{\text{н}} - \Delta P_{\text{р}} = 516 - 307,2 = 208,8 \text{ Вт}$$

или в 1,68 раза.

Задача 13.10. Определите оптимальный режим работы двухтрансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ, на которой установлены трансформаторы ТМН-1600/35. Нагрузочный режим подстанции характеризуется двумя вариантами суточных графиков нагрузки:

1) нагрузка подстанции составляет с 0.00 до 8.00 и с 22.00 до 24.00 500 кВ·А, а с 8.00 до 22.00 — 1300 кВ·А;

2) нагрузка с 0.00 до 8.00, с 14.00 до 16.00 и с 22.00 до 24.00 составляет 500 кВ·А, а с 8.00 до 14.00 и с 16.00 до 22.00 — 1300 кВ·А.

Решение. Для заданных мощности и номинальных напряжений каждого трансформатора из справочников найдем потери активной мощности холостого хода $\Delta P_{\text{х}} = 5,1 \text{ кВт}$ и потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{к}} = 26 \text{ кВт}$.

При нагрузке подстанции $S \approx 0$ в работе выгодно иметь один трансформатор, так как потери мощности будут в основном состоять из потерь холостого хода. При увеличении нагрузки будут преобладать нагрузочные потери, и для их снижения целесообразно включить в работу второй трансформатор. Граничную мощность подстанции, при которой по критерию минимума суммарных потерь активной мощности выгодно включать в работу второй трансформатор параллельно с первым, найдем по формуле (13.59):

$$S_{\text{гр}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{х}}}{\Delta P_{\text{к}}}} = 1600 \sqrt{\frac{2 \cdot 5,1}{26}} = 1002 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Следовательно, при заданных графиках нагрузки подстанции по обоим вариантам при нагрузке $S = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ следует иметь в работе один трансформатор, а при нагрузке $S = 1300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ — два трансформатора. Однако для обеспечения такого режима подстанции в течение 1 суток по первому варианту потребуется две коммутации с выключателями в цепи трансформатора (включение, отключение), а по второму варианту — 4 коммутации. Поскольку ресурс выключателей на коммутации без проведения их ревизии ограничен, то такие изменения режима работы трансформаторов в течение 1 суток на практике обычно не реализуются, хотя и приводят к снижению потерь мощности и энергии. Другое дело, когда режим работы подстанции устанавливается без изменений на несколько суток с идентичными графиками нагрузок (например на рабочие дни недели или на какой-то месяц года). Рассмотрим целесообразный режим работы трансформаторов с этих позиций для двух вариантов суточного графика нагрузки. Для этого предварительно вычислим потери мощности при нагрузке $S = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ в случае работы одного и двух трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к}} (S / S_{\text{ном}})^2 = 5,1 + 26(500 / 1600)^2 = 7,64 \text{ кВт}; \\ \Delta P_2 &= 2\Delta P_{\text{х}} + \frac{\Delta P_{\text{к}}}{2} (S / S_{\text{ном}})^2 = 2 \cdot 5,1 + \frac{26}{2}(500 / 1600)^2 = 11,47 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Аналогичные вычисления сделаем при нагрузке $S = 1300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= 5,1 + 26(1300 / 1600)^2 = 22,26 \text{ кВт}; \\ \Delta P_2 &= 2 \cdot 5,1 + \frac{26}{2}(1300 / 1600)^2 = 18,78 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Таким образом, оказалось, что при нагрузке подстанции $S = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ выгодно иметь в работе один трансформатор ($7,64 < 11,47$), а при нагрузке $S = 1300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ — два трансформатора ($18,78 < 22,26$).

Найдем наилучший режим работы трансформаторов при условии, что в течение 1 суток включение и отключение в резерв трансформаторов проводиться не должно. Для первого варианта графика нагрузки продолжительность мощности подстанции $500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ равна 10 ч, а мощности $1300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ — 14 ч. Потери электроэнергии за 1 сутки при работе соответственно одного и двух трансформаторов составят:

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= 7,64 \cdot 10 + 22,26 \cdot 14 = 388,0 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\ \Delta W_2 &= 11,47 \cdot 10 + 18,78 \cdot 14 = 377,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Следовательно, по критерию минимума потерь электроэнергии за 1 сутки в работе следует иметь два трансформатора ($377,6 < 388,0$).

Для второго варианта графика нагрузки продолжительность мощности подстанции 500 кВ·А и 1300 кВ·А равна по 12 ч. Тогда потери электроэнергии соответственно составят:

$$\Delta W_1 = 7,64 \cdot 10 + 22,26 \cdot 12 = 358,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 11,47 \cdot 10 + 18,78 \cdot 12 = 363,0 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Таким образом, в этом случае в работе целесообразно в течение 1 суток иметь включенным один трансформатор ($358,8 < 363,0$).

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Характеристики элементов воздушных и кабельных линий электропередачи

Таблица П1.1

Физико-технические данные проводникового материала

Материал	Удельное активное сопротивление ρ , Ом · мм ² /км	Температура плавления t °С	Плотность δ , г/см ³
Сталь	130	1 542	7,9
Al	29—32	660	2,7
Cu	18—19	1 083	8,7
Au	22	1 063	19,3
Ag	16	961	10,5
Pt	107	1 769	20,5

Таблица П1.2

Электрические параметры самонесущих изолированных проводов марки «АМКА»

Марка провода	Токопроводящие жилы			Нулевая жила		Сила тока установившегося режима при температуре 25 °С, А
	Сопротивление постоянному току при температуре 20 °С, Ом/км	Реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом/км	Реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом/км	Сопротивление постоянному току при температуре 20 °С, Ом/км	Реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом/км	
1×16+25	1,91	0,090	—	1,38	0,074	75
3×16+25	1,91	0,108	0,055	1,62	0,074	70
4×16+25	1,21	0,108	0,030	0,38	0,074	70
3×25+35	1,20	0,106	0,045	0,986	0,073	90
4×25+35	1,20	0,106	0,025	0,966	0,074	90
3×35+50	0,868	0,104	0,045	0,720	0,073	115
3×50+70	0,641	0,101	0,045	0,493	0,071	140
3×70+95	0,433	0,097	0,045	0,363	0,070	180
3×120+95	0,253	0,092	0,030	0,363	0,078	250

Примечание. Условные обозначения провода «АМКА», состоящего из трех жил фазных проводов сечением 16 мм² и одного несущего нулевого провода сечением 25 мм²: 3×16+25.

Таблица П1.3

Расчетные характеристики кабелей с пластмассовой изоляцией

Марка кабеля	Номинальное сечение жил, мм ²				Удельное индуктивное сопротивление X_0 , Ом/км				Удельная емкост- ная мощность q_0 , квар/км			
	Номинальное напряжение, кВ											
	0,66	1	3	6	0,66	1	3	6	0,66	1	3	6
АПВГ	2,5—50	1,5—240	—	—	0,052	0,058	—	—	1,7	—	—	—
АВВГ	2,5—50	1,5—240	—	—	0,052	0,058	—	—	1,7	2,1	—	—
ВВГ	1,5—50	1,5—240	—	—	0,041	0,048	—	—	2	2,5	—	—

Окончание

Марка кабеля	Номинальное сечение жил, мм ²				Удельное индуктивное сопротивление X_0 , Ом/км				Удельная емкост- ная мощность q_0 , квар/км			
	Номинальное напряжение, кВ											
	0,66	1	3	6	0,66	1	3	6	0,66	1	3	6
АВВГз	2,5—50	2,5—50	—	—	0,052	0,058	—	—	1,8	1,8	—	—
ВВГз	1,5—50	1,5—50	—	—	0,039	0,045	—	—	2	2,1	—	—
АВБбШв	4—50	6—240	6—240	—	0,043	0,047	0,051	—	2	2,2	2,5	—
ВБбШв	—	—	—	35—240	—	—	—	0,052	—	—	—	2,4

Таблица П1.4

Расчетные характеристики трехжильных кабелей с бумажной изоляцией

Номи- нальное сечение, мм ²	Активное сопро- тивление жил при температуре 20 °С		Удельное индуктивное со- противление X_0 , Ом/км					Удельная емкостная мощность q_0 , квар /км			
	Алюминий	Медь	Номинальное напряжение кабеля, кВ								
			До 1	6	10	20	35	6	10	20	35
10	3,10	1,84	0,073	0,110	0,122	—	—	2,3	—	—	—
16	1,94	1,15	0,0675	0,102	0,113	—	—	2,6	5,9	—	—
25	1,24	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,135	—	4,1	8,6	24,8	—
35	0,89	0,52	0,0637	0,087	0,095	0,129	—	4,6	10,7	27,6	—
50	0,62	0,37	0,0625	0,083	0,090	0,119	—	5,2	11,7	31,8	—
70	0,443	0,26	0,0612	0,080	0,086	0,116	0,137	6,6	13,5	35,9	86
95	0,326	0,194	0,0602	0,078	0,083	0,110	0,126	8,7	15,6	40,0	95
120	0,258	0,153	0,0602	0,076	0,081	0,107	0,120	9,5	16,9	42,8	99
150	0,206	0,122	0,0596	0,074	0,079	0,104	0,116	10,4	18,3	47,0	112
185	0,167	0,099	0,0596	0,073	0,077	0,101	0,113	11,7	20,0	51,0	115
240	0,129	0,077	0,0587	0,071	0,075	—	—	13,0	21,5	52,8	119
300	0,105	0,062	—	0,063	0,066	—	—	—	—	57,6	127
400	0,078	0,047	—	—	—	0,092	—	—	—	64,0	—

Таблица П1.5

Допустимая длительная мощность (по нагреву) кабельных линий напряжением 6—10 кВ, МВ · А

Площадь сечения жилы, мм ²	Кабели с бумажной изоляцией						Кабели с пластмас- совой изоляцией	
	6 кВ			10 кВ			6 кВ	
	В земле	В воздухе	В воде	В земле	В воздухе	В воде	В земле	В воздухе
Медные жилы								
10	0,7	0,6	0,9	—	—	—	0,9	0,6
16	0,9	0,8	1,3	1,6	1,3	2,0	1,1	0,7
25	1,3	1,1	1,7	1,9	1,8	2,5	1,4	0,9
35	1,5	1,5	2,0	2,4	2,2	3,1	1,8	1,1
50	2,0	1,8	2,5	2,9	2,7	3,9	2,1	1,6
70	2,4	2,3	3,1	3,5	3,5	4,5	2,7	1,8

Окончание

Площадь сечения жилы, мм ²	Кабели с бумажной изоляцией						Кабели с пластмассовой изоляцией	
	6 кВ			10 кВ			6 кВ	
	В земле	В воздухе	В воде	В земле	В воздухе	В воде	В земле	В воздухе
95	2,8	2,7	3,7	4,3	4,2	5,7	3,2	2,3
120	3,4	3,2	4,3	5,0	4,8	6,6	3,7	2,7
150	3,8	3,7	5,0	5,8	5,5	7,5	4,2	3,1
185	4,3	4,2	5,6	6,5	6,3	8,5	4,8	3,6
240	4,9	4,8	6,4	7,5	8,2	9,8	5,6	4,0
Алюминиевые жилы								
10	0,6	0,5	0,7	—	—	—	0,7	0,4
16	0,7	0,6	0,9	1,0	0,9	1,6	0,9	0,6
25	0,9	0,9	1,3	1,5	1,3	1,9	1,1	0,8
35	1,3	1,0	1,5	1,9	1,8	2,4	1,3	0,9
50	1,5	1,4	2,0	2,3	2,0	2,9	1,7	1,1
70	1,8	1,7	2,4	2,7	2,5	3,5	2,0	1,4
95	2,2	2,1	2,8	3,4	3,1	4,3	2,5	1,8
120	2,5	2,4	3,4	3,9	3,6	5,0	2,8	2,0
150	2,9	2,7	3,8	4,5	4,1	5,7	3,3	2,5
185	3,4	3,1	4,3	5,0	4,6	6,6	3,7	2,7
240	3,8	3,7	4,9	5,8	5,5	7,6	4,2	3,1

Таблица П1.6

**Допустимая длительная мощность (по нагреванию) кабельных
линий напряжением 20—35 кВ, МВ · А**

Площадь сечения жилы, мм ²	20 кВ			35 кВ		
	В земле	В воздухе	В воде	В земле	В воздухе	В воде
Медные жилы						
25	3,6	2,7	3,9	—	—	—
35	4,4	3,3	4,7	—	—	—
50	5,4	3,9	5,9	—	—	—
70	6,6	4,9	7,4	—	—	—
95	7,9	5,9	9,0	—	—	—
120	9,1	6,7	10,1	16,4	17,2	18,1
150	10,1	7,6	11,0	18,6	19,5	20,6
185	11,6	8,6	12,7	—	—	—
Алюминиевые жилы						
25	2,7	2,1	2,9	—	—	—
35	3,5	2,4	3,9	—	—	—
50	4,1	3,0	4,5	—	—	—
70	5,0	3,8	5,7	—	—	—
95	6,1	4,5	6,8	—	—	—
120	6,8	5,3	8,0	13,0	13,5	14,3
150	7,9	5,7	8,9	14,3	15,1	15,8
185	9,0	6,7	9,8	—	—	—

Таблица П1.7

**Активные и внутренние индуктивные сопротивления
стальных однопроволочных проводов, Ом/км**

Сила тока, А	ПСО 3,5		ПСО 4		ПСО 5	
	R_0	X_0''	R_0	X_0''	R_0	X_0''
0,5	14,9	1,04	11,5	0,69	—	—
1	15,2	2,27	11,8	1,54	—	—
1,5	15,7	4,24	12,3	2,82	7,9	2,13
2	16,1	6,45	12,5	4,38	8,35	3,58
3	17,4	9,60	13,4	7,9	9,8	6,45
4	18,5	11,9	14,3	9,7	10,8	8,10
5	20,1	14,1	15,5	11,5	12,3	9,70
6	21,4	16,3	16,5	12,5	13,8	11,2
7	21,5	16,5	17,3	13,2	15,0	12,3
8	21,7	16,7	18,0	14,2	15,4	13,3
9	21,8	16,9	18,1	14,3	15,2	13,1
10	21,9	17,1	18,1	14,3	14,6	12,4
15	20,2	18,3	17,3	13,3	13,6	11,4
20	—	—	—	—	12,7	10,5

Таблица П1.8

**Активные и внутренние индуктивные сопротивления
стальных многопроволочных проводов, Ом/км**

Сила тока, А	ПС 25, ПМС 25		ПС 35, ПМС 35		ПС 50, ПМС 50		ПС 70, ПМС 70		ПС 95, ПМС 95	
	R_0	X_0''	R_0	X_0''	R_0	X_0''	R_0	X_0''	R_0	X_0''
1	5,25	0,54	3,66	0,33	2,75	0,23	1,70	0,16	1,55	0,08
2	5,27	0,55	3,66	0,35	2,75	0,24	1,70	0,17	1,55	0,08
3	5,28	0,56	3,67	0,36	2,75	0,25	1,70	0,17	1,55	0,08
4	5,30	0,59	3,69	0,37	2,75	0,25	1,70	0,18	1,55	0,08
5	5,32	0,63	3,70	0,40	2,75	0,26	1,70	0,18	1,55	0,08
6	5,35	0,67	3,71	0,42	2,75	0,27	1,70	0,19	1,55	0,08
7	5,37	0,70	3,73	0,45	2,75	0,27	1,70	0,19	1,55	0,08
8	5,40	0,77	3,75	0,48	2,76	0,28	1,70	0,20	1,55	0,08
9	5,45	0,84	3,77	0,51	2,77	0,20	1,70	0,20	1,55	0,08

Окончание

Сила тока, А	ПС 25, ПМС 25		ПС 35, ПМС 35		ПС 50, ПМС 50		ПС 70, ПМС 70		ПС 95, ПМС 95	
	R_0	X_0''	R_0	X_0''	R_0	X_0''	R_0	X_0''	R_0	X_0''
10	5,50	0,93	3,8	0,55	2,78	0,30	1,70	0,21	1,55	0,08
15	5,97	1,33	4,02	0,75	2,80	0,35	1,70	0,23	1,55	0,08
20	6,70	1,63	4,80	1,16	2,85	0,42	1,72	0,25	1,55	0,09
25	6,97	1,91	5,20	1,45	2,95	0,49	1,74	0,27	1,55	0,09
30	7,10	2,01	5,50	1,66	3,10	0,59	1,77	0,30	1,56	0,09
35	7,10	2,06	5,60	1,73	3,25	0,69	1,79	0,33	1,56	0,09
40	7,02	2,09	5,65	1,78	3,4	0,80	1,83	0,37	1,57	0,10
45	6,92	2,08	5,63	1,80	3,52	0,91	1,88	0,41	1,57	0,11
50	6,85	2,07	5,60	1,80	3,61	1,00	1,93	0,45	1,57	0,11
60	6,70	2,00	5,45	1,77	3,69	1,10	2,07	0,55	1,58	0,13
70	6,60	1,90	5,00	1,64	3,73	1,14	2,21	0,65	1,61	0,15
80	6,5	1,79	4,89	1,57	3,70	1,15	2,27	0,70	1,61	0,17
90	6,40	1,73	5,15	1,55	3,68	1,14	2,29	0,72	1,67	0,20
100	6,32	1,67	5,05	1,48	3,56	1,13	2,33	0,73	1,71	0,23
125	6,07	1,52	4,85	1,35	3,58	1,04	2,33	0,73	1,83	0,31
150	5,88	1,51	4,70	1,34	3,50	0,95	2,38	0,73	1,87	0,34
175	—	—	—	—	3,45	0,94	2,23	0,71	1,89	0,35
200	5,20	1,04	4,15	0,92	3,25	0,75	2,19	0,69	1,88	0,35
300	4,75	0,57	3,80	0,50	2,95	0,50	2,05	0,58	1,75	0,29
400	4,62	0,30	3,70	0,27	2,8	0,31	1,90	0,45	1,65	0,27
600	4,62	0,24	3,70	0,21	2,65	0,21	1,75	0,21	1,50	0,21

Таблица П1.9

Параметры алюминиевых и сталеалюминиевых проводов

Марка провода	Масса 1 км провода, кг	Наружный диаметр про- вода, мм	Длительно допустимая сила тока нагрузки, А		Погонное активное сопро- тивление R_0 , Ом/км
			вне по- мещений	внутри помеще- ний	
Алюминиевые провода					
А 16	44	5,1	105	75	1,98
А 25	68	6,4	135	105	1,28
А 35	95	7,5	170	130	0,92
А 50	136	9,0	215	165	0,64

Окончание

Марка провода	Масса 1 км провода, кг	Наружный диаметр провода, мм	Длительно допустимая сила тока нагрузки, А		Погонное активное сопротивление R_0 , Ом/км
			вне помещений	внутри помещений	
A 70	191	10,7	265	210	0,46
A 95	257	12,4	320	255	0,34
A 120	322	14,0	375	300	0,27
A 150	407	15,8	440	355	0,21
A 185	503	17,5	500	410	0,17
Сталеалюминиевые провода					
AC 10	36	4,4	80	50	3,12
AC 16	62	5,4	105	75	2,06
AC 25	92	6,6	130	100	1,38
AC 35	150	8,4	175	135	0,85
AC 50	196	9,6	210	165	0,65
AC 70	275	11,4	265	210	0,46
AC 95	386	13,5	330	260	0,33
AC 120	492	15,2	380	305	0,27
AC 150	617	17,0	445	360	0,21
AC 185	771	19,0	510	425	0,17
AC 240	937	21,6	605	505	0,13
AC 300	1098	23,5	690	580	0,108
AC 400	1501	27,2	825	710	0,08
AC 500	1838	30,2	945	815	0,065
AC 600	2206	33,1	1050	920	0,055
ACO 700	2756	37,1	1220	1075	0,044
ACY 120	530	15,5	375	—	0,288
ACY 150	678	17,6	450	—	0,21
ACY 185	850	19,6	515	—	0,17
ACY 240	1111	22,4	610	—	0,131
ACY 300	1392	25,2	705	—	0,106
ACY 400	1840	29,0	850	—	0,079

Таблица П1.10

Удельные индуктивные сопротивления воздушных линий с алюминиевыми проводами Ом/км

D_{cp} , м	A 16	A 25	A 35	A 50	A 70	A 95	A 120	A 150	A 185	A 240
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—	—
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280	—

Окончание

$D_{\text{ср}}, \text{м}$	A 16	A 25	A 35	A 50	A 70	A 95	A 120	A 150	A 185	A 240
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298	—
1,0	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	0,305
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	0,330
2,0	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357	0,349
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371	0,363
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382	0,374

Примечание. $D_{\text{ср}}$ — среднегеометрическое расстояние между проводами.

Таблица П1.11

**Удельные индуктивные сопротивления и емкостная проводимость
воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами**

$D_{\text{ср}}, \text{м}$	Индуктивное сопротивление X_0 , Ом/км, при проводах марок									
	АС 35	АС 50	АС 70	АС 95	АС 120	АС 150	АС 185	АС 240	АС 300	АС 400
2,0	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	—	—	—	—
2,5	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	—	—	—	—
3,0	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369	—	—
4,0	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386	—	—
4,5	—	—	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,392	—	—
5,0	—	—	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401	—	—
5,5	—	—	—	—	0,430	0,422	0,415	0,407	—	—
6,0	—	—	—	—	—	—	—	0,413	0,404	0,396
6,5	—	—	—	—	—	—	—	—	0,409	0,400
7,0	—	—	—	—	—	—	—	—	0,414	0,406
7,5	—	—	—	—	—	—	—	—	0,418	0,409
8,0	—	—	—	—	—	—	—	—	0,422	0,414
8,5	—	—	—	—	—	—	—	—	0,425	0,418
$D_{\text{ср}}, \text{м}$	Емкостная проводимость воздушных линий со стале- алюминиевыми проводами (См/км) · 10 ⁻⁶									
	АС 70	АС 95	АС 120	АС 150	АС 185	АС 240	АС 300	АС 400	АСУ 300	АСУ 400
3,0	2,79	2,87	2,92	2,97	3,03	3,10	—	—		
3,5	2,73	2,81	2,85	2,90	2,96	3,02	—	—		
4,0	2,68	2,75	2,79	2,85	2,90	2,96	—	—		
4,5	2,62	2,69	2,74	2,79	2,84	2,89	—	—		
5,0	2,58	2,65	2,69	2,74	2,82	2,85	—	—		
5,5	—	—	2,67	2,70	2,74	2,80	—	—		
6,0	—	—	—	—	—	2,76	2,81	2,88	2,84	2,91
6,5	—	—	—	—	—	—	2,78	2,84	2,80	2,87

$D_{\text{ср}}, \text{ м}$	Индуктивное сопротивление X_0 , Ом/км, при проводах марок									
	АС 35	АС 50	АС 70	АС 95	АС 120	АС 150	АС 185	АС 240	АС 300	АС 400
7,0	—	—	—	—	—	—	2,74	2,78	2,77	2,83
7,5	—	—	—	—	—	—	2,71	2,76	2,73	2,80
8,0	—	—	—	—	—	—	2,69	2,73	2,70	2,77
8,5	—	—	—	—	—	—	2,67	2,70	2,68	2,75

Таблица П1.12

**Средние значения реактивных сопротивлений, емкостных проводимостей
и мощностей, генерируемых линиями (для приближенных расчетов)**

Тип линии и напряжение, кВ	X_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	q_c , квар/км
Кабельные до 1	0,06	—	—
6—10	0,08	—	—
20	0,11	—	—
35	0,125	—	—
Изолированные провода внутренней проводки	0,22	—	—
Воздушные: до 1	0,31	—	—
6—10	0,35	—	—
20—35	0,40	2,8	—
110	0,41	2,7	36
150	0,42	2,7	68
220:			
один провод в фазе	0,40	2,8	140
два провода в фазе	0,30	3,7	190
330:			
один провод в фазе	0,40	2,8	320
два провода в фазе	0,30	3,5	430
500:			
два провода в фазе	0,32	3,5	850
три провода в фазе	0,29	3,8	950
750:			
четыре провода в фазе	0,27	4,0	2250
1150:			
восемь проводов в фазе	0,266	4,43	5859
одиннадцать проводов в фазе	0,193	5,95	7869

Таблица П1.13

Расчетные характеристики воздушных линий 220—750 кВ со сталеалюминевыми проводами

Номинальное сечение алюминиевой и стальной частей провода, мм ²	Количество проводов в фазе	Активное сопротивление при температуре 20 °С, Ом/км	Удельные индуктивное сопротивление X_0 , емкостная проводимость b_0 и генерируемая линией мощность Q_{0c} при напряжении, кВ											
			220			330			500			750		
			X_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$, См/км	q_0 , Мвар/км	X_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$, См/км	q_0 , Мвар/км	X_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$, См/км	Q_{0c} , Мвар/км	X_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$, См/км	q_0 , Мвар/км
240/32	1	0,121	0,435	2,60	0,139	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	0,060	—	—	—	0,330	3,38	0,406	—	—	—	—	—	—
240/56	5	0,024	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,308	3,76	2,12
300/39	1	0,098	0,429	2,64	0,141	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	0,048	—	—	—	0,328	3,41	0,409	—	—	—	—	—	—
300/66	3	0,034	—	—	—	—	—	—	0,310	3,97	0,992	—	—	—
	5	0,021	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,288	4,11	2,31
330/43	3	0,029	—	—	—	—	—	—	0,308	3,60	0,900	—	—	—
400/51	1	0,075	0,420	2,70	0,144	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	0,038	—	—	—	0,323	3,46	0,415	—	—	—	—	—	—
	3	0,025	—	—	—	—	—	—	0,306	3,62	0,905	—	—	—
	5	0,015	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,286	4,13	2,32
400/93	4	0,019	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,289	4,13	2,32
500/64	1	0,060	0,413	2,74	0,146	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	0,030	—	—	—	0,320	3,50	0,420	—	—	—	—	—	—
	3	0,020	—	—	—	—	—	—	0,304	3,64	0,910	—	—	—
	4	0,015	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,303	3,90	2,19

Таблица П1.14

Расчетные характеристики воздушных линий 35—150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение алю-миниевой и стальной частей провода, мм ²	Активное сопротивление при температуре 20 °С, Ом/км	Индуктивное сопротивление X_0 , емкостная проводимость b_0 и зарядная мощность q_0 при напряжении, кВ						
		35	110			150		
		X_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	q_0 , Мвар/км	X_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$, См/км	q_0 , Мвар/км
70/11	0,428	0,432	0,444	2,55	0,034	0,460	2,46	0,055
95/16	0,306	0,421	0,434	2,61	0,035	0,450	2,52	0,057
120/19	0,249	0,414	0,427	2,66	0,036	0,441	2,56	0,058
150/24	0,198	0,406	0,420	2,70	0,036	0,434	2,61	0,059
185/29	0,162	—	0,413	2,75	0,037	0,429	2,64	0,0595
240/32	0,120	—	0,405	2,81	0,038	0,420	2,70	0,061

Таблица П1.15

Потери на корону в высоковольтных линиях напряжением 220—1150 кВ

Сечение алюми- ниевой и стальной частей провода, мм ²	Количество про- водов в фазе, шт.	Среднегодовые потери мощности на коро- ну (средневзвешенные) $\Delta P_{\text{кор.ср.вз.}}$, кВт/км	
		максимальные	минимальные
220 кВ ($a_{\text{ср}} = 40$ см; $D_{\text{ср}} = 7$ м)			
240/32	1	2,7	2,0
300/39	1	2,5	1,8
400/51	1	1,7	1,3
500/64	1	1,5	1,0
330 кВ ($a_{\text{ср}} = 40$ см; $D_{\text{ср}} = 11$ м)			
240/32	2	4,3	3,2
300/39	2	3,4	2,5
400/51	2	2,6	1,8
500/64	2	1,9	1,4
500 кВ ($a_{\text{ср}} = 40$ см; $D_{\text{ср}} = 14$ м)			
330/43	3	8,0	5,7
400/51	3	6,2	5,0
500/64	3	4,9	3,4
750 кВ ($a_{\text{ср}} = 40$ см; $D_{\text{ср}} = 19,5$ м)			
240/56	5	16,0	
300/66	5	13,7	
400/22	5	11,4	
400/51	5	10,8	
400/93	4	18,3	
500/64	4	16,6	
1 150 кВ ($a_{\text{ср}} = 40$ см; $D_{\text{ср}} = 15$ м)			
240/39	11	41,1	
1 150 кВ ($a_{\text{ср}} = 40$ см; $D_{\text{ср}} = 24,2$ м)			
330/43	8	27,4	

Таблица П1.16

Наименьшие значения диаметров и марки проводов по условиям потерь на корону

Напряжение сети, кВ	Количество проводов, умноженное на минимальный диаметр провода, мм	Марка проводов
110	11,3	АС 70
150	15,2	АС 120
220	21,6	АС 240
330	33,1	АС 600
	2 × 21,6	2 × АС 240
500	2 × 37,1	2 × АС 700
	2 × 33,1	2 × АС 600
	3 × 27,2	3 × АС 330
750	4 × 30,2	4 × АС 500
1 150	8 × 21,6	8 × АС 240
	11 × 25,2	11 × АС 330

Таблица П1.17

Характеристики шинопроводов напряжением до 1000 В и токопроводов 6—35 кВ

Тип	Количество и размеры шин на фазе, мм	U _{ном} , кВ	Допустимая длительная сила тока, А	Сопротивление фазы, Ом/км	
				активное	индуктивное
ШМА4-1250-44-ІУЗ	1 (8×100)	0,38/0,66	1 250	0,034	0,016
ШМА4-1600-ЧЧ-ІУЗ	1 (8×160)	0,38/0,66	1 600	0,03	0,014
ШМА4-2500-44-ІУЗ	2 (10×120)	0,38/0,66	2 500	0,02	0,02
ШРА-250-32-ІУЗ	35×5	0,38/0,66	250	0,21	0,10
ШРА4-400-32-ІУЗ	50×5	0,38/0,66	400	0,15	0,13
ШРА4-630-32-ІУЗ	80×5	0,38/0,66	630	0,17	0,085
ШРА-73	35×5	0,38/0,22	250	0,20	0,10
ШРА-73	50×5	0,38/0,22	400	0,13	0,10
ШРА-73	80×5	0,38/0,22	630	0,085	0,075
ШРМ-75	—	0,38/0,22	100	—	—
ШРМ-75	35×5	0,38/0,22	250	0,15	0,20
ШРМ-75	50×5	0,38/0,22	400	0,15	0,20
ШРА-74	80×5	0,38/0,22	630	0,14	0,10
ШЗМ-16	2 (100×10)	0,38/0,22	1 600	0,018	0,012
ШМА-73	2 (90×8)	0,66	1 600	0,031	0,017
ШМА-68Н	2 (120×10)	0,66	2 500	0,027	0,023
ШМА-68Н	2 (160×10)	0,66	4 000	0,013	0,02
Жесткий, симметричный из типовых секций, разработки ВНИПИ, ТПЭП	2 (100×45×6)	6/10	3 500	0,026	0,178/0,148
	2 (125×55×6,5)		4 640	0,017	0,165/0,136
	2 (150×65×7)		5 650	0,013	0,154/0,126
	2 (175×80×8)		6 430	0,010	0,146/0,118
Гибкий в унифицированном исполнении, разработки ГПИ	4×А-600	10/35	4 080	0,014	0,146
	6×А-600		6 120	0,009	0,131
	8×А-600		8 160	0,007	0,126
Электропроект	10×А-600	10/35	10 200	0,006	0,0122

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Трансформаторы и автотрансформаторы

Таблица П2.1

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжением 6 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные		
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$\Delta Q_x,$ квар
		ВН	НН							
ТМ-25/6	25	6	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2	39,6	54,8	0,80
ТМ-40/6	40	6	0,4	4,5	0,88	0,19	3,0	19,8	35,3	1,20
ТМ-63/6	63	6,3	0,4; 0,23	4,7	1,4	0,36	4,5	14	26,1	2,83
ТМ-100/6	100	6	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6	7,09	14,6	2,6
ТМ-160/6	160	6,3	0,4; 0,23	4,5— 4,7	2,65— 3,10	0,46— 0,54	2,4	4,11— 4,81	10,4 — 10,6	3,84
ТМ-250/6	250	6	0,4; 0,69	4,5	3,70	0,82	2,3	2,35	6,75	5,75
ТМ-320/6	320	6,3	0,4	5,5	6,07	1,6	6,0	2,35	6,40	19,2
ТМ-400/6	400	6	0,4; 0,69	4,5	5,5	1,05	2,1	1,24	3,86	8,4
ТМ-400/6	400	6	0,4	5,5	5,50	1,08	4,5	1,24	4,79	18,0
ТМ-630/6	630	6	0,4; 0,69	5,5	7,6	1,56	2,0	0,69	3,07	12,6
ТМ-1000/6	1 000	6	0,4; 0,69	5,5	12,2	2,45	1,4	0,44	1,93	14,0
ТМЗ-1000/6	1 000	6	0,4; 0,69	5,5	11,0	2,45	1,4	0,40	1,94	14,0
ТМ-2500/6	2 500	6	0,4; 0,69	5,5	26,0	4,6	1,0	0,15	0,78	25,0
ТМЗ-2500/6	2 500	6	0,4; 0,69	5,3	24,0	4,6	1,0	0,14	0,75	25,0

Примечание. Все трансформаторы с ПБВ на стороне $\pm 2 \times 2,5\%$ ВН.

Таблица П2.2

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжением 10 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные		
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$\Delta Q_x,$ квар
		ВН	НН							
ТМ-25/10	25	10	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2	96,0	152,3	0,8
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,5	1,0	0,19	3,0	62,5	93,5	1,2
ТМ-63/10	63	10	0,4	4,6	1,38	0,22	2,8	34,8	64,2	1,76
ТМ-100/10	100	10	0,4	4,6	2,12	0,34	2,6	21,2	40,8	2,6
ТМ-160/10	160	10	0,4	4,6	2,88	0,5	2,4	11,2	26,5	3,8
ТМ-250/10	250	10	0,4; 0,69	4,6	4,0	1,05	2,5	6,4	17,2	6,2
ТМ-320/10	320	10	0,4; 0,23	5,5	6,2	0,19	0,7	6,05	16,0	2,24
ТМ-400/10	400	10	0,4; 0,69	4,5	5,7	1,0	2,5	3,56	10,7	10,0
ТМЗ-400/10	400	10	0,4	5,5	5,5	1,08	4,5	3,44	13,3	18,0
ТМ-630/10	630	10	0,4; 0,69	5,5	8,0	1,5	2,5	2,02	8,49	15,8
ТМ-1000/10	1 000	10	0,4; 6,3	5,5	12,2	2,45	2,1	1,22	5,36	21,0
ТМЗ-1000/10	1 000	10	0,4; 0,69	5,5	11,0	2,45	2,1	1,1	5,35	21,0
ТМ-1600/10	1 600	10	0,4; 0,69; 3,15	5,5	18,0	3,1	2,0	0,7	3,37	32,0
ТМ-2500/10	2 500	10	0,4—6,3	5,5	26,0	4,6	1,0	0,42	2,16	25,0

Окончание

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные		
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %	$R,$ Ом	$X,$ Ом	$\Delta Q_x,$ квар
		ВН	НН							
ТМЗ-2500/10	2 500	10	0,4; 0,69	5,3	24	4,6	1,0	0,38	2,08	25,0
ТМ-6300/10	6 300	10	3,15—6,3	6,6	46,5	9,0	0,8	0,12	1,05	50,4
ТДНС-16000/10*	16 000	10	6,3	10	85	18	0,6	0,03	0,62	96,0
ТРДНС-25000/10*	25 000	10,5	6,3	9,5	115	25	0,5	0,02	0,42	125

* Трансформаторы с РПН на стороне ВН: $\pm 8 \times 1,5\%$; $\pm 8 \times 1\%$; остальные трансформаторы с ПБВ на стороне ВН $\pm 2 \times 2,5\%$.

Таблица П2.3

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжением 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ·А	Пределы регу- лирования $\pm n \times$ $\times \Delta k, \%$	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %	$R_T,$ Ом	$X_T,$ Ом	$\Delta Q_x,$ квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	$\pm 2 \times 2,5$	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	$\pm 2 \times 2,5$	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	$\pm 2 \times 2,5$	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН-400/35	0,4	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4; 0,69	6,5	7,6	1,9	2,0	23,5	126	12,6
ТМН-630/35	0,63	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6	2,7	1,5	14	79,6	15
ТМН-1000/35	1	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4
ТМН-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \times 2,5$	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \times 1,78$	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3; 10,5	8	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТДНС-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3; 10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	250	50	0,3	0,10	2,5	220

Таблица П2.4

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы напряжением 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Пределы регулирования $\pm n \times \Delta k, \%$	Каталожные данные								
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$u_k, \%$			$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$
			ВН	СН	НН	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН			
ТМТН-6300/35	6,3	$\pm 8 \times 1,5$	35	10,5 (11); 13,8 (15,75)	6,3 (6,6)	7,5	7,5	16,5	55	12	0,85
ТМТН-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	10,5 (11); 13,8 (15,75)	6,3 (6,6)	16,5; 8,5	8; 16,5	7,2; 7,2	75	18	0,85
ТМТН-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	10,5 (11); 13,8 (15,75)	6,3 (6,6)	17; 8	8; 17	7,5; 7,5	115	23	0,65
Тип	Расчетные данные										
	R обмоток, Ом			X обмоток, Ом			$\Delta Q_x, \text{квар}$				
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН					
ТМТН-6300/35	0,94	0,94	0,94	17,8	0	17,8					
ТМТН-10000/35	0,51	0,51	0,51	11,7; 11,7	10,6; 0	0; 10,6	85				
ТМТН-16000/35	0,3	0,3	0,30	7,7; 7,5	7; 0	0; 7	104				

Таблица П2.5

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжением 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Пределы регулирования, $\pm n \times \Delta k, \%$	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_{\kappa}, \%$	$\Delta P_{\kappa}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{x}}, \text{кВт}$	$I_{\text{x}}, \%$	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$\Delta Q_{\text{x}}, \text{квар}$
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	$\pm 10 \times 1,5; \pm 8 \times 1,5$	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,50	42,6	508	37,5
ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78$	115			44	11,5	0,80	14,7	220	50,4
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78$				60	14	0,70	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,70	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		120	27	0,70	2,54	55,9	175
ТРДН-32000/110	32	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		145	32	0,75	1,87	43,4	234
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		175	36	0,70	1,44	34,8	260
ТД-40000/110	40	$\pm 2 \times 2,5$	121	3,15; 6,3; 10,5		160	50	0,70	1,46	38,4	260

Окончание

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Пределы регулирования, $\pm n \times \Delta k, \%$	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$\Delta Q_x, \text{квар}$
			ВН	НН							
ТРДН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,65	0,87	22	410
ТРДЦНК80000/110	80	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		245	59	0,60	0,80	22	378
ТДЦ-80000/110	80	$\pm 2 \times 2,50$	121	6,3; 10,5; 13,8		310	70	0,60	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		310	70	0,60	0,60	17,4	480
ТРДЦН-25000/110	125	$\pm 9 \times 1,78$	115	10,5/10,5		400	100	0,55	0,40	11,1	687,5
ТДЦ-125000/110	125	$\pm 2 \times 2,5$	121	10,5; 13,8		400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТДЦ-200000/110	200	$\pm 2 \times 2,5$	121	13,8; 15,75; 18		550	170	0,50	0,23	7,7	1 000
ТДЦ-250000/110	250	$\pm 2 \times 2,5$	121	15,75		640	200	0,50	0,15	6,1	1 250
ТДЦ-400000/110	400	$\pm 2 \times 2,5$	121	20		900	320	0,45	0,08	3,8	1 800

Таблица П2.6

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы напряжением 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$u_k, \%$		
		ВН	СН	НН	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН
ТМТН-6300/110	6,3	115	22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110	16	115	27,5; 22; 38,5	6,6; 11	17 (10,5)	10,5 (17)	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТНЭ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	17	10,5	6
ТДТН-31500/110	31,5	110	38,5	27,5	18,2	10,6	6,6
ТДТН-40000/110	40	115	11; 22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДЦТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные					
	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$	R обмоток, Ом			X обмоток, Ом		
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТМТН-6300/110	60	14	1,2	10	10	10	225	0	131
ТДТН-10000/110	80	19	1,1	5,3	5,3	5,3	142	0	82

Окончание

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные						
	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R обмоток, Ом			X обмоток, Ом			ΔQ_x , квар
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-16000/110	105	26	1,05	2,7	2,7	2,7	88	(0); 52	(52); 0	168
ТДТН-25000/110	145	36	1,0	1,5	1,5	1,5	54	0	33	250
ТДТНЭ-25000/110	145	45	1,0	1,5	1,5	1,5	57	33	0	250
ТДТН-31500/110	200	55	1,5	1,3	1,3	1,3	46,5	29,8	0	472
ТДТН-40000/110	230	50	0,9	0,95	0,95	0,95	35,4	0; (20,6)	20,6; (0)	360
ТДТН-63000/110	310	70	0,85	0,52	0,52	0,52	22,6	0; (13,1)	13,1; (0)	536
ТДЦТН-80000/110	390	82	0,8	0,4	0,4	0,4	17,7	0; (10,3)	10,3; (0)	640

Примечание. Трансформаторы снабжены РПН с пределами регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$.

Таблица П2.7

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжением 150 кВ

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Пределы регулирования $\pm n \times \Delta k$, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	$R_{\text{тр}}$, Ом	$X_{\text{тр}}$, Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН-4000/150	4	$\pm 9 \times 1,3$	158	6,6; 11	10,5	35	10	1,2	54,6	656	48
ТДН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5$	158	6,6; 11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
ТРДН-32000/150	32	$\pm 8 \times 1,5$	158	6,3/6,3; 10,5/10,5; 11/11	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5$	158	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5; 10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
ТДЦ-125000/150	125	$\pm 2 \times 2,5$	165	10,5	11	380	110	0,5	0,61	22	625
ТЦ-25000/150	250	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,30	12	1 250
ТДЦ-250000	250	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,30	12	1 250
ТДЦ-400000/150	400	—	165	20	11	930	270	0,5	0,15	6,9	2 000

Таблица П2.8

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы напряжением 150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Пределы регулирования $\pm n \times \Delta k_T$, %	Каталожные данные					
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			u_k обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН
ТДТН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5$	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	$\pm 8 \times 1,5$	158	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6

Окончание

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Пределы регулирования $\pm n \times \Delta k_{\text{т}}, \%$	Каталожные данные					
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$u_{\text{к}}$ обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН
ТДТНЖ-25000/150	25	$\pm 8 \times 1,5$	158	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	18	10,5	6
ТДТН-40000/150	40	$\pm 8 \times 1,5$	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5$	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6
АТДТНГ-100000/150*	100	$\pm 4 \times 2,5$	158	115	6,6	5,3	15	15

* Мощность обмотки низшего напряжения равна 20% номинальной.

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						
	$\Delta P_{\text{к}}$ обмоток, кВ			$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	R обмоток, Ом			X обмоток, Ом			$\Delta Q_{\text{х}}, \text{квар}$
	В—С	В—Н	С—Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-16000/150	96	—	—	25	1	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	145	—	—	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ-250000/150	145	—	—	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТН-40000/150	185	—	—	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	285	—	—	67	0,7	0,90	0,90	0,90	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ-100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,23	14,1	6,6	6,6	30,9	1 500

Таблица П2.9

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжением 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Пределы регулирования $\pm n \times \Delta k, \%$	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмо- ток, кВ		$u_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	$R_{\text{т}}, \text{Ом}$	$X_{\text{т}}, \text{Ом}$	$\Delta Q_{\text{х}}, \text{квар}$
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 \times 1,5$	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,8	4,0	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63	700
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 38,5	12	526	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 2,5$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ-250000/220	250	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,55	25,7	1 125

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Пределы регулирования $\pm n \times \Delta k, \%$	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$	$R_t, \text{Ом}$	$X_t, \text{Ом}$	$\Delta Q_x, \text{квар}$
			ВН	НН							
ТДЦ-400000/220	400	—	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1 600
ТЦ-630000/220	630	—	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,17	11,6	2 200
ТЦ-1000000/220	1 000	—	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3 500

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН.

Таблица П2.10

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы напряжением 220 кВ

Тип трансформатора и автотрансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Пределы регулирования $\pm n \times \Delta k, \%$	Каталожные данные					
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, Ом			u_k обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \times 1$	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
ТДТНЖ-25000/220	25	$\pm 8 \times 1,5$	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1$	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5$	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5
ТДЦТН-63000/220	63	$\pm 8 \times 1,5$	230	22; 38,5	6,6; 11	24 (12,5)	12,5 (24)	10,5
АТДТН-32000/220/110	32	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,6; 11; 38,5	11	34	21
АТДЦТН-63000/220/110	63	$\pm 6 \times 2$	230 121	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9
АТДЦТН-125000/220/110	125	$\pm 6 \times 2$	230 12	121	6,3; 10,5; 13,8;	11 31	31	19
АТДЦТН-200000/220/110	200	$\pm 6 \times 2$	230	121	10,5; 13,8; 38,5	11	32	20
АТДЦТН-250000/220/110	250	$\pm 6 \times 2$	230	121	10,5; 13,8; 15,75; 28,5	11	32	20

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные					
	ΔP_k обмоток, кВт	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$	R обмоток, Ом			X обмоток, Ом		
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН-25000/220	135	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148
ТДТНЖ-25000/220	135	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148
ТДТН-40000/220	220	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125

Окончание

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные						
	ΔP_{κ} обмо- ток, кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R обмоток, Ом			X обмоток, Ом			ΔQ_x , квар
	ВН—СН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТНЖ-40000/220	240	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДТН-32000/220/110	145	32	0,6	3,74	3,74	7,5	198	0	364	192
АТДЦТН-63000/220/110	215	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	290	85	0,5	0,5	0,5	1,0	48,6	0	82,5	625
АТДЦТН-200000/220/110	430	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1 000
АТДЦТН-250000/220/110	520	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1 250

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50% номинальной. 2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН ($\pm 8 \times 1,5\%$; $\pm 12 \times 1\%$) или на стороне СН ($\pm 6 \times 2\%$).

Таблица П2.11

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжением 330 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Пределы регу- лиро- вания $\pm n \times \Delta k$, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмо- ток, кВ		u_{κ} , %	ΔP_{κ} , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_{τ} , Ом	X_{τ} , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТРДН-32000/330	32	$\pm 8 \times 1,5$	330	6,3/6,3 6,3/10,5	11	170	82	2,0	19,9	412	640
ТРДНС-40000/330	40	$\pm 8 \times 1,5$	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63	$\pm 8 \times 1,5$	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5;	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТРДЦН-125000/330	125	$\pm 8 \times 1,5$	330	10,5/10,5	11	420	180	0,5	3,22	105	625
ТДЦ-125000/330	125	—	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,55	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200	—	347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ-250000/330	250	—	347	13,8; 15,75	11	695	240	0,45	1,2	52,9	1 125
ТДЦ-400000/330	400	—	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	33	1 600
ТЦС-400000/330	400	—	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	33	1 600
ТЦ-630000/330	630	—	347	15,75; 20; 24	11	1 300	405	0,35	0,4	0,21	2 205
ТЦ-1000000/330	1 000	—	347	24	11,5	2 200	480	0,4	0,26	13,2	4 000
ТЦ-1250000/330	1 250	—	347	24	14	2 300	750	0,75	0,2	10,6	5 375

Таблица П2.12

Трехфазные и однофазные автотрансформаторы напряжением 330 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ·А	Каталожные данные								
		U обмоток, кВ			$u_k, \%$			$\Delta P_k, \text{кВт}$		
		ВН	СН	НН	ВН— СН	ВН— НН	СН— НН	ВН— СН	ВН— НН	СН— НН
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	—	—
АТДЦТН-125000/330/150	125	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	—	—
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3; 9,6	70; 74	60	430; 560	260	250
АТДЦТН-250000/330/150	250	330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦН-400000/330/150	400	330	165	—	11,3	—	—	750	—	—
АОДЦТН-133000/330/220	133	330 / $\sqrt{3}$	230 / $\sqrt{3}$	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105

Тип	Каталожные данные		Расчетные данные						
			R обмоток, Ом			X обмоток, Ом			$\Delta Q_x,$ квар
	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	—	213,4	625
АТДЦТН-125000/330/150	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,5	0,82	0,82	2,0	58,5	0	126,6	1 000
АТДЦТН-240000/330/220	130	0,5	0,56; 0,68	0,26; 0,35	7,3; 7,2	39,2; 59,2	0	278,4 312,1	1 250
АТДЦТН-250000/330/150	165	0,5	1,07	0,085	4,3	49	0	186,2	1 250
АТДЦН-400000/330/150	180	0,3	0,68	0,68	—	30,8	0	—	1 200
АОДЦТН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН составляет 50% от номинальной, за исключением автотрансформаторов мощностью 200, 240 и 133, 250 МВ·А, для которых она составляет 40 и 25% от номинальной соответственно. 2. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН с помощью РПН $\pm 6 \times 2\%$, за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВ·А, который регулирования не имеет.

Таблица П2.13

Трехфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы напряжением 500—750 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Каталожные данные						Расчетные данные		
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$\Delta Q_x, \text{квар}$
		ВН	НН							
ТДЦ-250000/500; ТЦ-250000/500	250	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143	1 125
ТДЦ-400000/500; ТЦ-00000/500	400	525	13,8; 20; 15,75	13	800	350	0,40	1,38	89,5	1 600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20; 24	14	1 300	500	0,35	0,90	61,3	2 205
ТЦ-1000000/500	1 000	525	24	14,5	2 000	600	0,38	0,55	40,0	3 800
ОЦ-533000/500	533	$525 / \sqrt{3}$	15,75; 24	13,5	1 400	300	0,30	0,45	23,8	4 797
ОРЦ-417000/750	417	$787 / \sqrt{3}$	20; 24	14	800	400	0,30	0,96	69,3	3 753

Таблица П2.14

Трехфазные и однофазные автотрансформаторы напряжением 500—750—1 150 кВ

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Пределы регулирования $\pm n \times \Delta k, \%$	Каталожные данные					
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			S обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТЦТН-250000/500/110	250	$\pm 8 \times 1,5$	500	121	10,5; 38,5	100	100	40
АТЦТН-500000/500/220	500	$\pm 8 \times 1$; $\pm 8 \times 1,25$	500	230	—	100	100	—
АОДЦТН-167000/500/220	167	$\pm 6 \times 2$	$500 / \sqrt{3}$	$230 / \sqrt{3}$	11; 15,75; 20; 38,5	100	100	30; 40; 50
АОДЦТН-167000/500/330	167	$\pm 8 \times 1,5$	$500 / \sqrt{3}$	$330 / \sqrt{3}$	10,5; 38,5	100	100	20
АОДЦТН-267000/500/220	267	$\pm 8 \times 1,5$		$230 / \sqrt{3}$	10,5; 15,75; 20; 38,5	100	100	25; 30; 40
АОДЦТН-267000/750/220	267	± 10 на СН	$750 / \sqrt{3}$	$230 / \sqrt{3}$	10,5	100	100	30
АОДЦТН-333000/750/330	333	± 10 на СН	$750 / \sqrt{3}$	$330 / \sqrt{3}$	15,75	100	100	36
АОДЦТН-417000/750/500	417	± 5 на ВН	$750 / \sqrt{3}$	$500 / \sqrt{3}$	10,5; 15,75	100	100	8; 12
АОДЦТ-667000/1150/500	667	—	$1 150 / \sqrt{3}$	$500 / \sqrt{3}$	20	100	100	27

Окончание

Тип	Каталожные данные						Расчетные данные						
	$u_{\kappa}, \%$			$\Delta P_{\text{кв-с}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %	$R_{\text{т}}, \text{Ом}$			$X_{\text{т}}, \text{Ом}$			$\Delta Q_{\text{х}},$ квар
	ВН— СН	ВН— НН	СН— НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-250000/500/110	13	33	18,5	640	230	0,45	1,28	1,28	3,2	137,5	0	192,5	1 125
АТДЦТН-500000/500/220	11,5	—	—	1050	230	0,30	0,53	0,53	—	57,5	0	—	1 500
АОДЦТН-167000/500/220	11	35	21,5	325	125	0,40	0,49	0,49	1,94; 1,22; 0,97	61,1	0	113,5	2 004
АОДЦТН-167000/500/330	9,5	67	61	320	70	0,30	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1 503
АОДЦТН-267000/500/220	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,14; 0,95; 0,72	39,8	0	75,6	2 803
АОДЦТН-267000/750/220	13	32	17	600	250	0,40	0,79	0,79	2,63	98,3	0	126,4	3 204
АОДЦТН-333000/750/330	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3 497
АОДЦТН-417000/750/500	11,5	81	68	700	280	0,20	0,38	0,38	4,71; 3,14	55,1	0	309	2 502
АОДЦТ-667000/1150/500	11,5	35	22	1 250	350	0,35	0,62	0,62	2,29	80,9	0	150,4	7 004

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Графики электрических нагрузок потребителей и предприятий различных отраслей промышленности

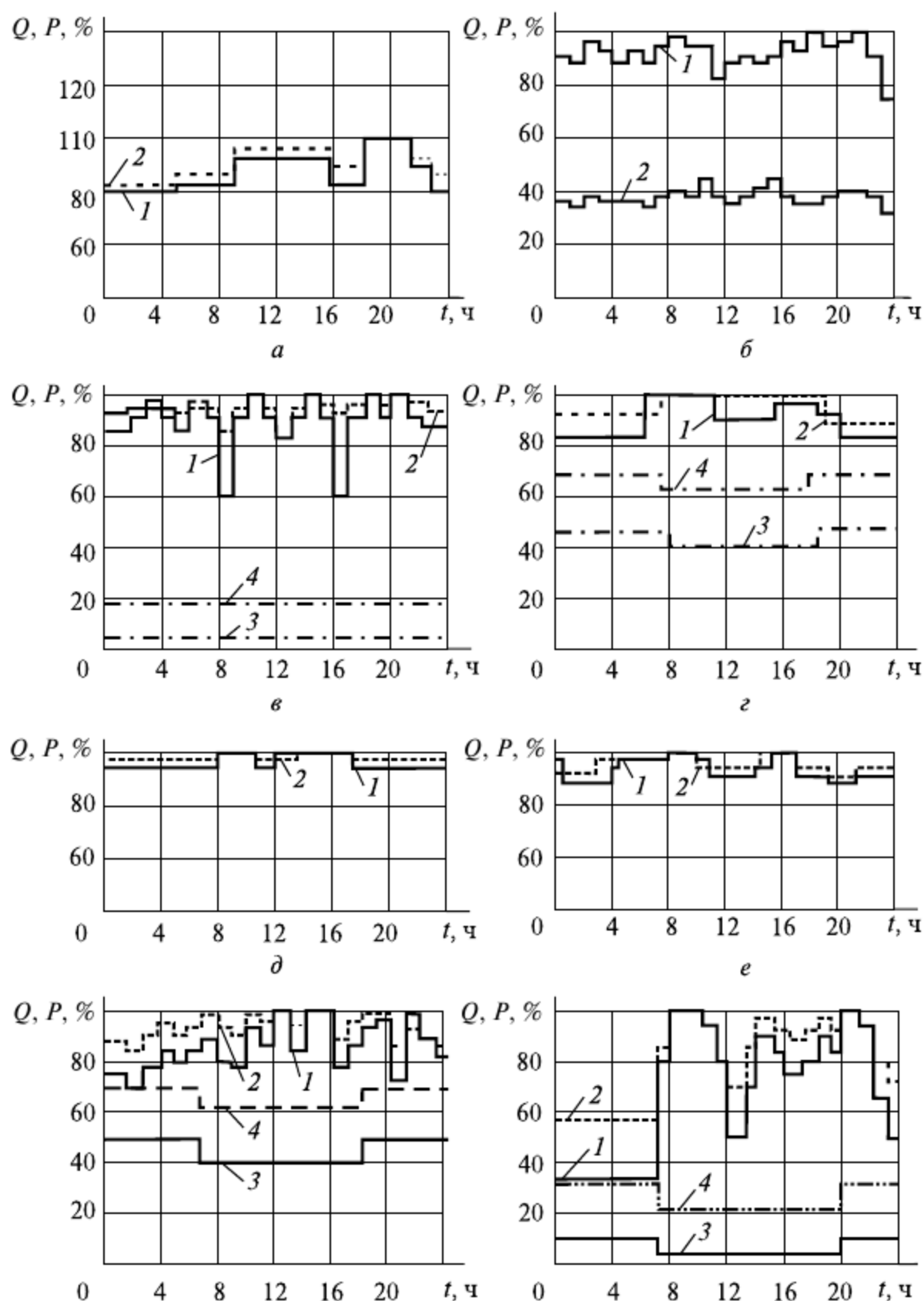


Рис. ПЗ.1. Начало. Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий угледобычи (*a*), нефтепереработки (*б*), торфоразработки (*в*), черной металлургии (*г*), цветной металлургии (*д*), химии (*е*), тяжелого машиностроения (*ж*) ремонтно-механических заводов (*з*)

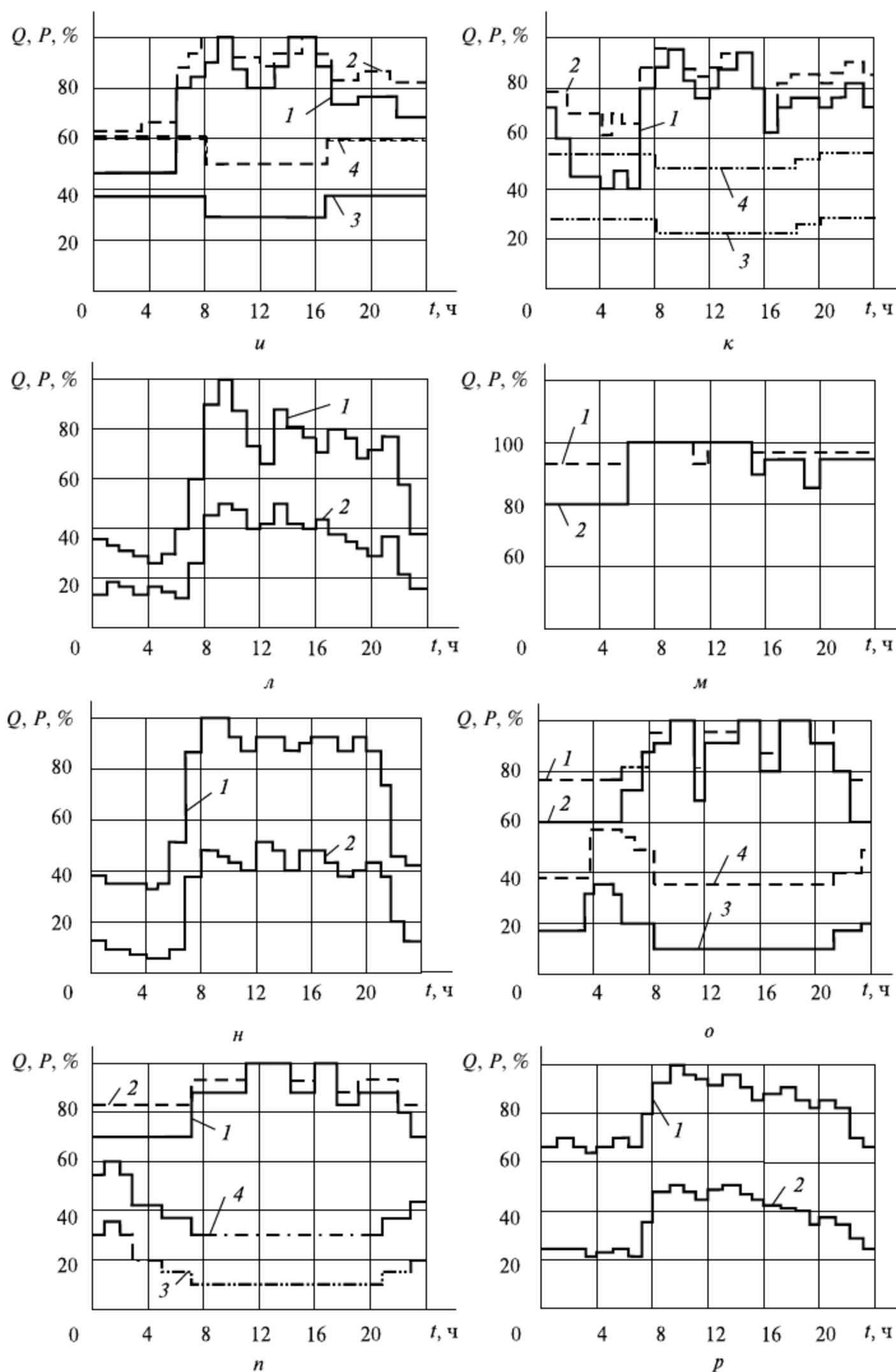


Рис. ПЗ.1. Окончание. Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий станкостроительных (u), автомобильных (κ), деревообрабатывающей промышленности ($л$), целлюлозно-бумажной промышленности ($м$), легкой промышленности ($н$), прядильно-ткацких фабрик ($о$), печатных и отделочных фабрик ($п$), пищевой промышленности ($р$); 1, 2 — активная и реактивная нагрузки рабочего дня; 3, 4 — активная и реактивная нагрузки выходного дня

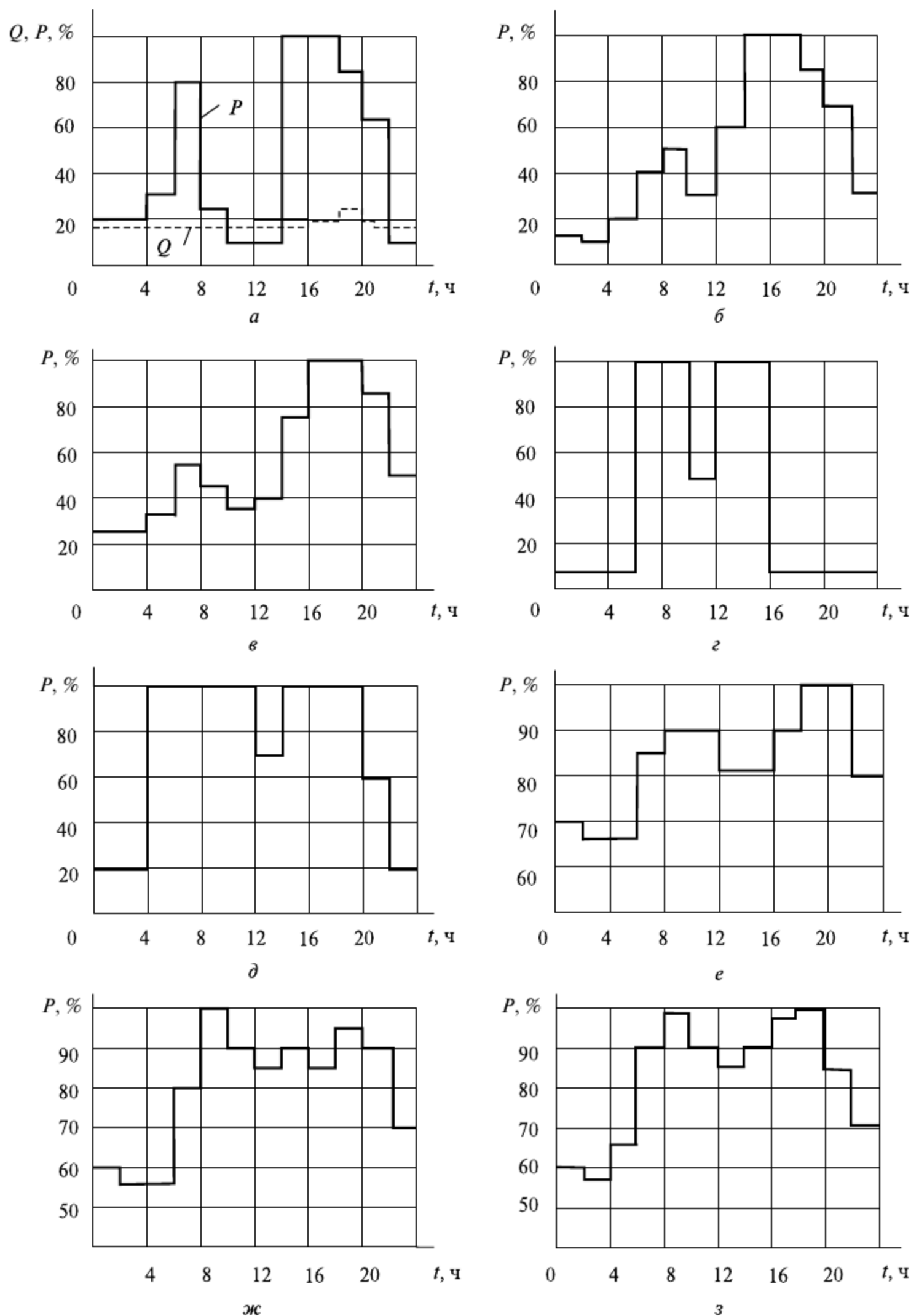


Рис. ПЗ.2. Характерные суточные графики электрических нагрузок: *a* — электроосвещение жилых домов; *б* — электроосвещение общественных зданий; *в* — электроосвещение города населением 20—250 тыс. человек; *г* — при односменной работе предприятия; *д* — при двусменной работе предприятия; *е*, *ж*, *з* — энергосистемы с вечерним максимумом, с утренним максимумом, с одинаковым утренним и вечерним максимумом соответственно

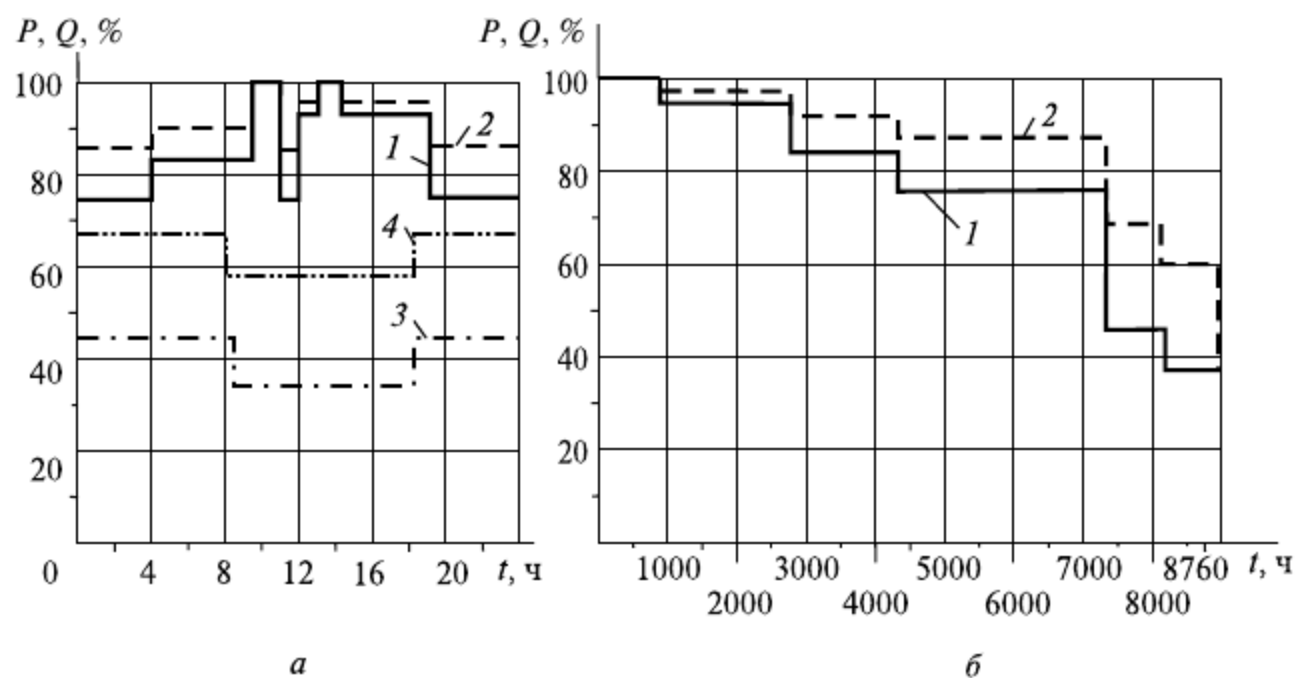


Рис. ПЗ.3. Графики электрической нагрузки резиновой промышленности (шинных заводов): *а* — суточные графики активной и реактивной нагрузок; *б* — годовые графики по продолжительности активной и реактивной нагрузок; 1, 2 — активная и реактивная нагрузки рабочего дня; 3, 4 — активная и реактивная нагрузки выходного дня

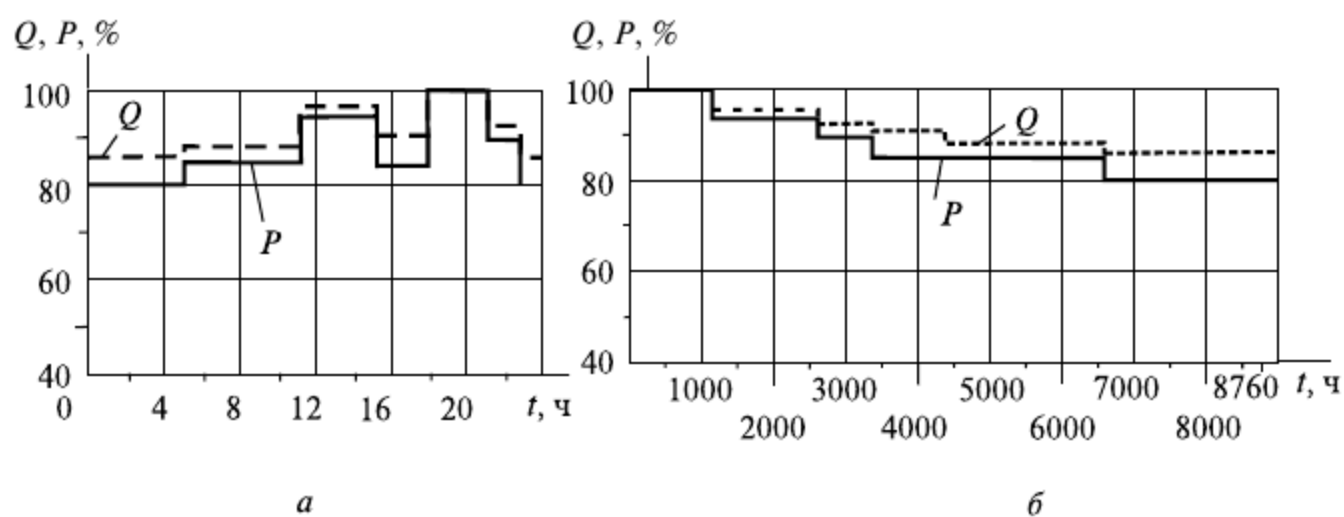


Рис. ПЗ.4. Графики электрической нагрузки добычи угля: *а* — суточные графики активной и реактивной нагрузок; *б* — годовые графики по продолжительности активной и реактивной нагрузок

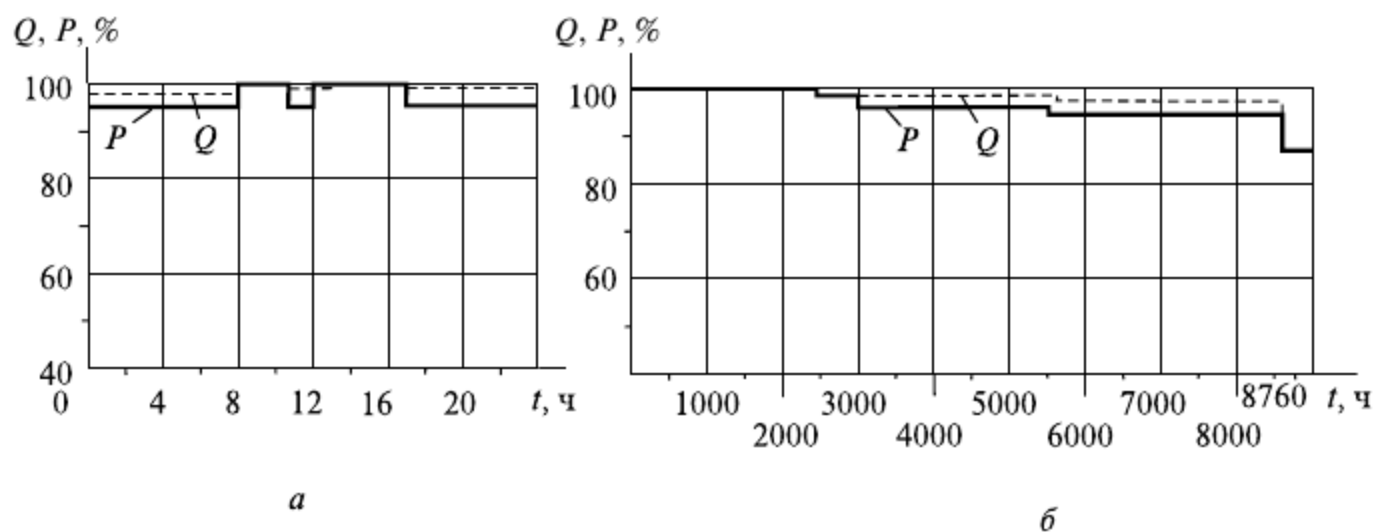


Рис. ПЗ.5. Графики электрической нагрузки предприятий цветной металлургии: *а* — суточные графики активной и реактивной нагрузок; *б* — годовые графики по продолжительности активной и реактивной нагрузок

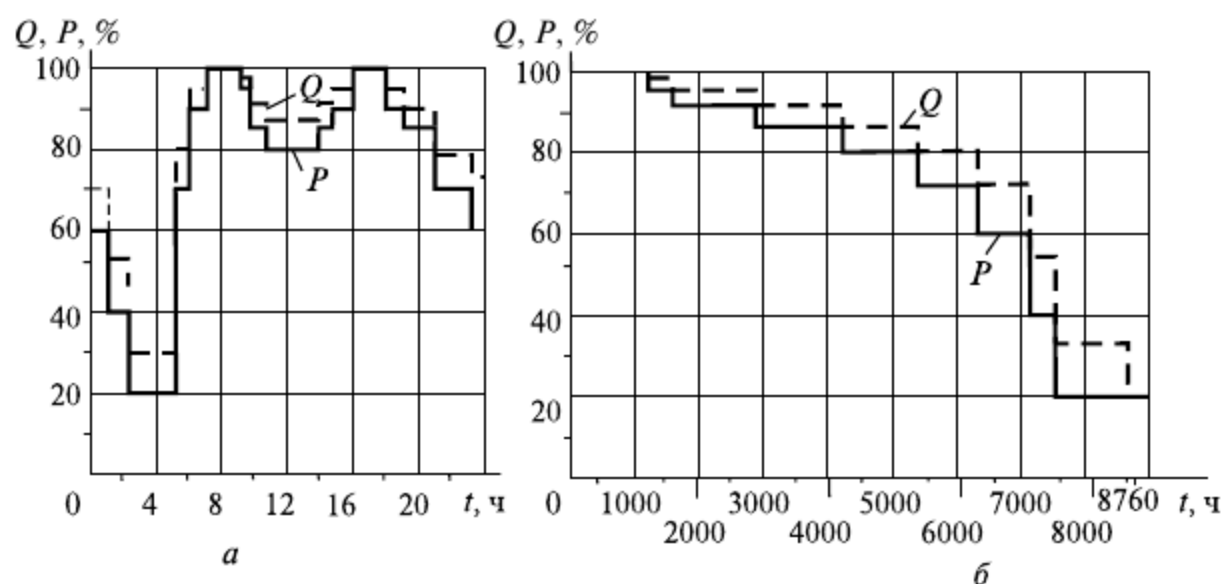


Рис. П3.6. Графики электрической нагрузки городского электрифицированного транспорта: *a* — суточные графики активной и реактивной нагрузок; *б* — годовые графики по продолжительности активной и реактивной нагрузок

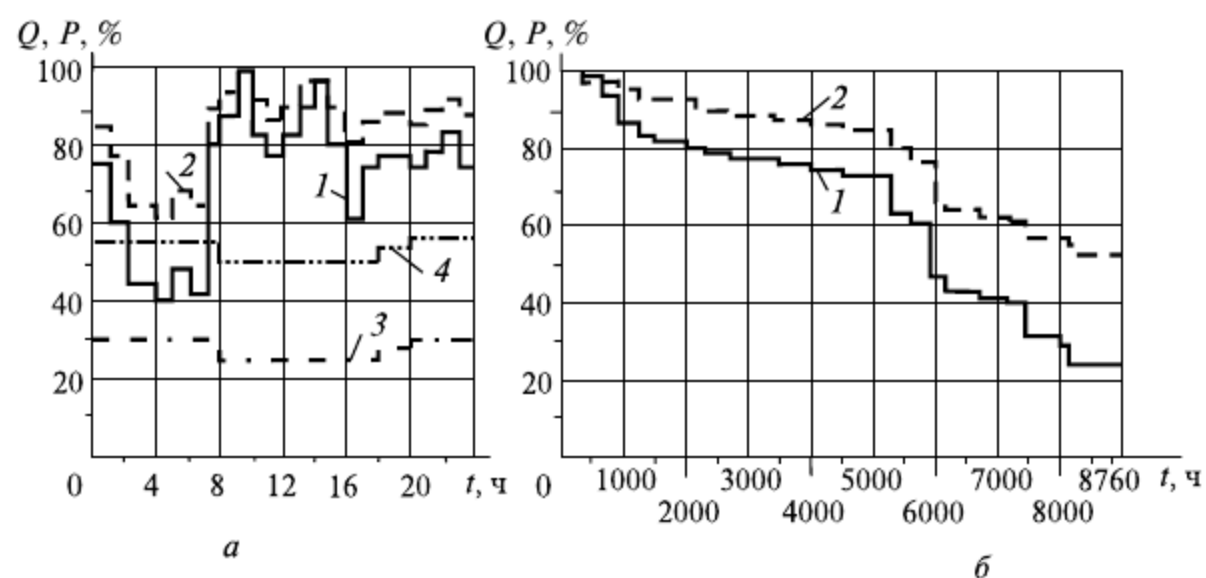


Рис. П3.7. Графики электрических нагрузок автомобильных заводов: *a* — суточные графики активной и реактивной нагрузок; *б* — годовые графики по продолжительности активной и реактивной нагрузок; 1, 2 — активная и реактивная нагрузки рабочего дня; 3, 4 — активная и реактивная нагрузки выходного дня

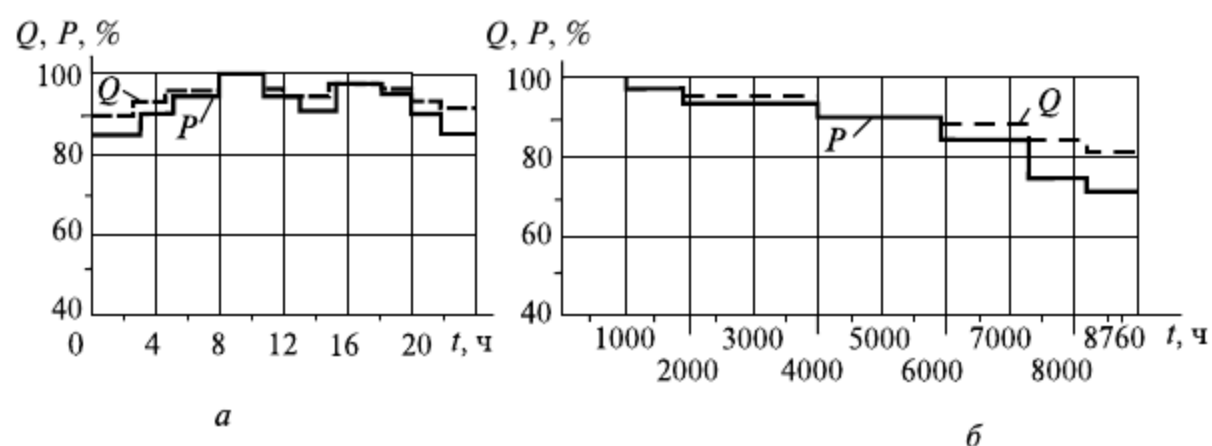


Рис. П3.8. Графики электрических нагрузок предприятий черной металлургии: *a* — суточные графики активной и реактивной нагрузок; *б* — годовые графики по продолжительности активной и реактивной нагрузок

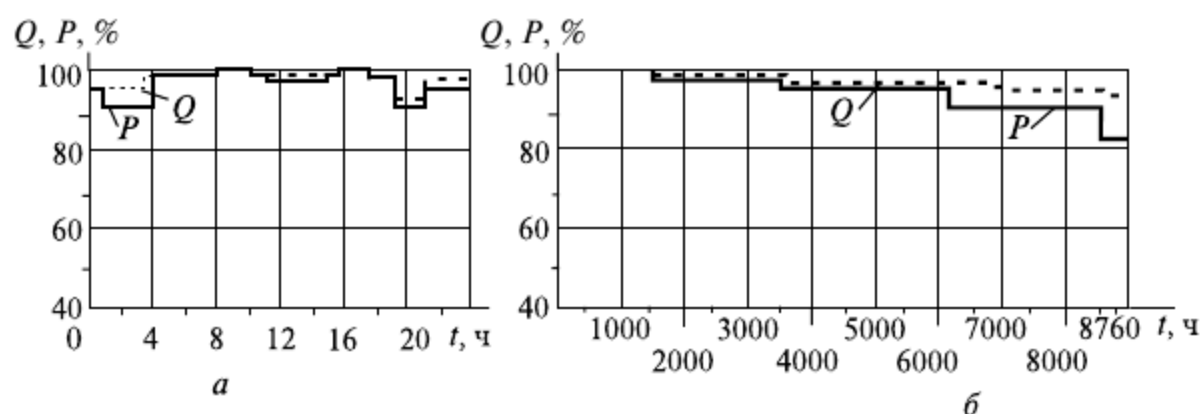


Рис. П3.9. Графики электрической нагрузки предприятий химической промышленности: *а* — суточные графики активной и реактивной нагрузок; *б* — годовые графики по продолжительности активной и реактивной нагрузок

**Средние значения продолжительности использования
максимума нагрузки в промышленности $T_{нб}$, ч/год**

Топливная промышленность:

угледобыча:

 закрытая.....3 500—4 200

 открытая4 500—5 000

нефтедобыча7 000—7 500

нефтепереработка.....6 000—8 000

торфоразработка.....2 000—2 500

Металлургия:

 доменное производство.....5 000

 мартеновское7 000

 ферросплавное.....5 800

 коксохимическое.....6 500

Горнорудная промышленность.....5 000

Химическая промышленность (в среднем).....6 200—8 000

 завод азотных удобрений7 500—8 000

 завод синтетических волокон7 000—8 000

Машиностроение и металлообработка:

 завод тяжелого машиностроения.....3 800—4 000

 станкостроительный завод.....4 300—4 500

 инструментальный завод.....4 000—4 200

 шарикоподшипниковый завод5 000—5 300

 автотракторный завод5 000

 завод подъемно-транспортного оборудования3 300—3 500

 завод сельхозмашин5 000—5 300

 авторемонтный завод3 500—4 000

 паровозовагоноремонтный завод3 500—4 000

 приборостроительный завод.....3 000—3 200

 завод электротехнического оборудования4 300—4 500

 металлообрабатывающий завод.....4 300—4 400

Пищевая промышленность:

 холодильник4 000

 маслоконсервный завод7 000

 молокозавод.....4 800

 мясокомбинат.....3 600

 хлебозавод.....5 000

 кондитерская фабрика4 500

Продолжительность использования максимума бытовой нагрузки и сферы обслуживания

Удельное потребление электроэнергии, кВт·ч/жителя	$T_{нб}$, ч/год
75.....	1 350—1 450
150.....	2 050—2 010
300.....	2 300—2 400
450.....	2 500—2 600
750.....	2 900—3 000
900.....	3 050—3 200
1 050.....	3 250—3 400

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Характеристики компенсирующих устройств

Таблица П4.1

Синхронные компенсаторы

Тип	$S_{\text{ном}}$, Мвар	$U_{\text{ном}}$, кВ	S_{max} в режиме недовозбуждения, Мвар
КС-16-6	16	6,3	9
КС-16-11	16	10,5	9
КСВБ-50-11	50	11	20
КСВБ-100-11	100	11	50
КСВ-16-15	160	15,75	80

Таблица П4.2

Шунтирующие реакторы

Тип	Номинальная мощность, квар	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная сила тока, А
РОМ-1200/10У1	1 100	$6,6/\sqrt{3}$; $11/\sqrt{3}$	173
РТД-20000/35	20 000	$35/\sqrt{3}$	300
РОД-30000/35	30 000	$38,5/\sqrt{3}$	1350
РТДУ-25000/110	25 000	$110/\sqrt{3}$	113,7
РОД-33333/110	33 333	$121/\sqrt{3}$	447
РТМ-40000/345	40 000	$345/\sqrt{3}$	66,9
РОМ-30000/330	30 000	$363/\sqrt{3}$	143
РОМ-33300/400	33 300	$400/\sqrt{3}$	144,2
РОМ-16700/500	16 700	$500/\sqrt{3}$	57,7
РОМ-33300/500	33 300	$500/\sqrt{3}$	115,2
РОМ-50000/500	50 000	$500/\sqrt{3}$	173,2
РОДЦУ-60000/500	60 000	$500/\sqrt{3}$	198
РОМ-60000/500	60 000	$525/\sqrt{3}$	198
РОДЦ-60000/500У1	60 000	$525/\sqrt{3}$	200
РОДЦ-110000/750У1	110 000	$787/\sqrt{3}$	242
РОМ-120000/800	120 000	$800/\sqrt{3}$	259,8
РОДЦ-330000/1150У1	330 000	$1\,150/\sqrt{3}$	433

Таблица П4.3

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности электроустановок

Тип	Емкость, мкФ	Проводимость, мкСм
КМ1-6,3-2У3	1,0	314,2
КМ-10,5-13-2У3	0,4	125,7
КМ2-6,3-26-2У3	2,0	628,3
КМ2-10,5-26-2У3	0,8	251,3
КС2-6,3-50-2У3	4,0	1 256,6
КС-6,3-50-2У3	1,4	439,8
КС1-6,3-37,5-2У3 (1У3)	3,0	942,5
КС1-6,3-37,5-2ХЛ1	3,0	942,5
КС1-10,5-37,5-2ХЛ1	1,0	314,2
КС2-6,3-37,5-2У3 (1У3)	6,0	1885
КС2-10,5-75-2У3 (1У3)	2,0	628,3
КС2-6,3-75-2ХЛ1	6,0	1885
КС2-10,5-75-2ХЛ1	2,0	628,3
КСО-6,3-25-2У3 (1У3)	2,0	628,3
КСО-10,5-25-2У3 (1У3)	0,7	219,9
КС1-6,3-50-2У3 (1У3)	4,0	1 256,6
КС1-10,5-50-2У3 (1У3)	1,4	439,8
КС2-6,3-100-2У3 (1У3)	8,0	2 513,3
КС2-10,5-100-2У3 (1У3)	2,8	879,6
КС1-6,3-75-2ХЛ1	6,0	1885
КС1-10,5-75-2ХЛ1	2,0	628,3
КС2-6,3-150-2ХЛ1	12,0	3 769,9
КС2-10,5-150-2ХЛ1	4,0	1 256,6

Условные обозначения: К — косинусный, М и С — пропитка маслом или синтетической жидкостью; 1 и 2 — тип размеров корпуса, следующие цифры — номинальное напряжение, кВ и номинальная мощность, квар, У1 и У3 — исполнение (умеренный климат) и категория размещения (1 — в открытом воздухе, 3 — в закрытом помещении).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Александров Г.Н.* Передача электрической энергии переменным током. Л. : Энергоатомиздат, 1990.
2. *Алексеев А.А., Ананичева С.С.* Качество электроэнергии. Екатеринбург : УГТУ, 2000.
3. *Ананичева С.С., Мызин А.Л.* Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей. Екатеринбург : УГТУ, 2000.
4. *Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Ухалов В.А.* Алгоритм статистического определения интегральных характеристик установившихся режимов электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984. № 6. С. 39—48.
5. *Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л.* Модели оптимизации и развития энергосистем. М. : Высшая школа, 1987.
6. *Арзамасцев Д.А., Липес А.В.* Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. М. : Высшая школа, 1989.
7. *Баркан Я.Д.* Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности. М. : Энергоатомиздат, 1989.
8. *Бартоломей П.И.* Решение электроэнергетических задач методами второго порядка. Свердловск : УПИ, 1988.
9. *Бердин А.С., Крючков П.А.* Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами. Екатеринбург : УГТУ, 2000.
10. *Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А.* Электрические сети энергетических систем. Л. : Энергия, 1977.
11. *Брамеллер А., Аллан Р., Хэмэм Я.* Слабозаполненные матрицы. М. : Энергия, 1979.
12. *Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С.* Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М. : Энергоатомиздат, 1985.
13. *Гамм А.З.* Методы расчета нормальных режимов электроэнергетических систем ЭВМ. Иркутск : ИПИ-СЭИ, 1972.
14. *Герасименко А.А., Поликарпова Т.И.* Качество электрической энергии в электрических сетях. Красноярск : КГТУ, 2002.
15. *Герасименко А.А.* Математические методы решения инженерных задач электроэнергетики. Красноярск : КГТУ, 1995.
16. *Герасименко А.А., Липес А.В.* Оптимизация режимов электрических систем на основе метода приведенного градиента // Электричество. 1989. № 9. С. 1—7.
17. *Герасименко А.А.* Применение ЭЦВМ в электроэнергетических расчетах. Красноярск : КрПИ, 1983.
18. *Герасименко А.А., Таюрский В.М.* Проектирование районной электрической системы. Красноярск : КрПИ, 1982.
19. *Герасименко А.А., Седнев А.М.* Эквивалентирование линий электропередачи в задаче оперативного управления функционированием электрических систем // Известия вузов СССР. Энергетика. 1986. № 12. С. 9—15.
20. *Герасименко А.А., Чупак Т.М.* Электроэнергетические системы и сети. Расчеты параметров и режимов работы электрических сетей : в 2 ч. Ч. 1 и 2. Красноярск : КГТУ, 2004.

21. Глазунов А. А. Электрические сети и системы. М. : Госэнергоиздат, 1960.
22. Дарманчев А.К. Графики нагрузки и энергетические показатели эксплуатации электрических станций. М. : ГНТИ, 1931.
23. Жежеленко И.В., Степанов В.П., Коротков Е.А. Методы вероятностного моделирования и расчета характеристик электрических нагрузок потребителей. Самара : СамГТУ, 2001.
24. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М. : Энергоатомиздат, 1989.
25. Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В. Потери электроэнергии в электрических сетях, зависящие от погодных условий // Электрические станции. 2004. № 11. С. 42—47.
26. Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем. М. : Энергия, 1979.
27. Залесский, А.М. Передача электрической энергии. Л. : Госэнергоиздат, 1948.
28. Зуев Э.Н. Основы техники подземной передачи электроэнергии. М. : Энергоатомиздат, 1999.
29. Зуев Э.Н. Техничко-экономические основы проектирования электрических сетей. М. : МЭИ, 1988.
30. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М. : Энергия, 1977.
31. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М. : Энергоатомиздат, 1989.
32. Караев Р.И., Волобровский, С.Д., Ковалёв И.Н. Электрические сети и энергосистемы. М. : Транспорт, 1988.
33. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л. Об укрупненных стоимостных показателях развития электрических сетей // Энергетик. 2002. № 5. С. 17—19.
34. Карпов Ф.Ф., Солдаткина Л.А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М. : Энергия, 1970.
35. Качанова И.А. Электрический расчет сложных энергосистем на ЦВМ. Киев : Техніка, 1966.
36. Керного В.В., Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Местные электрические сети / ред. Г.Е. Поспелов. Минск : Вышэйшая школа, 1972.
37. Липес А.В., Окуловский С.К. Расчеты установившихся режимов электрических систем на ЦВМ. Свердловск : УПИ, 1986.
38. Лычѳв П.В., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Решение практических задач. Минск : Дизайн ПРО, 1997.
39. Лычѳв П.В., Федин В.Т. Электрические сети энергетических систем. Минск : Універсітэцкае, 1999.
40. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4—35 кВ и 110—1150 кВ. Т. II. М. : Папирус ПРО, 2003.
41. Мельников Н.А. Принципы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности в питающих электрических сетях // Электричество. 1971. № 8. С. 14—19.
42. Мельников Н.А. Реактивная мощность в электрических сетях. М. : Энергия, 1975.
43. Мельников Н.А., Солдаткина Л.А. Регулирование напряжения в электрических сетях. М. : Энергия, 1968.
44. Минин Г.П. Реактивная мощность. М. : Энергия, 1978.

45. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) / Официальное издание. М. : Экономика, 2000.
46. *Мукосеев Ю.Л.* Электроснабжение промышленных предприятий. М. : Энергия, 1973.
47. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт ГОСТ 13109—97. Минск, 1997.
48. *Падалко Л.П., Янцевич И.В.* Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестирования энергетических объектов. Минск : БНТУ, 2003.
49. *Поспелов Г.Е., Ершевич В.В.* Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи // Электричество. 1973. № 10. С. 81—83.
50. *Поспелов Г.Е., Сыч Н.М., Федин В.Т.* Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах. Л. : Энергоатомиздат, 1983.
51. *Поспелов Г.Е., Федин В.Т.* Передача энергии и электропередачи. Минск : Адукацыя і выхаванне, 2003.
52. *Поспелов Г.Е., Сыч Н.М.* Потери мощности и энергии в электрических сетях / под. ред. Г. Е. Поспелова. М. : Энергоатомиздат, 1981.
53. *Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычѳ П.В.* Электрические системы и сети / ред. В.Т. Федин. Минск : УП «Технопринт», 2004.
54. *Поспелов Г.Е., Федин В.Т.* Электрические системы и сети. Проектирование. Минск : Вышэйшая школа, 1988 (78).
55. *Поспелов Г.Е.* Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач. Минск : Вышэйшая школа, 1967.
56. *Поспелов Г.Е., Федин В.Т.* Энергетические системы. Минск : Вышэйшая школа, 1974.
57. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий [и др.]; под. ред. В.Н. Казанцева. М. : Энергоатомиздат, 1983.
58. *Потребич А.А.* Моделирование нагрузок для расчета потерь энергии в электрических сетях энергосистем // Электричество. 1997. № 3. С. 7—12.
59. Правила устройства электроустановок / Министерство энергетики РФ. 7-е изд. М. : НЦ ЭНАС, 2002.
60. Программно-вычислительный комплекс расчета установившихся режимов электрических систем / А.Э. Бобров, А.А. Герасименко, В.Н. Гиренков, В.В. Нешатаев. Красноярск : КГТУ, 1999.
61. *Рябков А.Я.* Электрические сети и системы. М. ; Л. : Госэнергоиздат, 1960.
62. *Сенди К.* Современные методы анализа электрических систем. М. : Энергия, 1971.
63. *Солдаткина Л.А.* Электрические сети и системы. М. : Энергия, 1978.
64. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро ; ред. Д.Л. Файбисович. М. : ЭНАС, 2005.
65. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей / ред. Я.М. Большам, В.Н. Крукович, М.Л. Самовер. М. : Энергия, 1974.
66. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич [и др.] ; под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. М. : Энергоатомиздат, 1985.
67. *Тимченко В.Ф.* Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. М. : Энергия, 1975.
68. *Тиходеев Н.Н.* Передача электрической энергии. Л. : Энергоатомиздат, 1984.

69. Тьюарсон Р. Разряженные матрицы. М. : Мир, 1977.
70. Федин В.Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем. Минск : Технопринт, 2000.
71. Фурсанов М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Минск : Технология, 2000.
72. Шнелль Р.В., Воропаев П.В., Картавцев В.В. Выбор основных параметров высоковольтных электропередач. Воронеж : Изд-во ВГУ, 1984.
73. Электрические системы. Электрические сети / В.А. Веников [и др.] ; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. М. : Высшая школа, 1998.
74. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети / В.А. Веников [и др.] ; под ред. В.А. Веникова. М. : Высшая школа, 1971.
75. Электрические системы и сети / Н.В. Буслова [и др.] ; под. ред. Г.И. Денисенко. Киев : Вища школа, 1986.
76. Электротехнический справочник : в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под. общ. ред. В.Г. Герасимова [и др.] ; гл. ред. А.И. Попов. 9-е изд., стер. М. : Энергоатомиздат, 2004.
77. Электропередачи переменного тока повышенной мощности / В.Т. Федин [и др.]. Минск : Навука і тэхніка, 1993.
78. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Ю.Н. Астахов [и др.] ; под ред. В.А. Веникова. М. : Энергоатомиздат, 1983.
79. Electric power distribution for industrial plant. Fourth edition. IEEE. USA. N.Y., 1969.