

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

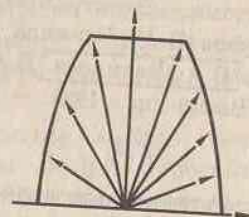


ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

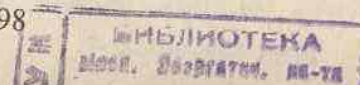
Под редакцией В.А. Веникова, В.А. Строева

Издание второе, переработанное и дополненное

Рекомендовано Министерством общего
и профессионального образования
Российской Федерации в качестве
учебника для студентов вузов, обучающихся
по направлению «Энергетика и энергомашиностроение»



Москва
«Высшая школа» 1998



им,
жал
ть-
та-
где
да-
бой
8,
о
ких
ему
я и
дов
ози-
3

УДК 621.311

ББК 31.27

Э45 4

Федеральная целевая программа книгоиздания России

Рецензенты:

кафедра электрических систем (Белорусская государственная политехническая академия), д-р техн. наук, проф. В.И.Идельчик (Ставропольский государственный технический университет)

Издание осуществлено при содействии
Издательского центра "Академия"

Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для
Э45 электроэнерг. спец. вузов/В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А.
Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. — 2-е изд.,
перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1998. — 511 с.: ил.

ISBN 5-06-001031-7

Рассматриваются конструктивное выполнение воздушных и кабельных линий, их параметры, математические модели и режимные характеристики, а также характеристики и параметры узлов комплексной нагрузки сети. Излагаются методы расчета простейших сетей и сетей сложной конфигурации. Рассматриваются требования к качеству напряжения, методы и средства его обеспечения, технико-экономические основы проектирования электрических сетей и методы выбора их основных параметров. Даются общие сведения о проектировании конструктивной части воздушных линий электропередачи. 2-е издание (1-е - в 1971 г.) существенно переработано в соответствии с современными достижениями науки и техники и требованиями учебного процесса.

ISBN 5-06-001031-7

© Коллектив авторов, 1998

ПРЕДИСЛОВИЕ

Со времени подготовки к изданию второго тома серии "Электрические системы" минуло более двадцати пяти лет. Его переиздание затянулось по ряду объективных и субъективных причин, в числе которых кончина Л.А. Солдаткиной, Л.А. Жукова и В.А. Веникова. Сохраняя методологические концепции первого издания, обновленный авторский коллектив значительно переработал книгу. По существу, все 12 глав написаны заново, хотя и с частичным использованием материалов первого издания. Этого потребовали в первую очередь изменения в содержании подготовки по линии усиления ее практической направленности и увеличения доли самостоятельной работы студентов при изучении теоретических положений специальных дисциплин.

Кроме того, за прошедший период претерпел изменения ряд нормативных документов, справочных данных и стоимостных показателей, некоторые принципы проектирования и методологии анализа режимов электроэнергетических систем, вызванные широким внедрением ЭВМ и созданием систем автоматизированного проектирования и управления. Все это потребовало переосмысления структуры книги в целом и содержания ее отдельных глав. К сожалению, ограниченность выделенного объема не позволила авторам в ряде случаев использовать для иллюстрации тех или иных положений конкретные примеры и дополнительный графический материал, а также потребовала сокращения или исключения некоторых тем, имевшихся в первом издании.

В настоящем издании первая глава написана В.А. Вениковым, Э.Н. Зуевым и В.А. Строевым совместно. В.А. Веников принимал также участие в написании гл. 4—6 (§ 4.1, 5.4, 5.6, 6.1 и 6.5). Остальные параграфы этих глав написаны Э.Н. Зуевым (гл. 4 и 5) и С.В. Надеждиным (гл. 6). Э.Н. Зуевым написаны также гл. 3, 7, 10 и 11, где частично использованы материалы гл. 1, 2, 7 и 9 предыдущего издания. А.А. Глазуновым написаны гл. 2 и 12, представляющие собой существенно обновленный вариант гл. 1 и 10 первого издания. Гл. 8, написанная В.А. Строевым, отражает современные представления о методологии расчетов установившихся режимов электроэнергетических систем большой сложности. М.С. Лисеевым написана гл. 9, по своему содержанию частично соответствующая гл. 6 и 8 первого издания и отличающаяся от нее более широким рассмотрением средств и методов регулирования напряжения в электроэнергетической системе с пози-

ций АСДУ. Контрольные вопросы по всем главам составлены Э.Н. Зуевым.

В тексте имеются ссылки на литературу, обеспечивающие читателям возможность ознакомления с источниками нормативных положений и справочных данных, приводимых в книге.

В связи с частичным изменением номенклатуры электроэнергетических специальностей, а также состава и наименований дисциплин в их учебных планах авторы рассматривают данную книгу как основу для изучения таких курсов, как "Электрические системы и сети" и "Передача и распределение электрической энергии", отдавая себе отчет в том, что ее содержание не исчерпывает весь круг вопросов, излагаемых в указанных курсах. Вопросы, не вошедшие в настоящую книгу, будут освещены в последующих изданиях, раскрывающих тему "Электрические системы".

Авторы выражают глубокую признательность рецензентам рукописи за полезные замечания, способствовавшие улучшению книги.

Замечания и пожелания по содержанию и оформлению книги можно направлять по адресу: 101469, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14, издательство "Высшая школа".

Авторы

ГЛАВА 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

§ 1.1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА КАК ПОДСИСТЕМА ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Развитие методологии системного анализа как дисциплины, изучающей свойства, характеристики и закономерности развития больших систем, на рубеже 60—70-х годов привело к появлению четкого представления о том, что совокупность технических систем, осуществляющих энергоснабжение народного хозяйства страны, обладает всеми свойствами, которые характерны именно для больших систем. В связи с этим в технической, а затем и в другой литературе для обозначения такой системы стали применяться термины "большая система энергетики", "общенергетическая система страны" и "топливно-энергетический комплекс". Несмотря на смысловую равнозначность этих понятий, к настоящему времени лишь последний из этих терминов прочно укоренился и используется даже в государственных документах [1].

Предприятия топливно-энергетического комплекса (ТЭК) осуществляют добычу, транспортировку, переработку и потребление первичных энергетических ресурсов и выработку тепловой и электрической энергии. Масштабы ТЭК во многом определяют уровень развития экономики страны, структуру промышленного производства и его энерговооруженность. ТЭК бывшего СССР являлся одним из крупнейших в мире. В нем добывалось около 20% всех мировых топливно-энергетических ресурсов. Примерно $\frac{1}{3}$ всех производственных фондов промышленности страны была сосредоточена в ТЭК. На его развитие ежегодно выделялось примерно 40% всех капиталовложений в промышленность [2].

По технологическому признаку ТЭК разделяется на следующие пять систем: углеснабжающая, нефтеснабжающая, газоснабжающая, ядерно-энергетическая, электро- и теплоснабжающая.

Взаимодействие этих систем опосредовано экономическими и физико-техническими связями (железнодорожными, трубопроводными, электросетевыми). По территориальному признаку ТЭК страны делится на три иерархических уровня — государственный, региональный и районный.

Углеснабжающая система России занимает одно из первых мест в мире по добыче угля. Наиболее крупные бассейны — Канско-Ачинский и Кузнецкий — расположены в азиатском регионе страны на значительном удалении от промышленных зон европейской части, что затрудняет рациональное использование этих источников энергоресурсов.

Нефтеснабжающая система России объединяет нефтепромыслы, магистральные трубопроводы и насосные станции для перекачки нефти к местам ее переработки, а также включает нефтеперерабатывающие заводы, хранилища нефтепродуктов.

Газоснабжающая система России занимает второе место в мире после США по объему добычи. В настоящее время эксплуатируется около 100 месторождений природного газа, крупнейшие из которых расположены в Западной Сибири. Система включает в себя около 100 магистральных газопроводов, по которым, в частности, экспортируется газ в ряд европейских стран.

Ядерно-энергетическая система состоит из предприятий по добыче и переработке ядерного топлива, установок по его использованию в народном хозяйстве (в частности, ядерные энергетические реакторы), заводов по восстановлению отработанного горючего и уничтожению отходов.

Электро- и теплоснабжающая система включает в себя все установки, обеспечивающие потребителей электрической и тепловой энергией. Основная часть этой системы, осуществляющая централизованное электро- и теплоснабжение, получила название *энергетической системы* или *энергосистемы*. В соответствии с принятым на сегодня определением [3] *энергосистема* — это "совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом".

Таким образом, элементами энергосистемы являются установленные на электростанциях котлы, турбины, бойлеры и генераторы, а также линии передачи электрической и тепловой энергии, трансформаторы, выпрямительные установки, электродвигатели, электротехнологические установки, осветительные и нагревательные приборы и т.п. Сово-

купность электрического оборудования объектов энергосистемы представляет собой ее электрическую часть. Находящееся в данный момент в работе электрооборудование энергосистемы и приемников электрической энергии, объединенное общим режимом и рассматриваемое как единое целое в отношении протекающих в нем физических процессов, называется *электроэнергетической системой*.

Энергетическая система России имеет четко выраженную иерархическую структуру, верхним уровнем которой является Единая энергосистема (ЕЭС), средним — объединенные энергосистемы (ОЭС), нижним — районные энергосистемы (РЭС). В соответствии с этой структурой организована и система оперативно-диспетчерского управления. Уровню ЕЭС отвечает Центральное диспетчерское управление (ЦДУ), каждая из ОЭС имеет Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) и, наконец, РЭС управляется персоналом Центрального диспетчерского пункта (ЦДП) энергосистемы [4, 5].

В СССР насчитывалась 101 районная энергосистема, из которых в состав ЕЭС России сейчас входят 71. Изолированно работают Камчатская, Магаданская, Сахалинская и Якутская энергосистемы [5]. Из 6 объединенных энергосистем 5 входят в состав ЕЭС России (ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Урала, Северного Кавказа, Сибири). ОЭС Востока сегодня работает автономно. Ее присоединение к ЕЭС России намечается на конец девяностых годов.

ЕЭС России охватывает территорию площадью около 8 млн. км², на которой проживает примерно 130 млн. человек. Она имеет электрические связи с энергосистемами стран СНГ, европейских стран, а также с Монголией.

В 1995 г. электростанциями России было выработано 845 млрд. кВт·ч электроэнергии, а их установленная мощность достигла 215 млн. кВт. Основная часть электроэнергии произведена на тепловых электростанциях (68,1%). Гидравлические электростанции дают в настоящее время 20,5% электроэнергии, а атомные — 11,4%.

ЕЭС является высшей формой организации энергохозяйства страны. В отличие от других подсистем ТЭК ЕЭС характеризуется следующими особенностями [6]:

- тесное взаимодействие в едином производственном процессе большого количества энергетических объектов, расположенных на громадной территории;

- строгое соответствие выработки и потребления электроэнергии в каждый момент времени, отсутствие ее крупномасштабных накопителей;

- резкая неравномерность производственного процесса, обусловлен-

ная суточными, сезонными и территориальными изменениями потребления электрической и тепловой энергии.

Эти особенности определяют ряд специфических требований к проектированию и эксплуатации таких объединений. В общем плане система должна строиться и функционировать таким образом, чтобы при заданном полезном отпуске электроэнергии потребителям удовлетворялись критерии экономической эффективности, надежности электроснабжения и качества отдаваемой потребителям электроэнергии. Обеспечение этих требований связано с наличием достаточных резервов мощности и топлива (или воды) на электростанциях. Кроме того, в структуре генерирующих мощностей должны быть предусмотрены в необходимом размере маневренные мощности, позволяющие обеспечить покрытие переменной части графика нагрузки системы.

Что же касается передающей части системы, то структура, конфигурация и параметры электрических сетей разных номинальных напряжений (см. § 1.3) должны обладать достаточной для обеспечения устойчивой работы системы пропускной способностью. В особенности это требование относится к системообразующим сетям высших номинальных напряжений (500, 750 и 1150 кВ). Наконец, для обеспечения живучести и предотвращения тяжелых аварийных ситуаций система должна оснащаться комплексом средств релейной защиты и противоаварийной автоматики. Развитие этого комплекса, равно как и частичная автоматизация оперативно-диспетчерского управления режимами, является сегодня одной из важных задач, решаемых проектными, исследовательскими и эксплуатирующими организациями электроэнергетического профиля.

§ 1.2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторного оборудования подстанций, их распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории. Таким образом, электрическая сеть как элемент электроэнергетической системы обеспечивает возможность выдачи мощности электростанций, ее передачу на расстояние, преобразование параметров электроэнергии (напряжения, тока) на подстанциях и ее распределение по некоторой территории вплоть до непосредственных электроприемников. Конструктивное выполнение воздушных и кабельных линий электропередачи переменного тока будет рассмотрено в следующих двух главах.

Электрические сети современных энергосистем характеризуются *многоступенчатостью*, т.е. большим числом трансформаций на пути от источников электроэнергии к ее потребителям. Топологическая структура отдельных звеньев этой многоступенчатой сети достаточно сложна, она насчитывает десятки, а подчас и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров. Наряду со *сложностью конфигурации* характерной особенностью электрических сетей является их *линогорежимность*. Под этим понимается не только разнообразие загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе при нормальном функционировании системы, вызываемое естественным изменением во времени нагрузки потребителей, но и обилие режимов, возникающих при выводе различных элементов сети в плановый ремонт и при их аварийных отключениях.

В связи с этим электрическая сеть должна проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы была обеспечена ее работоспособность во всех возможных режимах — нормальных, ремонтных и послеаварийных. Это требование, в свою очередь, означает, что в перечисленных установившихся режимах параметры ветвей сети (токи, мощности) не должны превышать допустимых по тем или иным условиям значений, а параметры узлов (напряжения) должны лежать в допустимых пределах, обеспечивающих нормальную работу изоляции электрооборудования и экономичную работу электроприемников.

Наличие технических ограничений параметров режима электрических сетей вызывает необходимость их контроля в процессе эксплуатации и выбора адекватных средств регулирования режима на этапе проектирования (см. гл. 9). Кроме того, при эксплуатации и при проектировании эти ограничения выступают в качестве составной части математической модели электрической сети, служащей для оценки ее работоспособности, выбора ее конфигурации и т.п.

Математическое описание установившегося режима электроэнергетической системы в целом и ее электрической сети в частности представляет собой систему нелинейных алгебраических уравнений (см. гл. 8), для решения которой используются итерационные методы. Количество уравнений в этой системе даже для сети небольшой сложности таково, что получение решения "вручную" практически невозможно, в связи с чем расчеты режимов таких сетей ориентированы на использование ЭВМ.

Уравнения установившихся режимов формируются на основе так называемой "расчетной схемы", состоящей из схем замещения отдельных элементов сети. Представление элементов сети в расчетных схемах, определение их параметров рассматриваются далее в гл. 4 и 5. При подготовке расчетной схемы в ряде случаев используют упрощающие

преобразования, позволяющие сократить размерность решаемой задачи и свести схему к одной из простейших конфигураций (радиальной, радиально-магистральной или кольцевой) с единственным источником питания. При этом появляется возможность использования упрощенных методов расчета режима, рассматриваемых в гл. 6.

Простейшим прототипом сложной электроэнергетической системы выступает сеть с двумя источниками питания. Знание режимных свойств такой сети и инструментов качественного анализа ее режимов, чему посвящена гл. 7, является тем мостиком, который ведет к пониманию свойств и более сложных сетей, современные методы расчета которых описаны в гл. 8.

Наряду с обеспечением работоспособности, надежности функционирования и качества поставляемой потребителям электроэнергии электрическая сеть должна удовлетворять критериям экономической эффективности. При проектировании таким критерием на сегодня выступает минимум приведенных затрат (см. гл. 10), а при эксплуатации — минимум расхода энергоресурсов на выработку электроэнергии. Это означает, что при разработке вариантов развития существующей сети на перспективу выбор параметров элементов новой части сети необходимо осуществлять в соответствии с указанным критерием и с учетом технических ограничений, о которых шла речь выше. Этим вопросам посвящена гл. 11. Вопросы оптимизации режимов работы электроэнергетических систем выходят за рамки данного учебника.

§ 1.3. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Все электроприемники, генераторы, трансформаторы и прочие элементы электроэнергетических систем проектируются для работы в длительном нормальном режиме при определенном напряжении, при котором эти элементы обладают наиболее целесообразными технико-экономическими показателями. Эти напряжения называются *номинальными*, и их значения всегда устанавливаются Государственным стандартом. В настоящее время для электрических сетей стандартизованы 4 напряжения менее 1000 В (40, 220, 380 и 660 В) и 12 напряжений выше 1000 В (3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ). Все перечисленные цифры соответствуют линейным (междуфазным) значениям напряжений трехфазной системы переменного тока.

Как уже упоминалось, сети современных энергосистем характеризуются весьма сложной структурой и конфигурацией. В этих условиях невозможно классифицировать их по какому-либо одному признаку,

который мог бы считаться определяющим. Однако ряд признаков в той или иной мере связан со значением номинального напряжения сети ($U_{\text{ном}}$). К числу таких признаков можно условно отнести охват территории, назначение сети и частично характер ее потребителей. В табл. 1.1 приводятся элементы классификации по указанным выше признакам.

Таблица 1.1. Классификация электрических сетей по признакам, связанным с номинальным напряжением

Признак	Номинальные напряжения, кВ				
	< 1	3 - 35	110 - 220	330 - 750	1150
Значение номинального напряжения	НН	СН	ВН	СВН	УВН
Охват территории	Местные		Районные	Региональные	
Назначение	Распределительные			Системообразующие	
Характер потребителей	Городские, промышленные, сельскохозяйственные			—	

Примечание. Сети напряжением до 1000 В называются *сетями низкого напряжения* (НН). Сети напряжением выше 1000 В, в свою очередь, делятся на сети *среднего* (СН), *высокого* (ВН), *сверхвысокого* (СВН) и *ультравысокого* (УВН) напряжения.

По размерам территории, охватываемой сетью, могут быть выделены так называемые *местные* ($U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ), *районные* (110 — 220 кВ) и *региональные* сети ($U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ). Линии электропередачи СВН, являющиеся основой последней категории сетей, служат как для связи отдельных районов и относительно небольших энергосистем в региональных ОЭС, так и для связи между собой крупных объединений.

По назначению различают *системообразующие* и *распределительные* сети. Первые осуществляют функции формирования районных энергосистем путем объединения их электростанций на параллельную работу, а также объединение РЭС и ОЭС между собой. Кроме того, они осуществляют передачу электроэнергии к системным подстанциям, выполняющим роль источников питания распределительных сетей. "Распределительной" линией считается линия, питающая ряд транс-

форматорных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей. Такие линии и являются основой распределительной сети. Распределительные линии в принципе могут быть выделены в сетях различных номинальных напряжений. В связи с этим не следует отождествлять понятия местных и распределительных сетей, как это делалось ранее. В настоящее время по мере развития сетей СВН верхняя граница этого диапазона в ряде ОЭС сдвинулась в сторону более высоких напряжений и современные сети 110–220 и даже 330 кВ постепенно приобретают характер распределительных. Так, по мере наложения вновь создаваемой сети 750 кВ на сеть 330 кВ в тех районах, где ранее последняя выполняла функции системообразующей, сети 330 кВ постепенно переходят в разряд распределительных. В будущем аналогичный процесс будет наблюдаться в тех частях ЕЭС России, где линии напряжением 1150 кВ возьмут на себя роль основных связей между ОЭС, в которых сейчас основными являются сети 500 кВ.

Наконец, местные и распределительные сети, согласно табл. 1.1, могут различаться по **характеру подключаемых к ним потребителей**. При этом определенную специфику имеют сети, осуществляющие электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельскохозяйственных районов и называемые соответственно *промышленными, городскими и сельскими*. Так, сельские электрические сети характеризуются значительной протяженностью. Они охватывают территории со сравнительно невысокой плотностью нагрузки, годовое число часов использования максимума которой также относительно невелико. Напротив, чисто промышленные сети, будучи относительно короткими, снабжают территории с большой плотностью нагрузки, причем, как правило, графики нагрузки (см. гл. 5) промышленных предприятий характеризуются высокой степенью заполненности. В какой-то степени промежуточное положение занимают в этом плане городские сети. Сочетание коммунально-бытовых и промышленных потребителей на городских территориях обуславливает значительную неравномерность графиков нагрузок узлов городской сети. Эта неравномерность в ряде случаев (когда основными источниками питания города являются ТЭЦ, работающие по тепловому графику) вызывает необходимость привлечения дополнительных маневренных мощностей, позволяющих системе своевременно и быстро реагировать на резкие спады и подъемы нагрузки.

Помимо признаков, косвенно связанных со значением номинального напряжения сети, существуют и другие. Так, например, классифицируют сети по роду тока, по конфигурации, по отношению к помещению и по конструктивному выполнению.

В соответствии с родом тока различают сети *переменного и пост-*

янного тока. О первой группе речь шла выше. В дополнение следует упомянуть, что в России сети трехфазного переменного тока напряжением 1100 кВ и выше выполняются с глухим заземлением нейтрали, а сети более низких напряжений — с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Сети постоянного тока используются для обеспечения некоторых электротехнологических процессов в промышленности, например в электролизных цехах алюминиевых заводов. На постоянном токе осуществляется электропривод ряда механизмов и частично электрификация транспорта. Протяженные электропередачи постоянного тока используются чаще всего в качестве межсистемных связей.

С точки зрения **конфигурации** различают *разомкнутые и замкнутые сети*. К разомкнутым относятся сети, образованные радиальными или радиально-магистральными линиями, осуществляющие электроснабжение потребителей от одного источника питания, причем каждый потребитель получает питание с одного направления. К числу замкнутых относятся сети, которые обеспечивают питание потребителей не менее чем с двух сторон. Наиболее простой формой замкнутой сети является одноконтурная (кольцевая) сеть. Питающие сети, как правило, являются сложнзамкнутыми, т.е. имеют большое число контуров.

По отношению к помещению иногда различают *внутренние и наружные сети*. И наконец, по **конструктивному выполнению** сети делятся на *внутренние проводки* (до 1000 В), *кабельные* (до 500 кВ) и *воздушные* (до 750 — 1150 кВ) *сети*. Сети внутри промышленных предприятий иногда частично выполняются закрытыми комплектными *токопроводами*, прокладываемыми вдоль колонн и стен цехов на высоте, допустимой по условиям производства. Кабельные сети 6–20 кВ в настоящее время являются основой городских и промышленных распределительных сетей. Воздушные сети характерны для электроснабжения сельских потребителей, а также для районных и системообразующих сетей. Конструктивные элементы воздушных и кабельных сетей рассматриваются в следующих двух главах.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 1

К § 1.1. 1. Какие системы входят в топливно-энергетический комплекс? 2. Какие элементы входят в состав энергетической системы? 3. Чем отличаются понятия "электроэнергетическая система" и "энергетическая система"? 4. Какова иерархическая структура энергетической системы России? 5. Каковы особенности Единой энергосистемы по сравнению с другими системами ТЭК?

К § 1.2. 1. Какие электроустановки входят в состав электрической сети? 2. Каковы особенности сетей современных энергосистем? 3. Каким требованиям должна удовлетворять электрическая сеть?

К § 1.3. 1. Каковы номинальные напряжения электрических сетей трехфазного переменного тока? 2. Как различаются электрические сети по значению номинального напряжения? 3. Какова классификация электрических сетей по размерам территории, по назначению, по характеру потребителей, по роду тока, по конфигурации, по отношению к помещению, по конструктивному выполнению?

ГЛАВА 2

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСЛОВИЯХ РАБОТЫ И КОНСТРУКТИВНОМ ВЫПОЛНЕНИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

§ 2.1. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Воздушными линиями электрических сетей называются линии электропередачи, расположенные на открытом воздухе (рис. 2.1). Основными элементами воздушных линий являются: 1 — провода, 2 — изоляторы, 3 — опора, 4 — грозозащитные тросы, 5 — траверсы, 6 — тросостойки, 7 — фундаменты. Назначение проводов и изоляторов очевидно. Опоры должны поддерживать провода на определенном расстоянии от земли, от пересекаемых линий водных поверхностей, инженерных сооружений [шосейные и железные дороги, газопроводы, линии электропередачи и т.п.; см. § 12.11.6] и др. Воздушные линии 110 (35) кВ и более высоких напряжений на металлических и железобетонных опорах и часть линий на деревянных опорах сооружаются с грозозащитными тросами, предназначенными для защиты проводов от непосредственных разрядов в них молний.

Конструктивная часть воздушной линии (ВЛ) в целом характеризуется номинальным напряжением, длинами промежуточного и анкерного пролетов, типами примененных для ее сооружения опор, марками проводов и грозозащитных тросов.

Длиной промежуточного пролета линии (пролетом линии) называется измеренное по горизонтали расстояние между соседними опорами. Анкерным пролетом называется участок линии, ограниченный двумя опорами анкерного типа (см. ниже). Расстояние от низшей точки провода или троса до прямой, соединяющей соответствующие

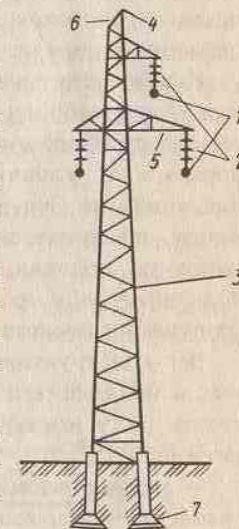


Рис. 2.1. Основные элементы воздушных линий электропередачи

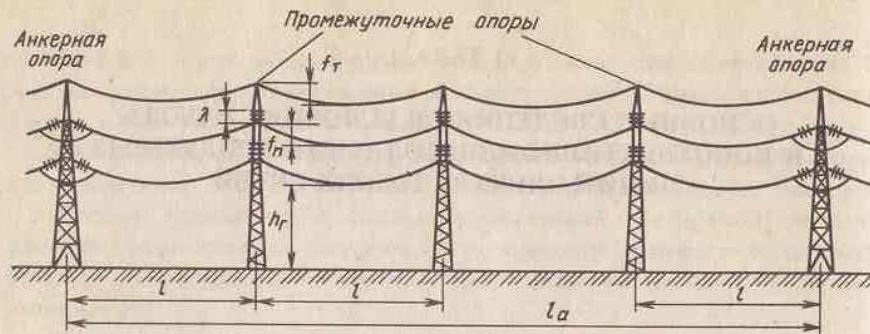


Рис. 2.2. Анкерный пролет и основные конструктивные характеристики воздушной линии

точки подвеса, называется *стрелой провеса* провода или троса. На рис. 2.2 показаны основные конструктивные характеристики воздушной линии: l — длина промежуточного пролета, l_a — длина анкерного пролета, f_r — стрела провеса грозозащитных тросов, f_n — стрела провеса проводов, h_r — габаритное (наименьшее) расстояние от проводов до земли, λ — длина гирлянды изоляторов.

Наименьшие расстояния от нижней точки проводов до земли, воды или каких-либо пересекаемых линией объектов (полотно шоссе, провода электрифицированной железной дороги и т.д.) устанавливаются нормами по условиям безопасного передвижения людей и транспорта под линиями. Эти расстояния (6–8 м) зависят от номинального напряжения электропередачи, от характеристики местности по ее населенности, по признаку интенсивности перемещения людей и транспорта под линией, а в пролетах пересечений — от типа пересекаемого линией сооружения (железнодорожной, шоссе, газопровода и т.п.).

Все конструктивные элементы воздушных линий работают в сложных и меняющихся в широких пределах условиях и должны противостоять ряду механических воздействий, основными из которых являются [59]:

- механические силы веса всех частей воздушных линий, веса гололедно-изморозевых отложений на проводах, тросах и опорах;
- давление ветра на провода, тросы и опоры;
- тяжения по проводам и тросам.

Воздушные линии электропередачи сооружаются и эксплуатируются в самых разнообразных климатических и географических условиях, в регионах с различными высшими и низшими температурами воздуха, его влажности и состава взвешенных в нем природных и производ-

ственных химических соединений [7, 56, 59]. В связи с этим воздушные линии должны сооружаться с учетом воздействий:

- многолетних и сезонных изменений температуры воздуха;
- химического и электрохимического воздействия кислорода воздуха, влаги и находящихся во взвешенном состоянии химических элементов, солей, кислот и щелочей.

Наконец, воздушные линии сооружаются как в ненаселенной или малонаселенной местности, так и в городах, поселках, на территориях промышленных предприятий.

В связи с указанными выше и иными условиями может изменяться конструктивное выполнение линий, о чем кратко сказано в следующих параграфах.

§ 2.2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ РАБОТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ И ТРЕБОВАНИЙ К ИХ КОНСТРУКЦИЯМ

Массы проводов, изоляторов, грозозащитных тросов, арматуры и опор весьма значительны и зависят от марок проводов и тросов, номинального напряжения линии, длин пролетов, конструкции и материалов опор. Обусловленные данной массой конструктивных элементов силы, действующие на одну опору, могут быть от нескольких тысяч до сотен тысяч ньютонов (Н). Естественно, что действие сил веса всегда направлено вертикально вниз.

Если происходит обрыв проводов или грозозащитных тросов, то вес и натяжение оставшихся необорванными проводов и тросов обуславливают горизонтальные тяжения по проводам и тросам, направленные вдоль линии (рис. 2.3). Эти силы также велики и в расчете на одну фазу могут составлять от сотен до десятков тысяч ньютонов. На рис. 2.3

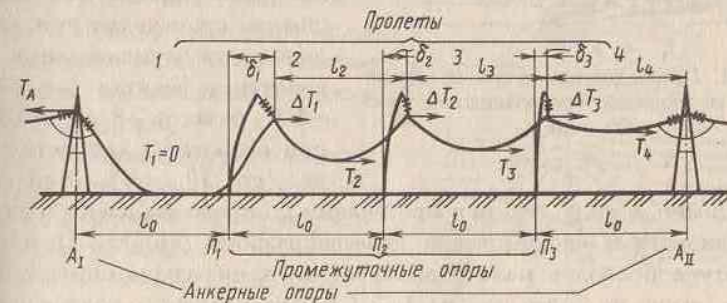


Рис. 2.3. Анкерный пролет воздушной линии с гибкими опорами при обрыве проводов в одном из промежуточных пролетов

показано, как распределяются тяжения по проводам при их обрыве в одном из пролетов воздушной линии. Здесь $T_1 = 0 < T_2 < T_3 < T_4$ — тяжения по проводам соответственно в 1, 2, 3 и 4-м промежуточных пролетах; $\Delta T_1 > \Delta T_2 > \Delta T_3$ — разности тяжений по проводам, действующие на промежуточные опоры и вызывающие соответственно отклонения точек подвеса проводов $\delta_1 > \delta_2 > \delta_3$ [54, 56, 59].

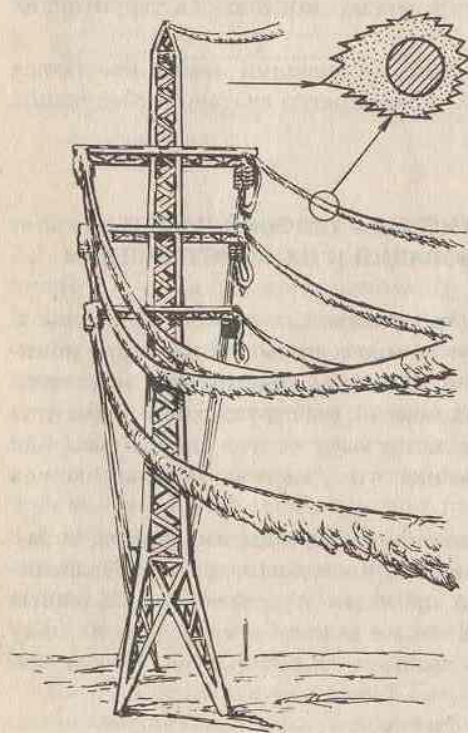


Рис. 2.4. Гололедно-изморозевые образования на проводах, грозозащитном тросе и опоре воздушной линии

При перемещениях теплого воздуха и при его соприкосновении над поверхностью земли с холодным воздухом в пограничном слое этих двух масс воздуха создаются условия существования переохлажденных паров воды. При соприкосновении паров воды с частями конструкций линии электропередачи, температура которых (как и холодного воздуха) несколько ниже нуля, происходит образование той или иной формы ледяного покрова на проводах, тросах и опорах; аналогично и мокрый снег также образует при указанных условиях смерзшуюся массу на конструктивных частях линии, как это показано на рис. 2.4. Это явление, называемое *гололедообразованием* (или просто *гололедом*), обычно происходит при незначительных отрицательных температурах воздуха (от -3 до -5°C , реже от -8 до -10°C) и при небольших скоростях ветра (до 10 м/с). При этом

следует иметь в виду, что при протекании по проводам электрического тока, близкого к экономически целесообразному (см. гл. 11 и [61]), температура проводов мало отличается от температуры окружающего воздуха (выше не более чем на $1-3^\circ\text{C}$). Интенсивность гололедообразований зависит от ряда условий, в первую очередь от насыщенности воздуха влагой и скорости наноса влажного воздуха или мокрого снега

на конструкции линий. Интенсивность гололедообразований выше вблизи больших водных поверхностей и на наветренной стороне холмов, склонов гор, а также возрастает с увеличением высоты опор и отметок местностей над уровнем моря. Специфические особенности микроклимата, рельефа и лесистости местности, застройки отдельных районов также влияют на размеры гололедных отложений. Толщина стенки гололедно-изморозевых образований наблюдается от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров, а их вес, приходящийся на одну опору, может достигать сотен или тысяч ньютонов. Большая часть этого веса приходится на вес гололеда на проводах и тросах.

Для основной части территории России достаточно часто наблюдаемые и учитываемые при проектировании толщины стенки гололеда (с объемной массой 900 кг/м^3) составляют $5-20$ мм. Вместе с тем в настоящее время сформировались научно-технические положения учета редких, но значительно более интенсивных гололедообразований, при которых используется предельная прочность конструктивных элементов линий [3, 7, 54, 56, 59].

Кинетическая энергия ветра — движущихся масс воздуха, встречающих на своем пути воздушные линии, — воспринимается всеми конструктивными частями линий. Обычно принимается, что давление ветра на провода, тросы и опоры направлено параллельно поверхности земли. Размеры этих сил, приходящихся на одну опору, достигают сотен тысяч ньютонов. Наибольшие скорости ветра, учитываемые при типовом проектировании воздушных линий, составляют обычно $25-35$ м/с. В некоторых случаях необходимо учитывать редкие исключительные скорости ветра, при которых используется предельная нагрузочная способность всех конструктивных элементов линий.

Описанные выше гололедно-изморозевые отложения увеличивают поверхности конструкций воздушных линий, на которые оказывает давление ветер, и поэтому возрастают горизонтальные механические нагрузки.

Под действием ветра возникает вибрация проводов и тросов. Это явление возникает при равномерном движении воздуха с небольшой скоростью ($4-8$ м/с). При этом за проводом через одинаковые интервалы времени возникают вихреобразные движения воздуха пооче-

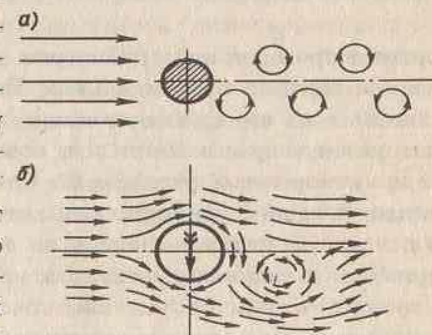


Рис. 2.5. Образование вибрации проводов воздушной линии, обдуваемых ветром

редно — ниже и выше горизонтальной оси провода или троса, как это показано на рис. 2.5, а, б. Поочередное образование вихрей приводит к периодическому повышению скоростей движения воздуха, обтекающего провод по "нижней" и "верхней" поверхностям. При совпадении или близких значениях частоты вихреобразования и собственной частоты колебаний провода или троса возникает автоколебательный процесс их вибрации. Вибрация проводов и тросов обычно характеризуется частотой в десятки герц при амплитудах от единиц до десятков миллиметров. Вибрация вызывает многократные перегибы проволок проводов и тросов, что приводит к появлению в них знакопеременных напряжений изгиба (дополнительных к напряжениям от тяжений по проводам и тросам). Наибольшие напряжения такого рода появляются в местах закреплений проводов и тросов в специальных зажимах креплений к изоляторам или к деталям опор (см. § 2.5). Следствием этого являются изломы отдельных проволок и возможности последующих аварийных обрывов проводов и грозозащитных тросов [7, 52, 54, 50].

Кроме указанного под действием ветра может возникать так называемая *пляска проводов и тросов*. Это явление образуется, как правило, при значительных скоростях ветра (15–30 м/с) и в большинстве случаев при проводах, покрытых гололедом (однако в некоторых случаях пляска проводов наблюдается и при отсутствии гололеда).



Рис. 2.6. Пляска проводов воздушной линии.

Явление пляски проводов характеризуется относительно малой частотой (единицы герц) и большой амплитудой колебаний, достигающей до полной величины стрелы провеса проводов или тросов (рис. 2.6). Колебания происходят в плоскостях, близких к вертикальным. Появление пляски проводов и тросов связано с их аэродинамическими свойствами при ветре, направленном под углом к трассе линии и к поверхности земли, а также при гололедно-изморозевых отложениях. Пляска проводов и тросов приводит к весьма большим динамическим воздействиям на узлы креплений проводов и изоляторов к опорам, на изоляторы и конструкции опор, что приводит к поломкам, разрывам креплений проводов и деталей опор. Наиболее частым последствием такой "пляски" является отключение линий из-за коротких замыканий при взаимных касаниях или схлестываниях проводов и тросов [7, 52, 56].

Изменения температуры воздуха приводят к удлинению или сокращению проводов, тросов и деталей опор, что вызывает дополни-

тельные механические напряжения в их материалах. Поэтому температура окружающего воздуха должна учитываться при оценке условий работы линий. Для основной части территории России при проектировании линий учитывается диапазон суточных и сезонных изменений температуры воздуха в пределах $\pm 40^\circ\text{C}$ [3, 52, 56, 59].

Влага и химические реагенты, находящиеся в воздухе и в почве, также воздействуют на конструктивные элементы линий. Влага вызывает окисление этих элементов, а также способствует гниению деревянных опор. Химические соли, кислоты, щелочи промышленного или природного происхождения, оседая на частях воздушных линий, вызывают химическую или электрохимическую коррозию.

При анализе требований к конструкциям воздушных линий необходимо иметь в виду, что основное назначение любой линии электрической сети заключается в экономически целесообразной передаче электроэнергии. Выполнение такого требования обеспечивается применением проводов из металлов с хорошей электрической проводимостью и вместе с тем приемлемых по своей стоимости для массового применения. Материалы, из которых сооружаются опоры воздушных линий, также должны быть экономически целесообразными с учетом конкретных условий того района, где сооружается линия (например, наличие лесоразработки, обеспеченность хорошими дорогами, населенность местности и др.) [6, 9, 60, 61].

Как отмечалось выше, при сооружении линий всех номинальных напряжений должно выдерживаться определенное габаритное расстояние от нижней точки проводов до поверхности земли или пересекаемых линией технических объектов (h_r на рис. 2.2). Для линий 35–500 кВ это расстояние определяется опасностью перекрытия воздушного промежутка между проводами и наиболее высокими точками транспортных средств, транспортируемых грузов, инженерных сооружений и т.п. Вместе с тем при напряжениях 750 кВ и выше существенной становится и опасность высоких напряженностей электромагнитных полей для человека, флоры и фауны по трассе линии. Безопасной для человеческого организма считается напряженность электрического поля до 5 кВ/м, напряженности в 15–20 кВ/м и более относятся к недопустимым, пограничными — напряженности 8–9 кВ/м. Снижение напряженности электрического поля на уровне поверхности земли до безопасных значений может достигаться путем повышения высоты подвески проводов или путем специальных схем расположения проводов фаз линий. В первом варианте повышение подвески проводов достигается большей высотой опор. Так, для того чтобы напряженность электрического поля на уровне земли линий 750 кВ составляла 15 кВ/м, необходима высота подвески проводов на опорах 25–30 м.

Это примерно на 5 м выше высоты подвески проводов при сооружении линии 750 кВ по принципам, применяемым для линий 110—220 кВ. Снижение напряженности электрического поля воздушной линии достигается применением такой схемы расположения проводов, при которой частично компенсируются электромагнитные поля трех фаз линии (см. § 2.6). Это требует применения особых конструкций опор, количества и расположения проводов фаз (см. гл. 4).

В современных и тем более перспективных условиях должны предъявляться специальные требования к выполнению воздушных линий, располагающихся в пригородных зонах, и в тех случаях, когда оказывается неизбежным прохождение воздушной линии непосредственно по территории городов и иных населенных пунктов* [6]. Эти специфические требования заключаются, во-первых, в минимальной площади пригородной или городской территории, которую приходится отчуждать от хозяйственного использования при сооружении и эксплуатации воздушных линий, и, во-вторых, в технико-эстетических требованиях к выполнению опор линий. Первое из указанных требований удовлетворяется при применении одностоечных металлических или железобетонных опор, при подвеске проводов двух линий (в отдельных случаях — большего количества линий) на одних и тех же опорах или при специальном расположении и закреплении проводов на опорах, обеспечивающем наименьшую ширину опоры (см. § 2.6).

Возможность удовлетворения технико-эстетических требований к выполнению воздушных линий на территориях городов, населенных пунктов и пригородных зон достигается в первую очередь окраской опор в специально подобранные цвета и их сочетания. С данных позиций также предпочтительны опоры с узкой базовой частью. При сооружении воздушных линий, проходящих в непосредственной близости к историческим, архитектурным памятникам, в зонах массового отдыха, туризма и т.п., следует осуществлять расстановку и окраску опор, не нарушающую пейзажи, эстетику архитектурных комплексов и т.п.

При сооружении воздушных линий во многих случаях неизбежно их прохождение в зонах интенсивного земледелия**. Естественно, что конструкции опор воздушных линий занимают некоторую площадь, на

*Прогрессивной тенденцией является отказ от сооружения воздушных линий на территории городов и сооружение здесь только кабельных линий (см. гл. 3).

**По площадям, занимаемым некоторыми особо ценными сельскохозяйственными культурами (виноградники, фруктовые сады и т.п.), прохождение воздушных линий, как правило, не разрешается.

которой невозможны обработка почвы, посевы, сбор урожая; так, например, каждая промежуточная опора на растяжках линии 220—500 кВ занимает до 250—350 м² (см. рис. 2.22, 2.31). Данная площадь изымается из полезного использования, чем причиняются убытки сельскохозяйственному производству. Дополнительные убытки также связаны с тем, что сорняки и насекомые-вредители беспрепятственно развиваются на этих площадях, чем снижается урожайность посевов на прилегающих участках. Таким образом, в зонах современного сельскохозяйственного производства должны предъявляться обоснованные требования снижения площадок, занимаемых опорами, а также специального выбора трасс воздушных линий.

Из приведенного краткого обзора условий работы воздушных линий электропередачи следует, что материалы и конструкции этих линий должны отвечать группе следующих требований:

- 1) материалы проводов должны обладать хорошей электрической проводимостью;
- 2) выполняться из материалов, экономически приемлемых для сооружений массового типа;
- 3) обладать достаточно высокой механической прочностью;
- 4) обладать стойкостью по отношению к коррозии и химическим воздействиям;
- 5) воздушные линии должны быть экологически безопасны для человека и окружающей их флоры и фауны;
- 6) линии, сооружаемые в пригородных зонах или на территориях населенных пунктов, а также опоры линий, проходящих по площадям сельскохозяйственных угодий, должны осуществляться с минимально возможным отчуждением территории;
- 7) опоры линий в пригородных зонах и в населенных пунктах должны соответствовать современным требованиям технической эстетики.

§ 2.3. ПРОВОДА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Провода воздушных линий в основном изготавливаются из алюминия и его сплавов и реже из меди и ее сплавов. В отдельных случаях оказывается необходимым применение стальных проводов (см. ниже). Алюминий, медь и их сплавы применяются в виде холоднотянутой проволоки, обладающей достаточной механической прочностью [9, 54, 56].

Холоднотянутая алюминиевая проволока имеет удельное активное сопротивление 29,5—31,5 Ом·мм²/км; ее предельное сопротивление на

разрыв относительно мало: 150–160 МПа. Алюминиевые проволоки имеют низкий предел напряжения усталости и потому подвержены изломам при вибрации проводов. Стойкость алюминиевых проводов к химическому воздействию высока благодаря прочной пленке окиси алюминия, покрывающей проволоку. В сталеалюминиевых проводах (см. ниже) развивается электрохимическая коррозия алюминия в присутствии стали, если в воздухе содержатся соединения хлора. Поэтому на воздушных линиях, проходящих вблизи морей, океанов, химических производств, где в воздухе имеются химические соединения хлора, не рекомендуется применение проводов с алюминиевой токоведущей частью.

Вместе с тем в настоящее время алюминий является основным экономически целесообразным металлом для изготовления проводов в целом или их токоведущих частей. Получили применение сплавы алюминия с железом, магнием и кремнием (доли процента).

Холоднотянутая медная проволока имеет удельное активное сопротивление 17,8–18,5 Ом·мм²/км и предельное сопротивление на разрыв 350–360 МПа. Медь не ломка и не хрупка. Поверхностная пленка окиси меди обладает высокой механической и химической прочностью и достаточно надежно защищает провод от дальнейших коррозионных и химических воздействий. Таким образом, по ряду показателей медь является очень хорошим материалом для изготовления проводов. Однако в ряде стран, в том числе и в России, медь дефицитна, и поэтому медные провода применяются лишь в тех случаях, когда по тем или иным показателям невозможно применение алюминиевых или сталеалюминиевых проводов. Для изготовления проводов из сплавов меди применяется бронза, обладающая высокой механической прочностью.

В предшествующий период на воздушных линиях 380 В — 10 кВ применялись *стальные провода*. В настоящее время такие провода не применяются, так как они обладают существенно большими активными сопротивлениями (сравнительно с алюминиевыми и сталеалюминиевыми проводами), что приводит к столь же повышенным потерям мощности, электроэнергии и напряжения в линиях. К недостаткам стальных проводов относится и их повышенная коррозионность в природных условиях. Применение стальных проводов оправдывается на линиях 110 (35) — 330 кВ для выполнения особенно больших пролетов переходов линий через широкие водные пространства, горные долины и т.п. (от нескольких сотен метров до 3–5 км).

Сталь высокой прочности применяется для выполнения стальных сердечников сталеалюминиевых проводов, а также грозозащитных тросов линий 110–220 кВ.

По конструкциям проводов воздушных линий различаются *одно-*

проволочные и многопроволочные из одного металла, а также *многопроволочные* из двух металлов.

Однопроволочные провода (рис. 2.7, а) разрешается применять только на линиях напряжением до 1000 В. Все линии более высоких номинальных напряжений сооружаются с многопроволочными проводами. Основными преимуществами применения многопроволочных проводов являются большая надежность в эксплуатации, большая гибкость.

Многопроволочные провода из одного металла (рис. 2.7, б) свиваются из проволок одного и того же диаметра.

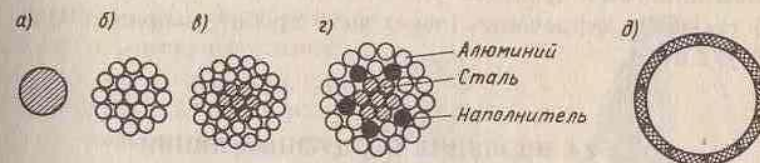


Рис. 2.7. Конструкции неизолированных проводов воздушных линий

Конструкция многопроволочных проводов из двух металлов (рис. 2.7, в) создана с целью сочетания высокой механической прочности стальных проволок сердечника с хорошей электрической проводимостью менее прочных проволок наружных повивов. Из проводов такого типа наибольшее распространение получили *сталеалюминиевые провода*, которые широко применяются в мировой практике благодаря их относительно невысокой стоимости и хорошим механическим и электропроводящим свойствам. Соотношение площадей поперечного сечения алюминиевой и стальной частей в проводах разных марок и разных областей применения обычно находится в пределах 4,0–8,0 (см. гл. 12).

На поверхности проводов линий 220 кВ и более высоких напряжений могут возникать высокие напряженности электрического поля, приводящие к непосредственному электрическому разряду "провод–воздух" (подробнее см. гл. 11). Одним из основных способов снижения напряженности поля на проводах линий является искусственное повышение диаметра провода сверх того, которое требуется для экономически целесообразной передачи электроэнергии (по площади поперечного сечения токоведущей части провода). Повышение диаметров проводов без повышения расходования проводникового материала может осуществляться применением проводов с наполнителем из диэлектрика; вариант конструкции такого провода для линии 220 кВ представлен на рис. 2.7, г. В прошлом для указанных целей

применялись специальные пустотелые провода (рис. 2.7, *д*), которые в настоящее время применяются в основном в распределительных устройствах 220 кВ и более высоких напряжений подстанций и электрических станций.

Провода воздушных линий изготавливаются со стандартными сечениями по шкале, установленной общесоюзным стандартом. Наиболее широко применяемые провода имеют поперечные сечения токоведущей части от 16 до 400 мм².

Маркируются провода по материалу токоведущей части провода и площади ее поперечного сечения в квадратных миллиметрах, а для сталеалюминиевых проводов указывается также и площадь сечения (мм²) стального сердечника (через знак дроби), например М50, А95, АС240/32 и т.п.

§ 2.4. ИЗОЛЯЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Между проводами воздушных линий, находящимися под напряжением, и конструктивными частями опор изоляция осуществляется с помощью изоляторов*. Как и прочие элементы воздушных линий, изоляторы работают в достаточно тяжелых и меняющихся в широком диапазоне механических и климатических условиях, поэтому материал и конструкция изоляторов должны удовлетворять ряду требований. Основными из этих требований помимо высоких изоляционных качеств являются необходимая механическая прочность, экономичность и стойкость к природно-климатическим условиям [6, 8, 9, 61].

Основными материалами для изготовления изоляторов воздушных линий служат фарфор и закаленное стекло. Оба эти материала обладают высокими изоляционными свойствами и достаточно хорошим сопротивлением на разрыв и сжатие; вместе с тем они имеют относительно малую прочность на поперечный изгиб. Эти качества фарфора и стекла учитываются при конструировании линейных изоляторов. Фарфоровые и стеклянные изоляторы отвечают всем условиям применения на линиях до 500 кВ включительно. Применяются они и на действующих линиях 750 кВ и 1150 кВ. Вместе с тем на линиях 500 кВ и более высоких напряжений масса отдельных гирлянд фарфоровых или стеклянных изоляторов достигает 1–2 т, что значительно осложняет их монтаж и эксплуатацию, а также составляет

*Подробнее см. учебную литературу по технике высоких напряжений, защищающую от перенапряжений, а также литературу, указанную в конце книги [52].

дополнительные весовые нагрузки на опоры. В связи с этим разработаны и начинают применяться стержневые полимерные изоляторы из эпоксидных компаундов, из кремнийорганической резины, из полиэфирных смол с минеральным наполнителем и добавкой фторопласта. Полимерные изоляторы армируются стеклопластиком для придания им необходимой механической прочности. Основными достоинствами синтетических изоляторов являются малая масса (в 7–10 раз меньше, чем фарфоровых изоляторов) и влагоотталкивающие свойства наружной поверхности. Применение данных изоляторов перспективно для линий 110 кВ и более высоких напряжений.

Линейные изоляторы до 1000

В и 10 (6) — 20 кВ обычно

изготавливаются штыревого типа.

Штыревой изолятор

до 1000 В (рис. 2.8, *а*) наворачивается на стальной штырь или крюк.

Штырь с помощью гайки закрепляется на траверсе или на головке опоры.

Крюки ввертываются в деревянные стойки

опор. На линиях выше 110–220

кВ штыревые изоляторы не применяются из-за значительной их массы

и размеров, которые усложняют изготовление самих изоляторов и

монтажно-ремонтные работы на линиях.

На линиях 35–110 кВ и выше применяются фарфоровые или стек-

лянные изоляторы подвесного типа (рис. 2.8, *б*),

из которых собираются гибкие гирлянды изоляторов (рис. 2.9). Здесь

изображены линейные гирлянды изоляторов: *а* — подвесная для опор

промежуточного типа; *б* — натяжная для опор анкерного типа (см.

§ 2.6), где 1 — провод; 2 — зажим (поддерживающий или натяжной);

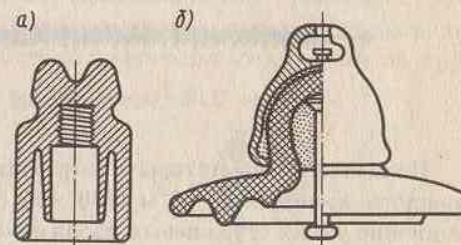


Рис. 2.8. Изоляторы воздушных линий

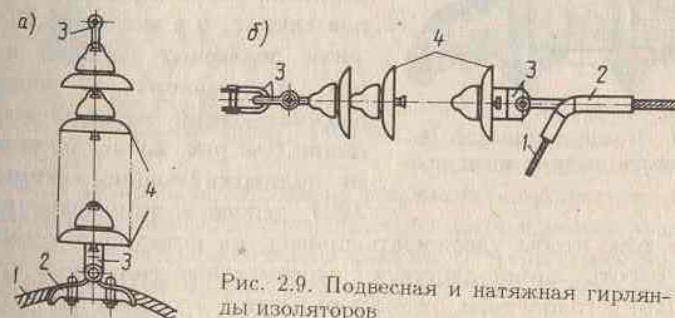


Рис. 2.9. Подвесная и натяжная гирлянды изоляторов

3 — линейная арматура (см. § 2.5); 4 — изоляторы. Количество изоляторов в гирлянде определяется тем изоляционным уровнем, который необходимо создать для линии того или иного номинального напряжения. Сборные гирлянды изоляторов удобны в монтаже и при ремонтных заменах отдельных изоляторов, поврежденных в эксплуатации. Гибкость гирлянд обеспечивает целесообразные условия работы изоляторов (на растяжение) во всех эксплуатационных режимах работы линии. При необходимости для увеличения механической прочности и надежности в эксплуатации гирлянд изоляторов применяется крепление проводов каждой фазы к двум (и более) параллельным гирляндам.



Рис. 2.10. Синтетический стержневой изолятор

Полимерные изоляторы изготавливаются стержневого типа с длиной каждого элемента 2,5–3 м (330 кВ) (рис. 2.10). Последовательное соединение таких стержневых изоляторов образует гирлянды изоляторов для линий 750–1150 кВ и перспективных более высоких напряжений.

§ 2.5. АРМАТУРА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Для крепления проводов воздушных линий к изоляторам, сцепок изоляторов и для крепления изоляторов к опорам применяются вспомогательные элементы, называемые линейной арматурой.

Линейная арматура изготавливается из стали, номенклатура ее весьма разнообразна [8, 61].

Для закрепления проводов и прикрепления их к гирляндам изоляторов служат зажимы. В нижней части подвесных гирлянд изоляторов, занимающих в нормальных режимах линий вертикальное положение (см. рис. 2.9, а), подвешиваются поддерживающие зажимы (рис. 2.11), основное назначение которых

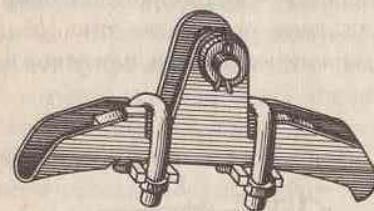


Рис. 2.11. Поддерживающий зажим с глухим креплением провода

состоит в том, чтобы удерживать провод, на который в нормальных режимах работы линий действуют вертикальные силы веса проводов (или тросов) и гололедных отложений на них, а также горизонтальные

силы давления ветра на провод. В зажиме провод укладывается в "лодочку" с корытообразным углублением и прочно закрепляется с помощью нажимных плашек и болтовых креплений.

Глухие поддерживающие зажимы прочно удерживают провода в нормальных режимах работы линии и при тяжениях вдоль линии в режимах обрыва проводов. При этом полное тяжение по проводу передается на опору. С помощью таких же зажимов крепятся тросы к тросостойкам промежуточных опор. В некоторых случаях применяются зажимы с ограниченной прочностью заделки проводов, которые в отличие от глухих зажимов не удерживают, а отпускают провод вместе с "лодочкой" при значительных тяжениях вдоль провода, например при обрыве провода. Этим опоры разгружаются от действия значительных тяжений по проводам.

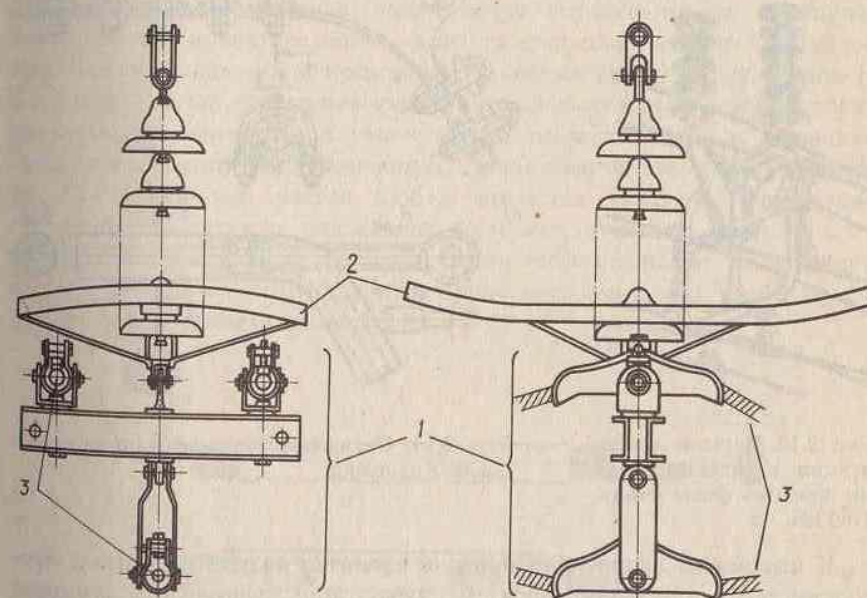


Рис. 2.12. Конструкция крепления к подвесной гирлянде изоляторов трех проводов расщепленной фазы линии 500 кВ

На рис. 2.12 показан вариант конструкции комплекса из трех поддерживающих зажимов для трех проводов расщепленной фазы линии 500 кВ, где 1 — поддерживающие зажимы, 2 — защитное кольцо, 3 — провода одной фазы; на рис. 2.13 — вариант крепления восьми проводов одной фазы линии 1150 кВ.

Натяжные зажимы применяются на анкерных опорах для крепления проводов к натяжным гирляндам изоляторов, натянутым вдоль пролета; они воспринимают полные тяжения по проводам и удерживают их во всех режимах работы линии. Провода и тросы в натяжных зажимах закрепляются с помощью болтовых креплений или опрессовыванием части зажима на проводе, а в клиновых зажимах — заклиниванием провода или троса между телом зажима и клином (под действием тяжения по проводу или тросу). На рис. 2.14, а показан натяжной (анкерный) болтовой, а на рис. 2.14, б — прессуемый зажим проводов воздушной линии.

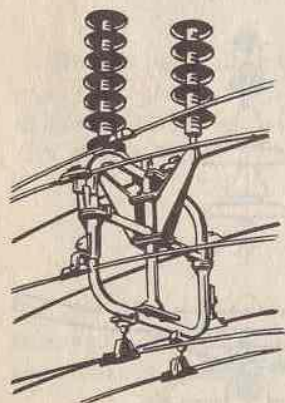


Рис. 2.13. Вариант конструкции крепления восьми проводов фазы линии 1150 кВ

К штыревым изоляторам провода крепятся вязкой из мягкой проволоки того же металла, что и сам провод, или специальным зажимом, охватывающим головку штыревого изолятора, имеющего зажим для провода.

На линиях напряжением 220 кВ и выше между зажимом и гирляндой изоляторов в ряде случаев крепятся защитные кольца, служащие для выравнивания распределения напряжения вдоль гирлянды, а также для отведения дуги от поверхности изоляторов при перекрытиях при атмосферных перенапряжениях (рис. 2.12).

Для предотвращения изломов проволок проводов при их вибрации

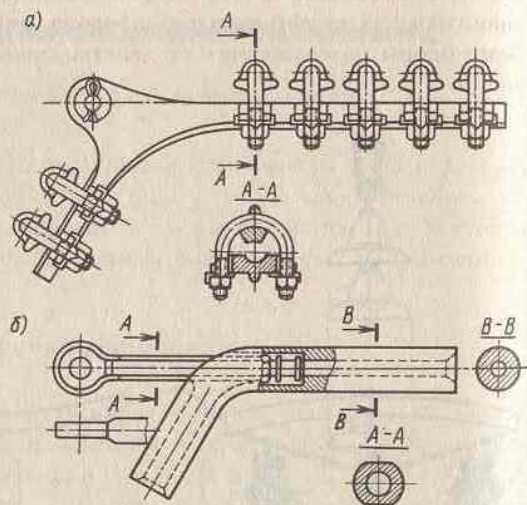


Рис. 2.14. Натяжные болтовой и прессуемый зажимы проводов

(см. § 2.2) к проводам подвешиваются гасители вибрации. На рис. 2.15 изображен наиболее распространенный в нашей стране тип гасителей вибрации, прикрепляемых к проводу на расстоянии 0,5–1 м от зажимов. Энергия вибрации провода поглощается в движении грузов и трении проволок горизонтального стального тросика гасителя, на котором укреплены эти грузы. Помимо указанного виброгасители препятствуют возникновению резонанса частоты вынужденных колебаний и собственной частоты колебаний натянутого в пролете провода.

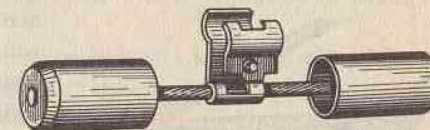


Рис. 2.15. Гаситель вибрации проводов

В тех случаях, когда на отдельных воздушных линиях часто наблюдается пляска проводов, также могут осуществляться некоторые мероприятия предотвращения или ликвидации данного явления. Применяется подвеска к проводам в пролетах специальных грузов (с массой 20–30 кг), расстраивающих автоколебательный режим пляски проводов; в некоторых случаях может подвешиваться к проводам специальная арматура, изменяющая аэродинамические свойства провода. Если причиной частой пляски проводов является образование гололедно-изморозевых отложений, то может применяться электроплавление гололеда. Для этого по линии (включенной по специальной схеме) необходимо пропускать такой ток, чтобы температура проводов была немного выше 0°C .

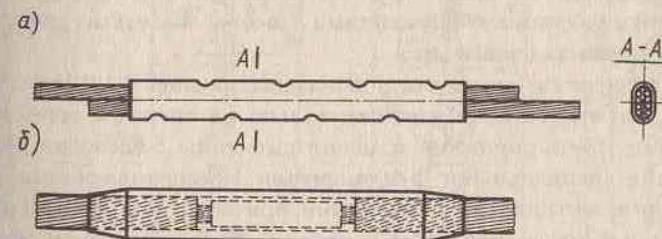


Рис. 2.16. Обжимаемый овально-трубчатый и прессуемый соединители сталеалюминиевых проводов

При монтаже и эксплуатации проводов и тросов возникает необходимость сращивать отдельные их отрезки, что выполняется с помощью соединителей. Закрепляются провода и тросы некрupных марок обжатием их в овально-трубчатых соединителях (или закручиванием проводов вместе с соединителем) (рис. 2.16, а). Провода крупных марок

сращиваются опрессованием на них соединителей (рис. 2.16, б), причем при сталеалюминиевых проводах отдельно опрессовываются стальной соединитель на стальном сердечнике провода, а на токоведущей части — алюминиевый корпус соединителя. Сварка проводов не крупных марок применяется для существенного снижения электрического сопротивления контакта в месте соединения (сравнительно с обжатием или скруткой провода и соединителя), однако в таком конструктивном исполнении, когда исключается восприятие сварным соединением значительных механических усилий. Аналогична цель сращивания проводов с применением "взрыва" в специальном кожухе.

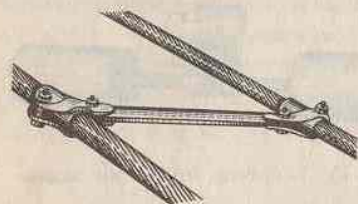


Рис. 2.17. Распорка проводов расщепленной фазы воздушной линии

В пролетах фаз линий 330 кВ и выше, выполняемых из нескольких проводов (см. гл. 4), в пролетах устанавливаются дистанционные распорки, предотвращающие сближения и схлестывания отдельных проводов фазы (рис. 2.17).

§ 2.6. ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Опоры воздушных линий предназначены для подвески проводов на необходимой высоте над поверхностью земли или над пересекаемыми линиями техническими сооружениями (шоссе, железные дороги, иные линии электропередачи и др.).

Основные части опоры были показаны на рис. 2.1. Дополнительно отметим, что тросостойки имеются только на опорах с грозозащитными тросами. Металлические и некоторые типы железобетонных опор снабжаются специальными фундаментами, обеспечивающими устойчивость опор в вертикальном положении при воздействиях сил давления ветра и тяжений по проводам и тросам. Некоторые типы металлических и железобетонных опор удерживаются в вертикальном положении системой растяжек, прикрепленных к подземным плитам (анкерам) (см. ниже).

К материалам и конструкциям опор предъявляются требования, сформулированные в § 2.2. Дополнительными при этом являются требования удобства и экономичности транспортировки опор или их частей от предприятий их изготовления к местам установки, а также удобства их монтажа и эксплуатации.

Опоры классифицируются по ряду признаков, основные из которых — материал опоры, количество трехфазных линий, провода которых подвешены на опоре, основное назначение опоры в составе линии (тип опоры), а также способ обеспечения устойчивого вертикального положения опоры. Ниже коротко поясняются эти характеристики [9, 55, 60–62].

Опоры выполняются из металла, железобетона и древесины. Материал для изготовления опор для той или иной линии выбирается на основании технико-экономических сопоставительных расчетов с учетом конкретных экономических условий сооружения и эксплуатации линий в рассматриваемом районе.

В настоящее время воздушные линии сооружаются преимущественно со стальными или железобетонными опорами, которые имеют значительные сроки службы. Так, в 80-х годах суммарная протяженность воздушных линий 35–220 кВ, сооружаемых на стальных опорах, составляла 20–25%, на железобетонных — 60–65 и на деревянных — 15–20%. В этот же период линии 330–750 кВ сооружались только на стальных (60–65% суммарной протяженности) и железобетонных опорах [60, 61].

Металлические опоры получили широкое распространение ввиду

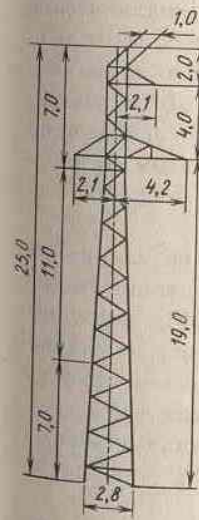


Рис. 2.18. Стальная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 110 кВ

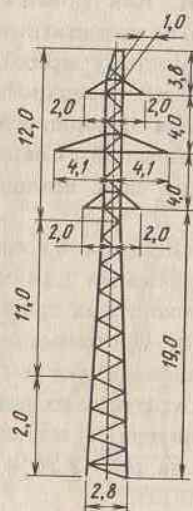


Рис. 2.19. Стальная промежуточная двухцепная свободностоящая опора ВЛ 110 кВ

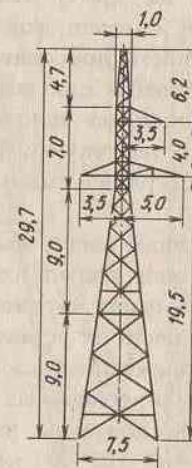


Рис. 2.20. Стальная анкерная угловая одноцепная свободностоящая опора ВЛ 110 кВ

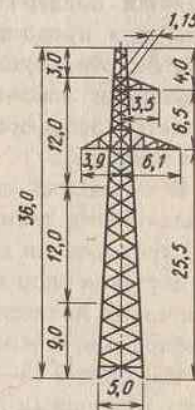


Рис. 2.21. Стальная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 220 кВ

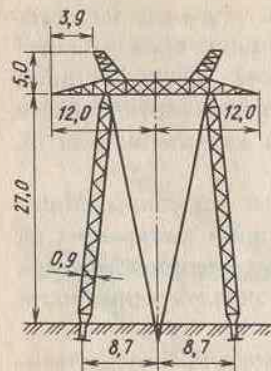


Рис. 2.22. Стальная промежуточная одноцепная опора portalного типа на растяжках ВЛ 500 кВ

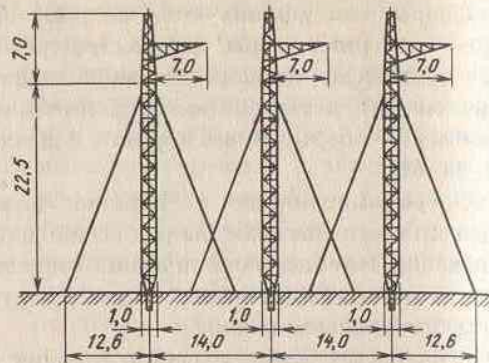


Рис. 2.23. Стальные анкерные угловые опоры на растяжках одной цепи ВЛ 500 кВ

высокой механической прочности металлов, значительного срока их службы, возможности создания опор практически любой конструкции, высоты и прочности. К недостаткам металлических опор относятся их высокая стоимость, большая масса и в некоторых случаях сложность доставки их частей на трассу линии. Как правило, металлические опоры изготавливаются из стали; основным недостатком этого материала является подверженность коррозии. Поэтому приходится принимать меры для предотвращения окисления их поверхности. До недавнего времени это осуществлялось покрытием поверхности стальных опор битумными лаками с последующей окраской. Современным методом является заводская горячая оцинковка всех стальных изделий или частей опоры.

В отдельных случаях опоры выполняются из сплавов алюминия. Малая масса таких опор делает их удобными для сооружения линий электропередачи в условиях труднопроходимых трасс, когда затруднена доставка опор на места их установки. Достоинством опор из алюминия также является их стойкость к окислению, в связи с чем отпадает необходимость в антикоррозионных покрытиях их поверхностей.

На рис. 2.18–2.23 показаны характерные конструкции стальных опор воздушных линий 110–500 кВ, на рис. 2.24 и 2.25 — варианты промежуточных опор линий 750 и 1150 кВ.

Железобетонные опоры изготавливаются со стойками из железобетона и со стальными (оцинкованными) или реже с железобетонными траверсами. Железобетонные части таких опор имеют продольную и поперечную стальную арматуру. Положительными качествами железобетонных опор являются меньший расход металла и меньшая стоимость по

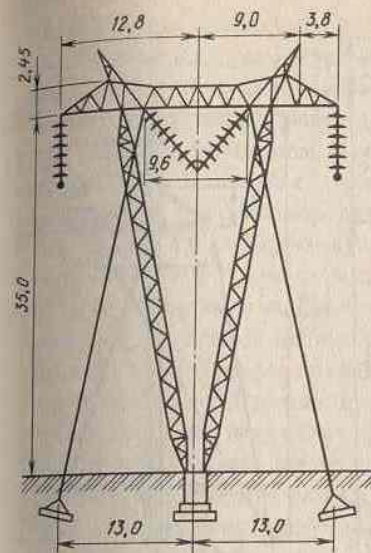


Рис. 2.24. Вариант конструкции стальной промежуточной опоры на растяжках ВЛ 750 кВ

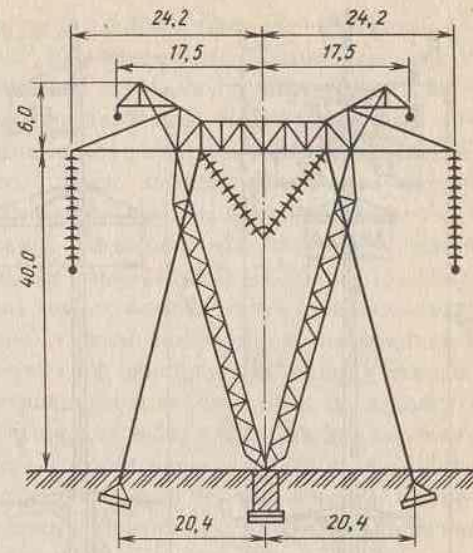


Рис. 2.25. Вариант конструкции стальной промежуточной опоры на растяжках ВЛ 1150 кВ

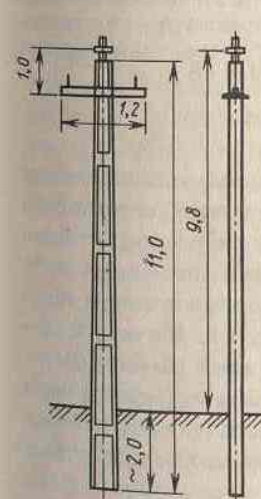


Рис. 2.26. Железобетонная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 10 кВ

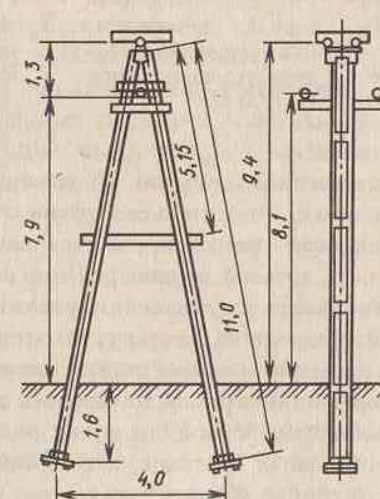


Рис. 2.27. Железобетонная анкерная одноцепная опора ВЛ 10 кВ

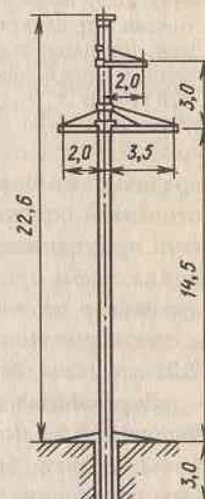


Рис. 2.28. Железобетонная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 110 кВ

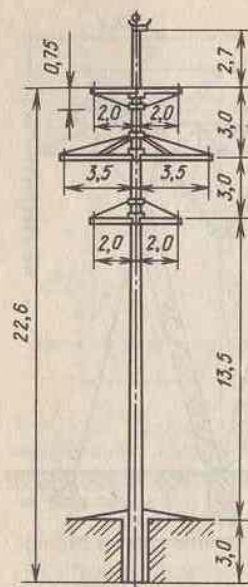


Рис. 2.29. Железобетонная промежуточная двухцепная свободностоящая опора ВЛ 110 кВ

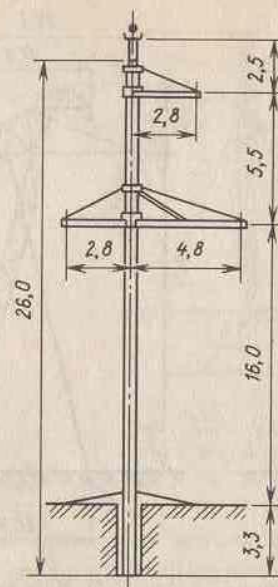


Рис. 2.30. Железобетонная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 220 кВ

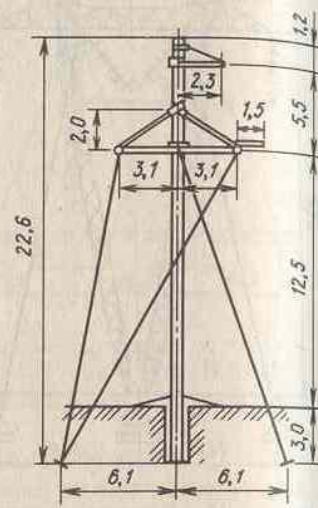


Рис. 2.31. Железобетонная анкерная угловая одноцепная опора на растяжках ВЛ 110 кВ

сравнению с металлическими опорами. К их отрицательным качествам относятся большая масса, относительная хрупкость поверхности бетона (это предъявляет высокие требования к их транспортировке), а также пониженная прочность деталей на поперечный изгиб. Последнее обуславливает целесообразность изготовления железобетонных частей опор с предварительно напряженной (растянутой) арматурой. На рис. 2.26—2.31 представлены примеры железобетонных опор линий 10—220 кВ.

Деревянные опоры применяются на линиях электропередачи из-за относительно невысокой их стоимости в тех районах, где проводятся большие разработки лесных массивов, и в прилегающих к ним зонах. Эти опоры просты в сборке и замене их частей в эксплуатации, легка и транспортировка частей опор. Опоры изготавливаются из сосны, лиственницы, реже из ели. Основными недостатками деревянных опор являются подверженность древесины гниению, а также возможности получения бревен лишь ограниченной строительной длины (до 6—11, реже 11—15 м), что соответственно ограничивает сроки службы

частей опоры, высоту опор и длины пролетов линий. В современных и перспективных условиях острой необходимости сохранения лесов целесообразно сокращение применения деревянных опор. Для ограничения загнивания древесины бревна длительно просушивают на открытом воздухе и затем пропитывают антисептиками, препятствующими развитию гниения древесины. Срок службы различных частей деревянных опор из хорошо пропитанной сосновой древесины возрастает до 10—15 лет сравнительно с 3—10 годами при отсутствии такой профилактики. В некоторых районах нашей страны (Сибирь, Дальний Восток, север европейской части) целесообразно использование лиственницы, древесина которой незначительно подвержена гниению и служит 20—40 лет без профилактических мероприятий. Ввиду относительно небольшой длины прямоствольных и необходимых по диаметру бревен, которые могут быть получены для сооружения линий, деревянные опоры обычно изготавливаются с составными стойками, выполняемыми из собственно стойки и заглубляемого в землю пасынка. Современное и перспективное применение деревянных опор предполагает использование просушенных и специализированно пропитанных пиломатериалов, клееной фанеры, а также и покрытие поверхности древесины синтетическими пленками и т.п. На рис. 2.32—2.34 представлены примеры деревянных опор линий 110 кВ, а на рис. 2.35 — пример опоры из клееной древесины линии 345 кВ [6, 55, 61].

Ведутся работы по выполнению траверс или всей верхней части (головки) опоры из синтетических материалов — стеклопластика, эпоксидных и полиэфирных смол (рис. 2.36, опора 110 кВ). При соответствующей конструкции опор отпадает необходимость в линейных изоляторах, функции которых в этих случаях выполняют траверсы или детали "головки" опоры.

По назначению различаются следующие основные типы опор: промежуточные, анкерные и анкерные-угловые.

Промежуточные опоры предназначены для поддержания проводов в нормальных режимах работы линий, когда действуют вертикальные силы веса всех элементов линии и гололедных отложений на них, а также давление ветра. Примеры конструкций промежуточных опор приведены на рис. 2.1, 2.18, 2.19, 2.21, 2.22, 2.24—2.26, 2.28—2.30, 2.32, 2.33, 2.35, 2.36.

Анкерные опоры в нормальных режимах работы линии выполняют те же функции, что и промежуточные. Но эти опоры рассчитываются также и на восприятие значительных тяжений по проводам и тросам, возникающих при обрыве части из них в промежуточном пролете, а также при монтаже проводов и тросов. При этом анкерные опоры не должны деформироваться, в связи с чем они выполня-

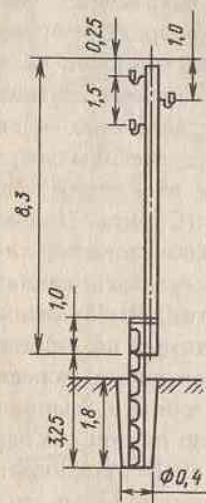


Рис. 2.32. Деревянная промежуточная одностоечная опора с железобетонной приставкой ВЛ 10 кВ со штыревыми изоляторами

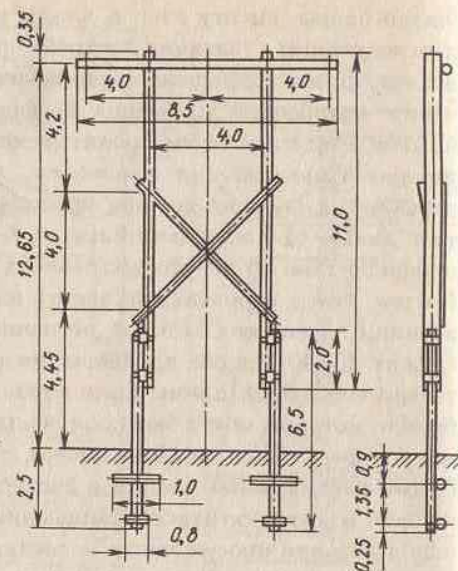


Рис. 2.33. Деревянная промежуточная одностоечная опора ВЛ 110 кВ

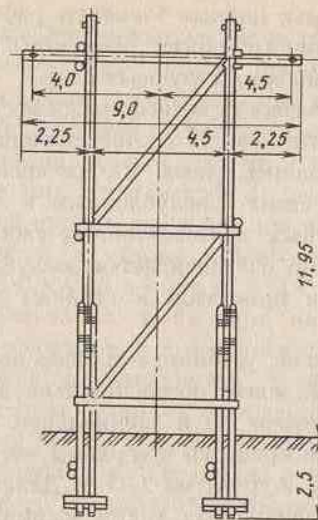
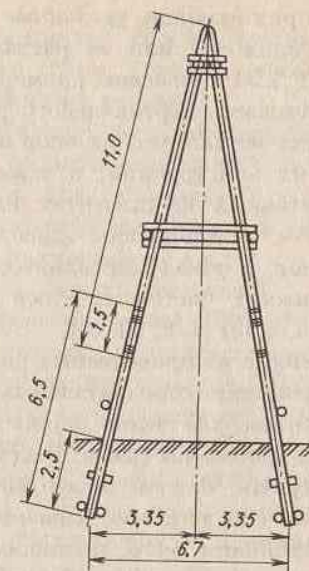


Рис. 2.34. Деревянная анкерная угловая опора ВЛ 110 кВ



ются в форме пространственных ферм, а также с применением растяжек. Примеры анкерных опор представлены на рис. 2.20, 2.23, 2.27, 2.31, 2.34. На линиях с железобетонными промежуточными опорами анкерные опоры обычно выполняются стальными.

Разновидностью анкерных являются концевые опоры, пограничные между воздушной линией и конструкциями распределительных устройств электрических станций и подстанций. Концевые опоры предназначены для восприятия одностороннего действия всех сил, обусловленных проводами линий, что позволяет конструкции распределительных устройств не рассчитывать на действие указанных сил.

Естественно, что трассы линий не могут быть выполнены прямолинейными: линии сооружаются с обходами населенных пунктов, предприятий, естественных преград и т.п. Изменение направления трассы линии производится на анкерных угловых опорах. На эти опоры постоянно действуют равнодействующие сил тяжений по проводам и грозозащитным тросам. Данные силы направлены по биссектрисе внутреннего угла поворота трассы. Основной отличительной чертой анкерных угловых опор являются элементы (подкосы, растяж-

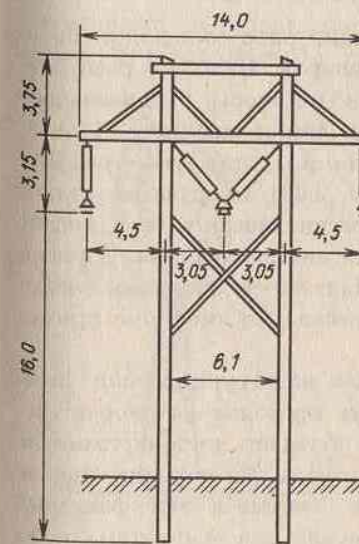


Рис. 2.35. Промежуточная опора ВЛ 345 кВ (США) из клееной древесины

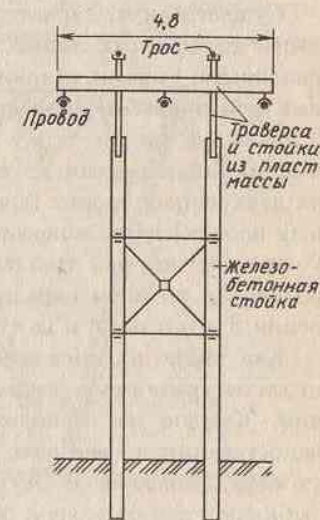


Рис. 2.36. Железобетонная опора с "головкой" из синтетического изолирующего материала

ки), воспринимающие указанные силы; данные элементы работают на сжатие (подкосы) или на растяжение (подкосы, растяжки). На рис. 2.23, 2.31, 2.34 приведены примеры анкерных угловых опор.

Устойчивость вертикального положения (во всех режимах) свободстоящих металлических опор обеспечивается соответствующей прочностью их конструкций, а также закреплением их на специальных железобетонных фундаментах или сваях, заглубленных в грунт на 2,25—3,0 м. Устойчивость одностоечных железобетонных свободстоящих опор, а также деревянных опор обеспечивается заглублением в грунт нижних частей их стоек или приставок к стойкам (см. рис. 2.26—2.30, 2.32) [6, 8, 60, 61].

Как видно из приведенных рисунков, устойчивость опор по отношению к действию горизонтальных сил может обеспечиваться не только закреплением собственно опоры в грунте, но и специальной системой стальных тросов—растяжек. Растяжки крепятся к верхним частям опор и к анкерным плитам, заглубленным в грунт на 2—3 м. Действие вертикальных сил веса всех элементов воздушных линий воспринимается только стойками опор, имеющими шарнирные соединения с относительно легкими подземными фундаментами.

Конструкции опор различаются по числу стоек: одно- и двухстоечные, редко трехстоечные; такие типы опор представлены на рис. 2.26—2.32, 2.21, 2.22 и 2.32.

Существенную характеристику конструкций опор составляет число цепей трехфазных линий, несомых одной опорой. Наиболее распространенными типами являются *одноцепные* опоры, предназначенные для подвески проводов трех фаз одной линии (см. рис. 2.1, 2.18, 2.20—2.28 и др.), и *двухцепные* опоры для двух трехфазных линий переменного тока (см. рис. 2.19, 2.29). Сооружение линий на двухцепных опорах (сравнительно с их осуществлением на одноцепных опорах) дает экономию конструктивных материалов опор, а также уменьшает ширину трассы таких линий. Надежность передачи электроэнергии по двум параллельным линиям несколько выше при применении *одноцепных* опор.

Как видно из приведенных рисунков схем конструкций опор, применяется различное взаимное расположение проводов на опорах линий. Каждое из расположений проводов обладает достоинствами и недостатками по весовым, технико-экономическим показателям опор и удобству монтажа и эксплуатации линий. Учитывая эти факторы, выбирают рациональное расположение проводов для конкретных конструкций опор и линий. При расположении проводов разных фаз линии в вертикальных плоскостях им придается взаимный сдвиг по горизонталям, с тем чтобы избежать опасных сближений или схлесты-

ваний проводов между собой (или проводов и тросов) при внезапном сбросе гололеда, при пляске проводов и тросов, а также чтобы в некоторых вариантах создать удобные условия их монтажа.

При пересечениях воздушными линиями рек, морских проливов, водохранилищ, горных ущелий и т.п. пролеты пересечений составляют от нескольких сотен метров до 2—5 км. При таких длинных пролетах образуется провисание проводов и грозозащитных тросов в десятки и сотни метров и потому необходимо применение *переходных опор повышенной высоты* (до 100 м и более).

Как отмечалось выше, при прохождении линий 750 кВ и более высоких напряжений в местностях с постоянным присутствием людей, с интенсивным транспортом, с продуктивным сельскохозяйственным производством возникла проблема создания экологически безопасных воздушных линий. Это требует создания специальных схем электрических соединений на питающем и приемном концах электропередачи и специального взаимного расположения проводов на всем протяжении линии, обеспечивающих допустимые напряженности электрического поля вблизи земли. Решение задачи достигается соответствующими конструкциями опор и расположением проводов. На рис. 2.37 представлен вариант схемы опоры экологически безопасной линии двенадцати-фазной электропередачи. При напряжении 199 кВ данная линия обеспечивает передачу мощности, равной пропускной способности линии 500 кВ в обычном трехфазном исполнении; при этом напря-

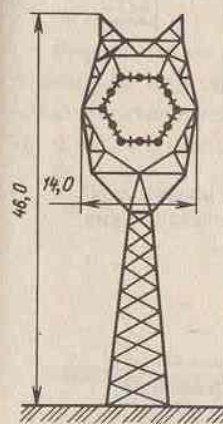


Рис. 2.37. Стальная промежуточная опора двенадцати-фазной ВЛ с междуфазными напряжениями 199 кВ

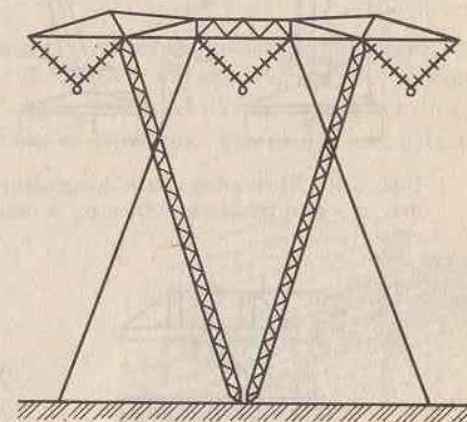


Рис. 2.38. Стальная промежуточная опора "компактной" ВЛ класса 1150 кВ

женность электрического поля на уровне земли (в полосе 30 м) составляет 3 кВ/м.

Упомянувшееся ранее снижение ширины опоры и трассы линий ультравысоких напряжений достигается при так называемом "компакт-

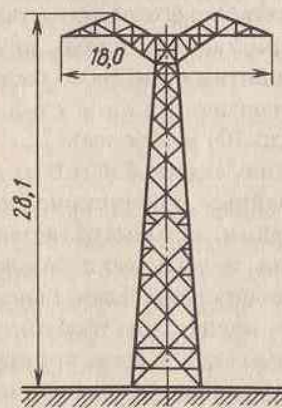


Рис. 2.39. Стальная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ постоянного тока 1500 кВ

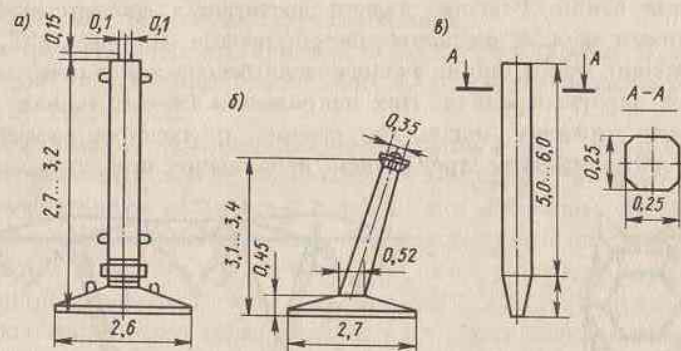


Рис. 2.40. Железобетонные фундаменты (а - для промежуточных, б - для анкерных угловых) и сваи (в) для металлических опор

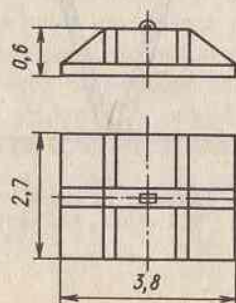


Рис. 2.41. Железобетонная анкерная плита для крепления растяжек опор

ном" типе линий электропередачи. Вариант схемы конструкции опоры такой линии класса 1150 кВ представлен на рис. 2.38. Сокращение габаритной ширины опоры достигается благодаря отказу от свободной подвески проводов на гирляндах изоляторов (см. рис. 2.25). Как видно из рисунка, положение проводов фаз линии фиксировано жестким креплением каждой фазы к двум гирляндам изоляторов, а в пролетах необходимое расположение проводов удерживается изолирующими распорками.

Назначение, условия работы и требования к опорам линий электропередачи постоянного (выпрямленного) тока высокого напряжения принципиально не отличаются от описанных выше. Разработанные конструкции стальных опор для линий постоянного тока выполняются свободностоящими или на растяжках; на рис. 2.39 приведен вариант опоры линии 1500 кВ постоянного тока.

На рис. 2.40 представлены примеры распространенных железобетонных фундаментов и свай для закрепления металлических и железобетонных опор в грунте: а — железобетонный подножник для промежуточных опор; б — то же, для анкерных угловых опор; в — свая (забиваемая в грунт). На рис. 2.41 представлен образец железобетонной анкерной плиты для крепления тросов растяжек опор.

§ 2.7. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О КОНСТРУКЦИЯХ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЙ

Внутренними электрическими линиями называются линии, расположенные внутри зданий. Наиболее обширную группу внутренних сетей составляют линии, выполненные изолированными проводами или шнурами. Выполнение внутренних линий неизолированными

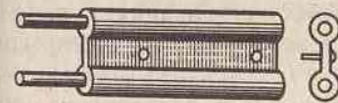


Рис. 2.42. Провод с синтетической изоляцией

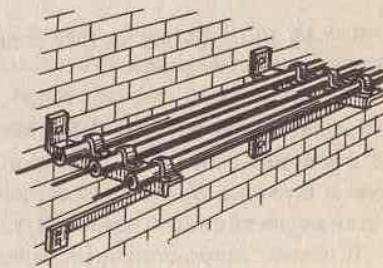


Рис. 2.43. Прокладка проводов в трубах на стальных лотках

проводами не допускается. Изолированные провода выпускаются с числом жил от одной до четырех. В настоящее время в основном применяются провода (реже шнуры) с алюминиевой токоведущей жилой и с резиновой, полихлорвиниловой или иной синтетической изоляцией. Провода с резиновой изоляцией для внутренних прокладок имеют тканевую оплетку. Преимущественно применяются провода с разновидностями синтетической изоляции (рис. 2.42).

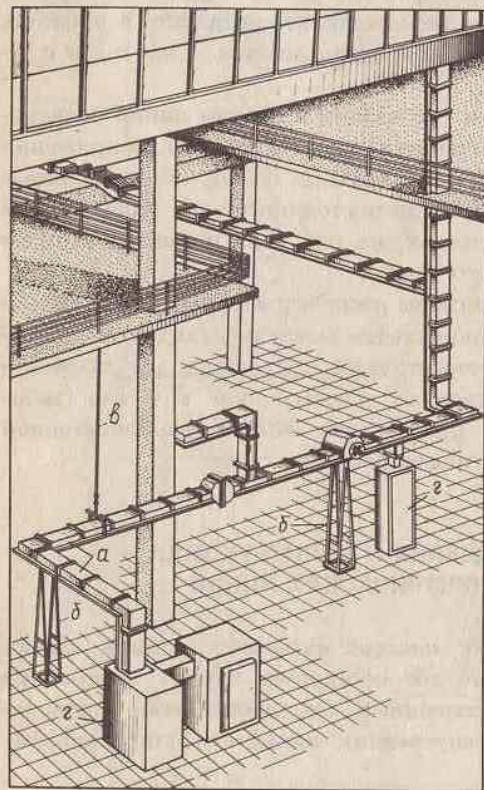


Рис. 2.44. Шинопровод до 1000 В цеха промышленного предприятия

В прошлом основным способом прокладки внутренних линий являлось крепление проводов или шнуров к изолирующим роликам или иным изоляторам. В современных условиях при открытых проводках выполняется непосредственное механическое крепление проводов с винипластовой изоляцией к стенам, потолку и др. В производственных помещениях широко применяется прокладка проводов или шнуров на стальных лотках, прикрепленных к стенам или строительным конструкциям (рис. 2.43). Для защиты от механических повреждений проводов в стальных или винипластовых трубах. В жилых и общественных зданиях применяются проводки скрытого типа: в специальных углублениях в панелях стен и потолка или в трубах, уложенных в междуэтажные перекрытия, в стенах лестничных клеток и т.д.

В цехах промышленных предприятий, а также для вертикальных магистральных участков электрических сетей зданий более 20—25 этажей применяют кабельные линии (см. гл. 3) и шинопроводы. Конструкции шинопроводов представляют собой алю-

миниевые полосы (шины), укрепленные на изоляторах в металлических коробках (рис. 2.44: *a* — шинопровод; *b*, *в* — опоры и подвески короба шинопровода; *z* — распределительные щиты до 1000 В). Такая система распределения электроэнергии экономична и позволяет осуществить присоединение электроприемников, расположенных практически в любой точке цеха. При этом может мобильно изменяться и конструкция схемы электроснабжения цеха.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 2

К § 2.1. Из каких основных конструктивных элементов состоит воздушная линия? 2. Назовите основные геометрические характеристики воздушной линии (в целом). 3. Каким механическим и атмосферным воздействиям должны противостоять конструкции ВЛ?

К § 2.2. Какие условия влияют на интенсивность образования гололеда? 2. Какие воздействия оказывает ветер на элементы ВЛ и каковы последствия таких воздействий? 3. Охарактеризуйте воздействия изменений температуры воздуха на конструктивную часть ВЛ. 4. От каких условий и факторов зависит габаритное расстояние от нижней точки провода до земли или до пересекаемых линией объектов? 5. Какие специфические требования предъявляются к ВЛ, проходящим по территориям городов и населенных пунктов? 6. Каким требованиям должны удовлетворять материалы и конструкции ВЛ?

К § 2.3. 1. Какие материалы применяются для изготовления проводов и грозозащитных тросов ВЛ? 2. Какими преимуществами и недостатками характеризуются алюминиевые, медные и сталеалюминиевые провода?

К § 2.4. 1. Какие типы изоляторов применяются на воздушных линиях?

К § 2.5. 1. Назовите основной состав арматуры воздушных линий. 2. В чем принципиальное отличие назначения и конструктивного выполнения натяжных зажимов от поддерживающих? 3. Какие типы соединителей используются для сращивания в пролете проводов и тросов?

К § 2.6. 1. Из каких материалов изготавливаются опоры ВЛ? 2. Назовите типы опор ВЛ, отличающиеся по функциональному назначению. 3. Какими средствами обеспечивается устойчивость вертикального положения опор? 4. Как классифицируются опоры по числу подвешенных трехфазных цепей?

К § 2.7. 1. Какие типы проводов используются для внутренних линий?

ГЛАВА 3

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

§ 3.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Зарождение в начале прошлого века техники передачи электроэнергии по изолированным проводникам, получившим впоследствии общее название "кабели", было связано с необходимостью передачи электрических сигналов. Силовые кабели появились в конце прошлого столетия вместе с первыми электрическими генераторами и началом развития электроснабжения. В настоящее время силовые кабельные линии сооружаются в тех случаях, когда строительство воздушных линий нецелесообразно по причинам экономического, архитектурно-планировочного или экологического характера.

Совокупность этих причин в наибольшей степени проявляется при решении вопросов электроснабжения крупных городов и промышленных зон, где в большинстве случаев приходится считаться с необходимостью отчуждения достаточно больших территорий под трассы воздушных линий, а также с эстетическими и экологическими недостатками их сооружения в густонаселенных районах. Поэтому в последние десятилетия для электроснабжения таких районов все шире используются кабельные линии, а в крупнейших городах с целью высвобождения территории для жилищного строительства все чаще ранее сооруженные воздушные линии заменяются кабельными. Кроме того, кабельные линии в ряде случаев являются единственным средством передачи электроэнергии через большие водные пространства, а также для обеспечения выдачи мощности гидроэлектростанций при отсутствии возможности связи трансформаторов и распределительного устройства высшего напряжения по воздушным линиям.

Кабельные линии, прокладываемые по городским или промышленным территориям, в большинстве случаев являются закрытыми сооружениями, причем чаще всего подземными. Вследствие этого они защищены от воздействия ветра и гололедных нагрузок, однако подвержены другим отрицательным внешним воздействиям. При прокладке

кабелей в грунте ими являются наличие влаги, химическая агрессивность почвы, наличие блуждающих токов, возможность механических повреждений механизмами при проведении земляных работ, дополнительный нагрев от проложенных вблизи теплотрасс или других источников теплоты и т.п. В связи с этим конструкции как собственно кабеля, так и кабельной линии в целом должны предусматривать защиту от указанных воздействий. Поэтому поверх электрической изоляции кабеля накладывается металлическая оболочка, которая, в свою очередь, имеет те или иные защитные покровы, в том числе в ряде случаев и металлическую броню для защиты от механических повреждений.

Кабельная линия (КЛ) как электроустановка состоит из следующих элементов: собственно кабеля (или кабелей), оборудования для соединения и секционирования участков кабеля и присоединения концов кабеля к аппаратуре и к шинам распределительных устройств (кабельная арматура), а также аппаратуры подпитки маслом или газом (для масло- и газонаполненных кабелей). Кабели могут прокладываться не только в земляных траншеях, но и в различных *кабельных сооружениях* — в туннелях, каналах, блоках, шахтах, в кабельных этажах и двойных полах, по эстакадам и в галереях. Кабельная арматура иногда вместе с аппаратурой подпитки может размещаться в кабельных колодцах или камерах. В специальных зданиях располагаются автоматические подпитывающие установки маслонеполненных кабельных линий высокого давления. Таким образом, кабельная линия, в особенности при номинальных напряжениях 110 кВ и более, представляет собой достаточно сложное техническое сооружение.

Классификация кабельных линий в основном соответствует классификации ее главных элементов, т.е. кабелей. Основными признаками этой классификации являются [10]:

- род тока;
- значение номинального напряжения ($U_{ном}$);
- число токоведущих элементов;
- материал токоведущих элементов;
- электроизоляционный материал (ЭИМ);
- характер пропитки и способ увеличения электрической прочности бумажной изоляции;
- материал оболочек.

Отметим, что данные признаки охватывают лишь кабели, работающие в условиях естественного охлаждения. Рассмотрение кабельных линий с форсированным охлаждением водой или маслом, а также криогенных кабелей является предметом специального курса, поэтому здесь эти нетрадиционные типы кабельных линий не затрагиваются,

равно как и кабельные линии, использующие в качестве основной изоляции сжатый газ [11].

Итак, по роду тока различаются кабели *переменного и постоянного тока*. Кабели переменного тока по величине $U_{\text{ном}}$ делятся на кабели *низкого* (до 1 кВ), *среднего* (1–35 кВ) и *высокого* напряжения (110 кВ и выше). По числу токоведущих элементов различают кабели *одно-, двух-, трех- и четырехжильные*. Двух- и четырехжильные кабели используются в сетях с номинальным напряжением до 1 кВ. Последние применяются в четырехпроводных сетях переменного тока, поэтому четвертая жила выполняет функцию нулевого провода и ее сечение обычно меньше сечения фазных жил. Одно- и преимущественно трехжильные кабели используются в сетях с $U_{\text{ном}} = 3 \div 35$ кВ.

По материалу токоведущих элементов различают кабели с *медными, алюминиевыми и натриевыми жилами*. В последнее время в связи с дефицитностью меди при $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ преимущественно изготавливаются кабели с алюминиевыми жилами. Кабели с натриевыми жилами на сегодня еще не получили широкого распространения, и их ограниченное количество находится в стадии экспериментальных исследований и опытной эксплуатации.

Электрическая изоляция токопроводящих жил (ТПЖ) рассматриваемых традиционных конструкций кабелей может быть реализована с использованием различных ЭИМ. В настоящее время промышленность выпускает кабели с *бумажной пропитанной, пластмассовой и резиновой изоляцией*. Последние изготавливаются в ограниченном количестве. Производство кабелей с пластмассовой изоляцией в настоящее время расширяется, поскольку они имеют ряд преимуществ по сравнению с кабелями с бумажной пропитанной изоляцией, основными из которых являются простота изготовления и большее удобство монтажа и эксплуатации.

Бумажная электрическая изоляция кабелей с номинальным напряжением до 35 кВ для увеличения электрической прочности пропитывается составами различной вязкости. При этом различают кабели, *пропитанные нормально, обедненно и нестекающим составом*. Более подробно эти различия будут рассмотрены в следующем параграфе. При $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ вязкая пропитка не обеспечивает требуемой электрической прочности изоляции при экономически приемлемых габаритах кабеля. Поэтому для таких кабелей увеличение электрической прочности достигается заполнением бумажной изоляции маслом или газом под давлением. В первом случае кабели получили название *маслонаполненных*, во втором — *газонаполненных*.

Как уже упоминалось, защита бумажной электрической изоляции кабелей от увлажнения при хранении и в процессе монтажа и дальней-

шей эксплуатации линии обеспечивается наложением металлических оболочек. Кабели с такой изоляцией в нашей стране изготавливают в *свинцовых и алюминиевых оболочках*. В последнем случае оболочка может выполняться гладкой или гофрированной (для обеспечения требуемой гибкости). Неметаллические оболочки (из пластмассы или резины) применяются для кабелей с синтетической или резиновой изоляцией.

Из числа перечисленных выше разновидностей кабелей в следующих параграфах данной главы основное внимание будет уделено кабелям переменного тока среднего и высокого напряжений с бумажно-масляной изоляцией, как нашедшим на сегодня наиболее широкое применение при построении систем электроснабжения крупных городов и промышленных предприятий, а также тем элементам, которые в совокупности с названными кабелями образуют кабельную линию электропередачи.

Надежность работы всей кабельной линии во многом определяется надежностью ее арматуры, т.е. муфт различного типа и назначения. Кабельные муфты высокого напряжения можно классифицировать по трем основным признакам [12].

По назначению муфты делятся на три основные группы — *концевые, соединительные и стопорные*, причем среди концевых выделяют открытые муфты и кабельные вводы в трансформаторы и высоковольтные аппараты, а среди соединительных — собственно соединительные, ответвительные и соединительно-разветвительные муфты.

По виду электрической изоляции муфты делятся на две группы: *слоистой и с монолитной изоляцией*. Слоистая изоляция выполняется путем намотки лент из кабельной бумаги, синтетической пленки или их композиции и заполняется той или иной изолирующей средой (маслом, газом) под избыточным давлением или без него. Монолитная изоляция образуется методом экструзии или спеканием ЭИМ в подогреваемых пресс-формах.

По роду тока различают муфты для кабелей переменного, постоянного и импульсного тока. Муфты кабелей переменного тока могут выполняться *однофазными и трехфазными*.

Конструкция муфт силовых кабелей высокого напряжения в первую очередь определяется типом кабеля, для которого они предназначены. Поэтому в последующих параграфах они рассматриваются непосредственно вслед за соответствующими кабелями. Последний же из основных элементов кабельной линии — аппаратура подпитки — будет рассмотрен в § 3.3, посвященном маслонаполненным кабельным линиям.

§ 3.2. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ 1—35 кВ

Кабели с пропитанной бумажной изоляцией

Кабели с бумажной изоляцией, имеющей вязкую пропитку, выпускаются в нашей стране на напряжения 1, 3, 6, 10, 20 и 35 кВ. Токопроводящие жилы таких кабелей изолируются кабельной бумагой марок К-080, К-120 и К-170 (с толщиной 0,08, 0,12 и 0,17 мм соответственно), которая пропитывается обычно маслоканифольным составом. Пропитка повышает электрическую прочность изоляции с 3—5 до 40—80 МВ/м. От пропиточного состава требуются высокая вязкость при температурах эксплуатации (50—80°С) и малый коэффициент температурного расширения. Этим требованиям удовлетворяют маслоканифольные составы. Обычно применяемый состав МП-1 содержит 14—15% канифоли и вязкое пропиточное масло марки П-28.

Несмотря на достаточно высокую вязкость такого пропиточного состава, при прокладке кабеля по трассе с разностью уровней более 15—20 м существует опасность перемещения пропиточного состава в направлении нижней точки трассы, что влечет за собой частичное осушение (а следовательно, и снижение электрической прочности) изоляции в верхней части, а также увеличение гидростатического давления в нижней части трассы, нежелательного по условиям ограниченной механической прочности оболочки. При большей разности уровней по трассе выходом является *секционирование* линии на отдельные участки стопорными муфтами, устанавливаемыми в точках с допустимой разностью уровней.

Другим выходом из положения является частичное удаление излишков пропиточного состава посредством операции "обеднения" изоляции. Кабели 1 и 3 кВ с обедненной пропитанной изоляцией могут прокладываться на трассах с разностью уровней до 100 м при наличии свинцовой оболочки и без ограничений разности уровней при наличии алюминиевой оболочки. Кабели 6 кВ при любой оболочке имеют допустимую разность уровней 100 м. Естественно, что при обеднении изоляции ее электрическая прочность оказывается ниже по сравнению с нормально пропитанной изоляцией и, следовательно, приходится компенсировать это снижение посредством увеличения толщины слоя бумажных лент. Так, например, толщина изоляции кабеля 6 кВ с обедненной пропиткой такая же, как и у кабеля 10 кВ с нормальной пропиткой. В связи с этим кабели с обедненной пропитанной изоляцией изготовляют на напряжения не выше 6 кВ.

Наконец, еще одна возможность состоит в пропитке бумажной изо-

ляции *нестекающим* составом, т.е. составом такой вязкости, при которой исключается его перемещение даже на вертикальных участках трассы. Основным компонентом такого состава является церезин. Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, выпускаются на напряжения 6, 10 и 35 кВ, причем толщина слоя их изоляции несколько больше, чем при нормальной пропитке.

Кабели с пропитанной бумажной изоляцией изготавливаются с медными или алюминиевыми жилами в свинцовой или алюминиевой оболочке с различными защитными покровами в зависимости от назначения и условий эксплуатации.

Одножильные кабели площадью сечения более 16 мм² имеют круглую многопроволочную жилу. Основной конструкцией трехжильных кабелей на напряжение до 10 кВ являются кабели с поясной (общей) изоляцией в общей свинцовой или алюминиевой оболочке. Поперечное сечение такого кабеля с секторными жилами показано на рис. 3.1.

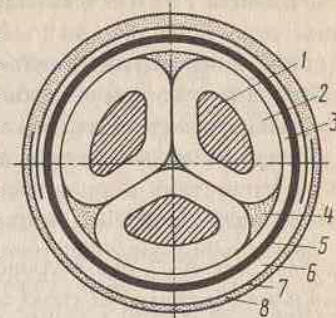


Рис. 3.1. Эскиз поперечного сечения кабеля с поясной изоляцией:

1 - токопроводящая жила; 2 - фазная изоляция; 3 - поясная изоляция; 4 - бумажные жгуты-заполнители; 5 - свинцовая оболочка; 6 - защитный покров оболочки; 7 - броня из двух стальных лент; 8 - наружный защитный покров.

Три изолированные бумажными лентами токопроводящие жилы скручены между собой и с заполнителями из корделя (бумажного жгута) для придания кабелю цилиндрической формы. Поверх них наматываются бумажные ленты, образующие общую (поясную) изоляцию. Следующий концентрический слой представляет собой металлическую бесшовную оболочку, герметизирующую внутреннее пространство с целью защиты от проникновения в изоляцию воздуха и влаги. Оболочка защищается от механических повреждений так называемой *броней* (из стальных лент, круглых или плоских проволок). Между броней и оболочкой имеется промежуточная прослойка (подушка), представляющая собой защитный покров оболочки из одного-двух слоев изолирующей ленты и пропитанной битумным составом бумажной пряжи. Она служит защитой оболочки от химических воздействий и повреждений броней, а также изоляцией по отношению к блуждающим токам. Наружный защитный покров нормально выполняется из хлопчатобумажных жгутов, пропитанных асфальтбитумным составом. Его функцией является защита стальной брони от химических воздействий и блуждающих токов.

В связи с чем в рассмотренной конструкции помимо фазной изоляции дополнительно используется и поясная? Так как электрические сети с номинальным напряжением 6—10 кВ в нашей стране обычно работают с изолированной нейтралью, то при заземлении одной из фаз, как известно, напряжение относительно земли (оболочки) на двух других фазах возрастает до междуфазного (линейного) напряжения. При отсутствии дополнительной поясной изоляции средняя напряженность электрического поля в изоляции этих фаз в таком режиме оказалась бы в $\sqrt{3}$ раз больше расчетной напряженности поля для нормального режима. В свою очередь, это обстоятельство вызывает интенсивное развитие ионизационных процессов в изоляции, распространение ветвистых разрядов, что в итоге может привести к пробое изоляции кабеля. Для предотвращения этого и необходимо усиление изоляции между жилой и оболочкой до такой степени, чтобы электрическая прочность изоляции между жилами и между каждой жилой и оболочкой в любых режимах была примерно одинаковой. Этому условию отвечают стандартизованные у нас значения толщин фазной (Δ_f) и поясной (Δ_n) нормально пропитанной изоляции. Так, например, согласно ГОСТ 18410—73, для кабелей с $U_{ном} = 10$ кВ $\Delta_f = 2,75$ мм, а $\Delta_n = 1,25$ мм.

Электрическое поле кабеля 6—10 кВ с общей металлической оболочкой не является однородным. Силовые линии имеют различные углы наклона по отношению к слоям бумажной изоляции (рис. 3.2), что обуславливает наличие в ней как нормальных, так и тангенциальных составляющих. Однако слоистая бумажная изоляция имеет элект-

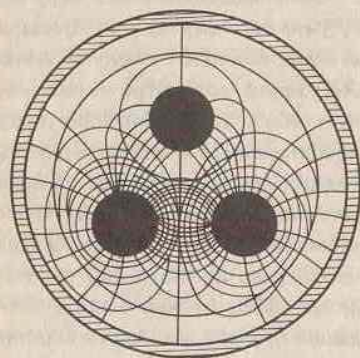


Рис. 3.2. Картина электрического поля в трехжильном кабеле с поясной изоляцией

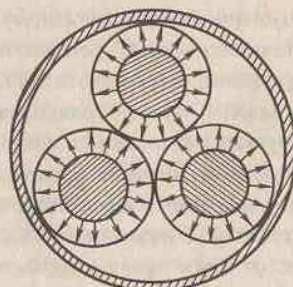


Рис. 3.3. Картина электрического поля в трехжильном кабеле с отдельно экранированными жилами

рическую прочность в продольном направлении в 8—10 раз меньшую, чем в поперечном.

Если при $U_{ном} = 6\div 10$ кВ еще можно выполнить экономически целесообразную конструкцию кабеля с электрическим полем такой конфигурации, то при больших номинальных напряжениях необходимо значительно увеличивать толщину изоляции, что экономически не оправдано.

При этом более целесообразна конструкция кабеля с бумажной изоляцией, в которой электрическое поле имеет радиально направленные силовые линии (рис. 3.3). Это достигается размещением жилы каждой фазы в отдельной оболочке или экране, представляющих собой эквипотенциальные поверхности. В первом случае поверх бумажной изоляции фазы накладывается бесшовная свинцовая оболочка, во втором случае — слой тонкой перфорированной медной ленты или металлизированной бумаги, а затем общая для трех фаз свинцовая герметичная оболочка. Покрытие каждой фазы свинцовой оболочкой или экраном применяется при напряжениях 20 и 35 кВ. Кабели с жилами в отдельных свинцовых оболочках, изготавливаемые в нашей стране, требуют меньше пропиточного состава и обладают лучшей гибкостью по сравнению с кабелями с пофазно экранированными жилами, хотя последние дешевле. Эскиз поперечного сечения кабеля с радиальным электрическим полем показан на рис. 3.4.

Маркировка кабелей 6—35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, согласно ГОСТ 18409—73 и 18410—73, использует буквы, приведенные в табл. 3.1.

Буква Ц обозначает кабель с пропиткой изоляции нестекающим составом, содержащим церезин. Нормальная пропитка не маркируется специально, а кабели с обедненной пропиткой изоляции в конце обозначения (через дефис) имеют букву В (колонка 8), что значит "предназначенный для вертикальной прокладки".

Буква А во второй колонке обозначает алюминиевую жилу, медные жилы специально не маркируются.

Буква О присутствует в обозначении кабелей 20—35 кВ с отдельно изолированными и освинцованными жилами.

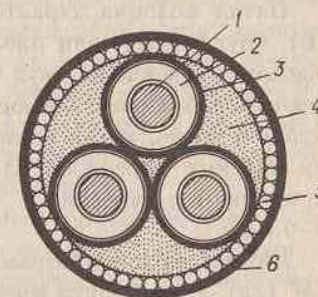


Рис. 3.4. Поперечное сечение кабеля с радиальным электрическим полем:

1 - токопроводящая жила; 2 - бумажная изоляция; 3 - свинцовая оболочка фазы; 4 - междуфазное заполнение; 5 - броня из круглых проволок; 6 - наружный защитный покров

Таблица 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Ц	А	О	С	Б	л	Г	-В
				К	2п	Шв	
			А			Шп	
			П		в	н	

В четвертой колонке расположено обозначение свинцовой (С) или алюминиевой (А) оболочки.

Пятая колонка характеризует тип брони: из двух стальных лент (Б), круглых (К) или плоских (П) оцинкованных стальных проволок. Кабели с броней из двух стальных лент применяются при отсутствии значительных растягивающих усилий при прокладке в земле и в воздушной среде, а при наличии таковых используются кабели с броней из плоских проволок толщиной 1,5–1,7 мм. При прокладке в воде применяются кабели с броней из круглых проволок диаметром 4–6 мм.

Шестая колонка отражает способ усиления подушки под броней: "л" (2л) — в подушке имеется слой (два слоя) из пластмассовых лент, "в" — в подушке имеется выпрессованный шланг из поливинилхлорида.

Седьмая колонка содержит буквы, отражающие наличие и тип наружного защитного покрова: Г — отсутствие покрова поверх брони или оболочки ("голый"); Шв (Шп) — покров из поливинилхлоридного (полиэтиленового) выпрессованного шланга; н — негорючий покров. Последний состоит из поливинилхлоридной оболочки или стеклянной пряжи, пропитанных негорючим составом. При высокой коррозионной активности грунта применяются кабели с покровами типа Шв или Шп.

Рассмотрим некоторые примеры маркировки кабелей 6–35 кВ с бумажной изоляцией. Так, марка СБ обозначает кабель с нормально пропитанной изоляцией, с медными жилами, в свинцовой оболочке (С), с броней из стальных лент (Б), с наружным защитным покровом из кабельной пряжи, пропитанной битумом, СБГ — то же, но без защитного покрова, а СГ — еще и без брони. Кабели марок СБ и АСБ отличаются лишь тем, что в последнем

жилы не медные, а алюминиевые. Замена буквы С на А (марка ААБ) соответствует использованию алюминиевой оболочки вместо свинцовой. Марка ОСБ обозначает кабель с отдельно оцинкованными жилами; ЦОСБ — то же, но с пропиткой изоляции нестекающим составом; ОСК — то же, что ОСБ, но с броней из круглых проволок; СБн-В — то же, что СБ, но с негорючим защитным покровом и с объединенно пропитанной изоляцией жил; ААШв — то же, что ААБ, но без брони и с защитным покровом в виде шланга из поливинилхлорида; ААП2лШв — то же, что ААШв, но с броней из плоских проволок и с подушкой под броню, усиленной двумя слоями пластмассовых лент.

Кабельная арматура

Для кабелей с вязкой пропиткой, работающих при напряжениях 1–35 кВ, при горизонтальной прокладке используются лишь концевые и соединительные муфты. При прокладке на вертикальных участках или трассах с большой разностью уровней кабелей с нормальной или объединенной пропиткой применяют и стопорные муфты, предназначенные для секционирования линии с целью предотвращения стекания и перемещения пропитывающего состава вдоль линии.

Жилы кабелей 1–35 кВ соединяют после предварительного снятия защитного покрова, оболочки, экрана по изоляции и части самой изоляции на определенной длине, определяемой из электрического расчета соединительной муфты. Конец фазы кабеля типа ОСБ, подготовленный к монтажу соединительной муфты, показан на рис. 3.5.

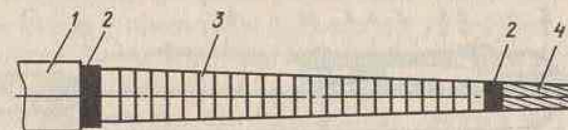


Рис. 3.5. Эскиз разделки фазы кабеля типа ОСБ для монтажа соединительной муфты:

- 1 - свинцовая оболочка; 2 - экраны по изоляции и жиле;
- 3 - ступенчатая разделка заводской изоляции;
- 4 - токопроводящая жила

Для более равномерного распределения электрического поля соединение целесообразно производить таким образом, чтобы диаметр токоведущего элемента в месте соединения не увеличивался сверх диаметра жилы. Так как для

соединения используются медные гильзы, то исходя из этих соображений с жилы кабеля удаляется один повив проволоки, после чего на этот участок надевается гильза. Медные жилы соединяются опрессовкой или пайкой в гильзах, алюминиевые — термитной сваркой, пайкой в формочках и т.п. Затем производится операция по изолированию места соединения. Для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией обмотка места соединения осуществляется лентами предварительно пропитанной кабельной бумаги.

Электрическая прочность такой намотанной в полевых условиях изоляции, естественно, ниже, чем у основной изоляции, изготовленной в заводских условиях, поэтому толщина слоя изоляции места соединения должна быть соответственно больше толщины заводской изоляции жилы. Толщина подмотки, форма и длина конусообразного перехода от основной изоляции жилы к внешнему диаметру подмотки определяются электрическим расчетом соединительной муфты.

После изоляции места соединения подмотку экранируют. Экран соединения должен иметь электрический контакт с экранами по изоляции соединяемых строительных длин кабеля. В большинстве случаев при напряжениях 6—35 кВ роль экрана выполняет металлический корпус муфты, расположенный непосредственно поверх изолирующей подмотки. Для кабелей 6—10 кВ используются свинцовые, а для кабелей 20—35 кВ — латунные корпуса.

При прокладке в земле кабелей 6—10 кВ для защиты от коррозии и механических повреждений место соединения заключается в защитный чугунный разъемный кожух (для кабелей 20—35 кВ используются также стальные или стеклопластиковые кожухи). Эскиз конструкции свинцовой соединительной муфты для кабелей 6—10 кВ показан на рис. 3.6.

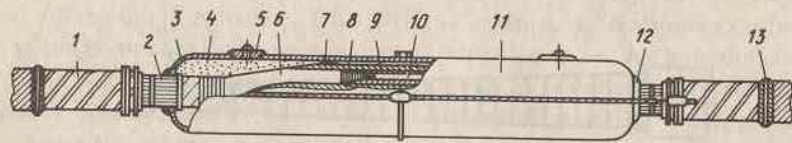


Рис. 3.6. Соединительная муфта на 6—10 кВ в свинцовом корпусе:

1 - конец соединяемой строительной длины кабеля; 2 - свинцовая оболочка; 3 - свинцовый корпус муфты; 4 - заливка составом МК-45; 5 - пробка для заливки состава МК-45; 6 - фаза кабеля; 7 - бандаж из хлопчатобумажной ленты поверх трех изолированных рулонами фаз; 8 - подмотка рулонами; 9 - подмотка роликами; 10 - соединительная гильза; 11 - провод заземления, припаянный к свинцовым оболочкам и к броне соединяемых кабелей; 12 - место припайки корпуса муфты к свинцовой оболочке кабеля; 13 - бандаж, закрепляющий джутовый покров поверх брони

Последняя операция по монтажу соединительной муфты заключается в заполнении пространства между металлическим корпусом и подмоткой заливочным составом. Муфты кабелей до 10 кВ с бумажной изоляцией заполняются битуминозными составами, кабелей 20 и 35 кВ — маслоканифольными.

Для кабелей с пластмассовой изоляцией, а также в ряде случаев для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией применяются и эпоксидные соединительные муфты, имеющие разъемный корпус, который после монтажа заливается эпоксидным компаундом. На рис. 3.7 показан эскиз конструкции соединительной муфты кабелей 1—10 кВ из эпоксидного компаунда.

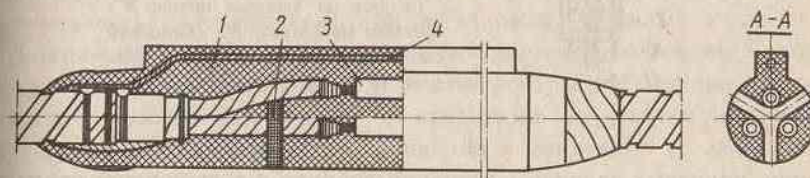


Рис. 3.7. Конструкция соединительной муфты 1—10 кВ из эпоксидного компаунда:

1 - корпус; 2 - распорка; 3 - соединительная гильза; 4 - провод, соединяющий оболочки участков кабеля

Число соединительных муфт на 1 км линии 1—10 кВ в зависимости от сечения жил для трехжильных кабелей составляет 4—5, для кабелей 20—35 кВ — обычно 6.

Концевые муфты кабелей 1—35 кВ могут быть предназначены для наружной и внутренней установки. В последнем случае их принято называть *концевыми заделками*. Основным типом концевой заделки кабелей 1—10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией является эпоксидная заделка с трехслойными изолирующими трубками (внешний и внутренний слой из поливинилхлорида, промежуточный — из полиэтилена), надеваемыми на выступающие из корпуса муфты концы жил кабеля. Она применяется как в сухих помещениях, так и в помещениях с высокой влажностью (например, в районах с тропическим климатом). Такие заделки характеризуются высокой стойкостью против действия внутреннего давления пропиточной массы и проникновения влаги, эластичностью трубчатого покрова жил и простотой монтажа.

Конструкция эпоксидной заделки 1—10 кВ показана на рис. 3.8.

Наряду с эпоксидными заделками для кабелей 6—10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией в сухих помещениях допускается исполь-

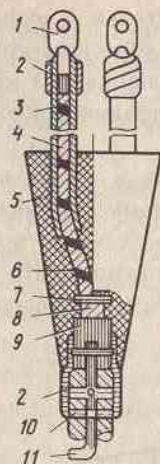


Рис. 3.8. Конструкция эпоксидной концевой заделки 1—10 кВ:

1 - наконечник; 2 - подмотка из хлопчатобумажной ленты с промазкой эпоксидным компаундом; 3 - трехслойная трубка; 4 - жила в заводской изоляции; 5 - эпоксидный корпус; 6 - подмотка липкой полихлорвиниловой лентой; 7 - бандаж из суровых ниток; 8 - поясная изоляция; 9 - свинцовая оболочка; 10 - проволоочный бандаж; 11 - провод заземления

зование концевых заделок в стальной воронке и в свинцовой перчатке. Для кабелей 1—10 кВ с пластмассовой изоляцией в сухих помещениях применяются заделки с обмоткой жил липкой поливинилхлоридной лентой; во влажных помещениях такие заделки оснащаются эпоксидным корпусом, препятствующим проникновению влаги в изоляцию кабеля.

Арматура для оконцевания кабелей 1—35 кВ с пропитанной бумажной изоляцией при ее установке на открытом воздухе имеет следующие разновидности:

- мачтовые концевые муфты для кабелей 1—10 кВ с металлическим корпусом и фарфоровыми изоляторами, устанавливаемые на опоре воздушной линии в месте ее соединения с кабельной;
- трех- и однофазные концевые муфты с металлическим корпусом и фарфоровыми изоляторами для кабелей 6—10 кВ;
- однофазная концевая муфта с металлическим корпусом и фарфоровым изолятором для кабелей 20 и 35 кВ с отдельно освинцованными жилами.

Стопорные муфты на кабельных линиях 1—35 кВ устанавливаются при переходе от горизонтально проложенного кабеля с нормально пропитанной бумажной изоляцией к кабелю, проложенному наклонно или вертикально вниз и имеющему обедненно пропитанную изоляцию или изоляцию, пропитанную нестекающей массой. Кроме того, они используются в точках секционирования линии на участки с максимально допустимой разностью уровней для данного типа кабелей. Стопорная муфта отличается от соединительной наличием стопора,

представляющего собой устройство, аналогичное проходному изолятору, и перекрывающего в центре муфты проход для пропитывающего состава.

§ 3.3. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Общие сведения

Кабели с вязкой пропиткой при напряжениях свыше 35 кВ не применяются. Это связано с тем, что условия их пропитки таковы, что в изоляции готового кабеля всегда остаются воздушные включения. Их наличие существенно снижает электрическую прочность изоляции. Если воздушные включения находятся в местах с наиболее высокой напряженностью электрического поля (например, у жилы), то происходит ионизация воздуха, которая сопровождается повышением температуры в этих местах. Ионизация вызывает ускоренное местное старение изоляции, которое выражается в изменении ее физико-химических свойств и, как следствие этого, приводит к снижению ее электрической прочности.

Если же воздушные включения находятся в тех местах, где напряженность электрического поля недостаточна для возникновения ионизации, то их отрицательная роль проявляется в связи с протеканием тепловых процессов в кабеле. Дело в том, что при изменении передаваемой по кабелю мощности в соответствии с неравномерным графиком нагрузки кабель подвергается периодическим нагреваниям и охлаждением. При нагревании все элементы кабеля, в том числе и пропитывающий состав, расширяются. После охлаждения оболочка и изоляция кабеля вследствие наличия остаточных деформаций не в состоянии занять свое прежнее положение и оказывать прежнее давление на пропиточный состав. В результате происходит увеличение объема воздушных включений. Кроме того, после нескольких циклов нагрева и охлаждения воздушные включения, находившиеся ранее у оболочки, начинают постепенно перемещаться по направлению к жиле, т.е. в область с большей напряженностью электрического поля, где может начаться их ионизация. Следствием этого может явиться пробой изоляции кабеля.

Как избежать этих явлений? Это можно сделать либо исключив воздушные включения, либо увеличив давление в газовых включениях, что приводит к существенному повышению их электрической прочности. Первый способ используется в маслонаполненных кабелях (МНК) низкого давления, имеющих каналы для масла внутри жилы, второй — в МНК высокого давления, прокладываемых в стальных трубопроводах.

В МНК возможность образования газовых включений при изготовлении и эксплуатации исключается тем, что для пропитки их изоляции применяется маловязкое дегазированное масло, а сама пропитка ведется по технологии, исключающей появление значительного количества воздушных включений. В процессе эксплуатации пропиточный состав находится под давлением, поэтому даже при резких изменениях температуры газовые включения не образуются.

Маркировка МНК, согласно ГОСТ 16441–78, использует буквы, приведенные в табл. 3.2.

Таблица 3.2

1	2	3	4	5
М	Н	С	А	Т
			К	
	ВД	А	Шв	Тк
		Аг	Шву	

Буква М относит кабель к классу маслonaполненных. Вторая колонка характеризует давление: Н — низкое, ВД — высокое. Буквы третьей колонки обозначают материал оболочки и ее форму: С, А — соответственно свинцовая и алюминиевая гладкая, Аг — алюминиевая гофрированная. Четвертая колонка содержит буквы, характеризующие тип брони и наружного защитного покрова: А — без брони, с защитным покровом из слоев битумного состава, полиэтилен-терeftалатных (или резиновых) лент и пропитанной кабельной пряжи (или стеклопряхи); К — то же, но с броней из круглых стальных оцинкованных проволок; Шв — в шланге из поливинилхлоридного пластика; Шву — то же, но с усиленным защитным слоем под шлангом. Наконец, последняя колонка содержит букву Т, означающую, что кабель имеет свинцовую оболочку, снимаемую на месте прокладки при его протягивании в трубопровод; сочетание Тк означает, что кабель без свинцовой оболочки доставляется на трассу в контейнере с маслом, из которого он затягивается в трубопровод.

Последние буквы присутствуют в марках МНК высокого давления: МВДТ и МВДТк. МНК низкого давления имеют восемь марок: с алю-

миниевой оболочкой — МНАШв, МНАгШв, МНАШву и МНАгШву; со свинцовой оболочкой — МНС, МНСА, МНСК и МНСШв.

Маслонаполненные кабели низкого давления

МНК низкого давления (до 0,05 МПа) выпускают одножильными. Они серийно изготавливаются в нашей стране на напряжения 110, 150 и 220 кВ и имеют медные жилы сечением 120–800 мм² в свинцовых или алюминиевых оболочках. Изготовлена опытная партия кабеля с жилой сечением 1500 мм² [13]. На рис. 3.9 показан эскиз поперечного сечения маслonaполненного кабеля 110 кВ (марки МНСК).

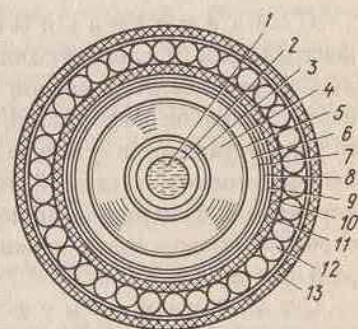


Рис. 3.9. Поперечное сечение маслonaполненного кабеля низкого давления 110 кВ марки МНСК:

Внутренний повив из Z-образных проволок образует в жиле МНК низкого давления (НД) канал диаметром 12–14 мм, заполняемый маслом. Поверх внутреннего повива идет один или два слоя из сегментных проволок (для создания гладкой наружной поверхности). Далее идет экран из полупроводящей (сажевой) бумаги для выравнивания потенциала на поверхности жилы и изоляции из кабельной бумаги с общей толщиной слоя 9,6–11 мм при $U_{ном} = 110$ кВ, 13–14,3 мм при $U_{ном} = 150$ кВ и 18–20,8 мм при $U_{ном} = 220$ кВ. Изоляция пропитывается дегазированным минеральным маслом МН-3 или МН-4.

Длительно допустимое избыточное давление масла в кабелях со свинцовой оболочкой должно быть в пределах 0,0245–0,294 МПа (0,25–3,0 кгс/см²), в кабелях с алюминиевой оболочкой — в пределах 0,0245–0,49 МПа (0,25–5,0 кгс/см²).

Для прокладки в земле (в траншеях), если кабель не подвергается растягивающим усилиям и защищен от механических повреждений, применяются кабели МНАШву, МНАгШву, МНСА и МНСШв. Кабели МНАШв, МНАгШв, МНС используются при прокладке в каналах зданий и туннелях.

Для прокладки под водой, в болотистой местности и там, где кабель подвергается растягивающим усилиям и требуется его дополнительная механическая защита, предназначен кабель МНСК.

Арматура маслонаполненных кабельных линий низкого давления

Соединительные муфты маслонаполненных кабелей с центральным маслопроводящим каналом отличаются от соединительных муфт кабелей с вязкой пропиткой незначительно. Для предохранения жилы от деформации при опрессовке внутрь канала предварительно вставляется стальная трубка. Соединительные муфты таких кабелей имеют латунный или медный корпус. Пространство между корпусом и усиливающей подмоткой, на которую наматывается однослойный проволоочный экран, заполняется тем же маслом, что и центральный канал.

Стопорные муфты в МНК НД применяют для секционирования линии с целью ограничения количества вытекающего масла при механическом повреждении кабеля, а также для поддержания давления масла в секциях в заданных пределах при переходных тепловых режимах путем подключения к ним подпитывающей аппаратуры. Конструктивно такие муфты выполняются в двух вариантах: со стопором из фарфорового изолятора и со стопором из эпоксидного компаунда. Последний вариант имеет значительно меньшие габариты.

Концевые муфты МНК низкого давления 110 и 220 кВ имеют более сложную конструкцию по сравнению с аналогичной арматурой кабелей с вязкой пропиткой. Условия работы изоляции в концевых муфтах кабелей выше 35 кВ ухудшаются из-за сильной неравномерности электрического поля у края металлической оболочки кабеля. Поэтому возникает необходимость регулирования электрического поля, что достигается применением усиливающей подмотки конденсаторного типа или цилиндрических конденсаторных элементов, надеваемых на подмотку.

Подмотка конденсаторного типа состоит из нескольких слоев лент пропитанной бумаги, разделенных обкладками из металлической фольги. Длины и диаметры конденсаторных слоев рассчитываются таким образом, чтобы обеспечить наиболее равномерное распределение электрического поля внутри муфты.

Конец кабеля с подмоткой разрешается в фарфоровом изоляторе, который вместе с хвостовой частью муфты крепится на специальной опорной металлической плите с использованием прокладок из маслостойкой резины. Хвостовая часть муфты герметично соединяется с металлической оболочкой кабеля. В верхней части фарфоровый изолятор имеет крышку, сквозь которую проходит токовыводной стержень муфты. Этот стержень для компенсации тепловых расширений соединен с жилой кабеля гибкими или полужесткими (пружинящими) связями. Так как крышка и ее крепежные детали находятся под фазным напряжением, то для уменьшения потерь на корону верхняя часть муфты экранируется. Экран имеет обычно шарообразную форму, образованную изогнутыми металлическими прутками. Подпитывающая и контрольная аппаратура соединяется с муфтой через штуцер, расположенный на ее хвостовой части. Свободное пространство между подмоткой конденсаторного типа (или конденсаторными элементами) и корпусом фарфорового изолятора заполнено тем же маслом, что и центральный канал кабеля.

Маслонаполненные кабели высокого давления

В нашей стране МНК высокого давления (ВД) изготавливаются на напряжения 110, 220, 330, 380 и 500 кВ. Конструкция кабеля типа МВДТ показана на рис. 3.10. Жилы такого кабеля выпускаются во временной свинцовой оболочке, предохраняющей изоляцию от увлажнения и повреждения при транспортировке и удаляемой при монтаже, либо без нее. В последнем случае жилы кабеля доставляются на трассу в герметичном контейнере, заполненном маслом (марка МВДТк).

Изолированные и экранированные медные жилы сечением 120—700 мм² с наложенными на них полукруглыми проволоками скольжения затягиваются в стальные трубы. При $U_{ном} = 500$ кВ наружный диаметр трубы составляет 273 мм при толщине стенки 10 мм. Внутренний диаметр трубопровода МНК высокого давления в 2,85 раза больше диаметра фазы.

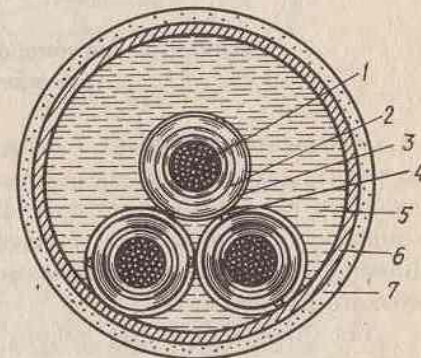


Рис. 3.10. Поперечное сечение кабеля 220 кВ марки МВДТ:

1 - токопроводящая экранированная жила; 2 - бумажная изоляция; 3 - экран по изоляции из медных перфорированных лент; 4 - полукруглая проволока скольжения; 5 - масло; 6 - стальная труба; 7 - наружный антикоррозионный покров

Толщина изоляции кабелей МВДТ при напряжении 110 кВ составляет 9,6—12,4 мм, 220 кВ — 17,5—20,7 мм, 500 кВ — 30—31 мм.

Для кабельных линий электропередачи высокого давления длительно допустимое избыточное давление масла в трубопроводе должно быть в пределах 1,08—1,57 МПа (11,0—16,0 кгс/см²) [3].

Такие кабели обладают некоторыми преимуществами по сравнению с МНК низкого давления, так как для пропитки изоляции и для заполнения трубопровода применяется более вязкое масло (марки С-220), которое обеспечивает более высокую импульсную прочность изоляции. Вообще электрическая прочность изоляции повышается уже за счет более высокого давления (до 1,5 МПа). Кроме того, стальная труба является хорошей защитой от механических повреждений, благодаря чему такие кабельные линии обладают высокой надежностью. Однако монтаж таких линий сложнее, чем линий с одножильными МНК с центральным маслопроводящим каналом.

Трубопровод сваривается из отрезков длиной по 12 м. При прокладке в земле наружный защитный покров имеет толщину 10 мм. Компенсация изменения объема масла при изменении температуры и поддержание давления в трубопроводе осуществляются автоматическим подпитывающим устройством, которое располагается на одном из концов линии (при небольших длинах) или на обоих (при больших длинах).

Арматура маслонаполненных кабельных линий высокого давления

Основным отличием соединительных муфт МНК высокого давления от соединительных муфт МНК низкого давления является размещение всех трех фаз в общем стальном кожухе, соединенном с трубопроводами стыкуемых участков переходными кольцами. Конструкция усиливающей подмотки фаз такая же, как у кабелей низкого давления.

Для соединения фаз такого кабеля с однофазными концевыми муфтами необходимо произвести их разделение и подвод к каждой из муфт в отдельной трубе. Для этой цели служит разветвительная муфта, в которой общий трубопровод переходит в три трубы из немагнитного материала (меди), внутри которых и размещаются фазы кабеля. Однако в ряде случаев целесообразно совместить пункты разветвления и соединения участков кабеля. Так, например, при подключении кабельной линии к однофазным трансформаторам концевые муфты располагаются рядом с ними и длина разветвитель-

ных труб оказывается различной и может достигать 30—100 м. В этом случае целесообразно протягивать через разветвительные трубы отдельные куски кабеля и соединять их с фазами, находящимися в общем трубопроводе, при помощи соединительно-разветвительных муфт. Эти муфты отличаются от соединительных тем, что с одного конца стального кожуха устанавливается фланцевое соединение, обеспечивающее переход к трем разветвительным трубам. Соединение жил и усиливающая подмотка в таких муфтах такие же, как и в соединительных.

Стальной трубопровод обеспечивает достаточно надежную защиту от механических повреждений, поэтому в настоящее время не применяется разделение кабельной линии высокого давления на секции с целью ограничения участков, из которых при аварии может вытечь масло. Вероятность повреждения разветвительных медных труб значительно выше, поэтому разветвительные муфты обычно снабжаются полустопорным устройством. Эскиз участка кабельной линии с разветвительно-полустопорной муфтой показан на рис. 3.11.

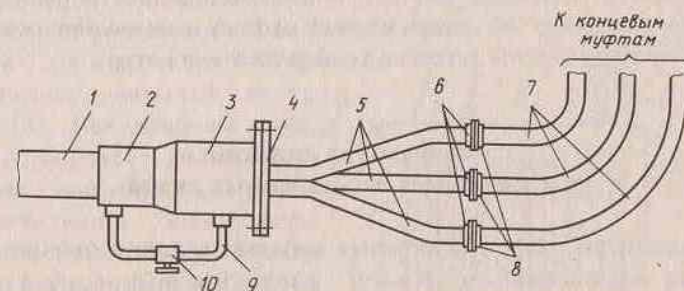


Рис. 3.11. Эскиз участка МНКЛ высокого давления с разветвительно-полустопорной муфтой:

1 - трубопровод МНКЛ высокого давления; 2 - переходное кольцо; 3 - корпус разветвительной муфты; 4 - фланец с сваренными медными трубами; 5 - медные трубы длиной 2-5 м, приваренные к фланцу 4; 6 - фланцы для болтовых соединений, приваренные к медным трубам 5 на заводе; 7 - медные разветвительные трубы, изгибаемые и отрезаемые по шаблону на месте монтажа; 8 - фланцы, привариваемые к разветвительным трубам 7 на месте монтажа; 9 - обводная трубка, шунтирующая полустопорное устройство; 10 - вентиль

Полустопорное устройство обеспечивает не полностью герметичное разделение общего трубопровода и масляных полостей разветвительных труб. Устройство шунтируется обводной трубкой с вентилем, который открыт при нормальной эксплуатации. При закрытом вентиле

масло лишь слегка просачивается через уплотнение полустопора, что позволяет производить ревизию или ремонт концевых муфт без опорожнения трубопровода. Таким же полустопорным устройством может оснащаться и соединительно-разветвительная муфта.

Концевые муфты МНК высокого давления изготавливаются в двухкамерном и однокамерном исполнении. Однокамерные муфты аналогичны рассмотренной ранее муфте кабеля низкого давления. Двухкамерная концевая муфта внутри фарфорового изолятора имеет бакелитовый цилиндр, который заполнен маслом С-220 под давлением, равным давлению в трубопроводе, и образует камеру высокого давления. В ней размещается фаза кабеля с конденсаторной подмоткой, присоединяемая к внутреннему контактному стержню. Камера низкого давления образуется наружной поверхностью бакелитового цилиндра и внутренней поверхностью фарфорового изолятора. Она заполнена маловязким маслом МН-3 с температурой затвердения -45°C , которое при низких температурах окружающей среды подогревается расположенными в камере электронагревателями. Конструкция двухкамерной муфты значительно сложнее и более трудоемка в изготовлении, однако она не требует очень высокой механической прочности фарфорового изолятора, как в случае однокамерной муфты, и позволяет обеспечить надежную работу муфты в условиях низких температур.

Аппаратура подпитки маслонаполненных кабельных линий

Для подпитки маслонаполненных кабельных линий низкого давления могут использоваться баки питания и баки давления.

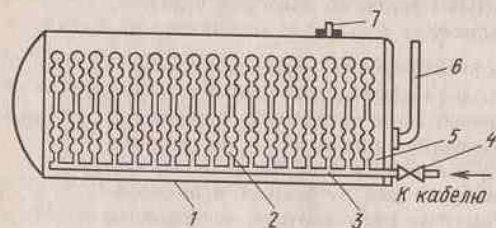


Рис. 3.12. Эскиз конструкции бака питания:

1 - корпус; 2 - сильфонный элемент; 3 - коллектор; 4 - вентиль; 5 - неактивное масло; 6 - маслоизмерительная трубка; 7 - отверстие для связи с атмосферой

Баки питания предназначены для создания в кабеле избыточного давления, для чего они должны быть установлены выше уровня трассы на 1,5–2 м [13]. В случае их присоединения к стопорным муфтам в промежуточных точках кабельной линии необходимо сооружение надземных киосков, что в городских условиях, как правило, неприемлемо.

Поэтому реальна их установка лишь на территориях открытых подстанций вблизи концевых муфт, где их подъем на опорные конструкции не представляет трудности.

Бак питания — это закрытый сосуд (рис. 3.12), имеющий сообщение с атмосферой через специальное отверстие. Внутри бака размещены упругие сильфонные элементы, заполняемые так называемым "активным" маслом, т.е. тем же дегазированным маслом, что и в самом кабеле. Все элементы подсоединены к коллектору, который через вентиль и соединительные трубки сообщается с кабелем. Пространство между элементами и корпусом бака заполнено "неактивным" маслом, не имеющим связи с маслом в кабеле. Основной характеристикой бака питания является зависимость между объемом активного масла и его избыточным давлением (объемная характеристика). Рабочий диапазон изменения избыточного давления в баке БП-40 от 0,01 МПа до нуля, что соответствует изменению объема масла в элементах от 57 до 25 л. Объемная характеристика бака питания не зависит от температуры окружающей среды.

В настоящее время баки питания не изготавливаются и их можно встретить лишь на старых линиях низкого давления, где они иногда используются в сочетании с баками давления.

Бак давления — это герметически закрытый сосуд (рис. 3.13). Находящиеся внутри его корпуса сильфонные элементы заполняются газом под небольшим избыточным давлением (0,025 МПа). Между упругими элементами находится масло той же марки, что и в кабеле, с которым бак давления соединяется посредством вентиля и трубок, подводимых к концевым или стопорным муфтам. Давление масла измеряется манометром. При эксплуатации кабельных линий низкого давления обычно применяются баки давления типа БД6-0,25 и БД7-0,25 с рабочими пределами изменения избыточного давления масла от 0,025 до 0,3 МПа. Соответствующие объемы отдачи масла газом при температуре 20°C для этих баков составляют 50 и 30 л. Объемная характеристика бака давления зависит от температуры вследствие изменения объема газа в элементах и масла в баке. Это обстоятельство необходимо учитывать при определении необходимого числа баков, если

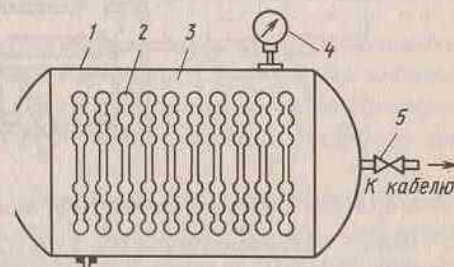


Рис. 3.13. Эскиз конструкции бака давления:

1 - корпус; 2 - сильфонный элемент; 3 - масло; 4 - манометр; 5 - вентиль

имеют место значительные сезонные изменения температур на трассе линии.

Эскиз маслonaполненной кабельной линии (МНКЛ) низкого давления показан на рис. 3.14. Каждая фаза такой линии имеет независимую подпитку. Число баков давления, их суммарная вместимость и расположение по трассе определяются исходя из того, чтобы давление в секциях линии не выходило из допустимого диапазона при самых тяжелых тепловых переходных процессах и чтобы в длительных установившихся режимах при максимальной нагрузке летом и при минимальной нагрузке зимой не требовалось добавления или слива масла.

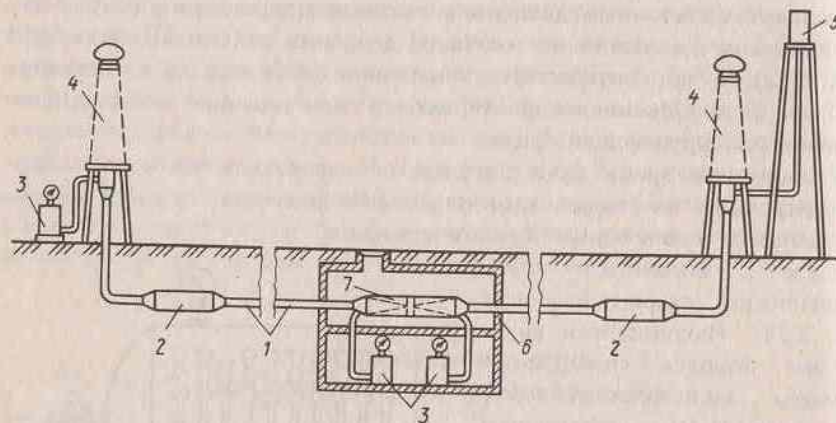


Рис. 3.14. Продольный разрез МНКЛ низкого давления:

1 - МНК; 2 - соединительная муфта; 3 - бак давления; 4 - концевая муфта; 5 - бак питания; 6 - кабельный колодец; 7 - стопорная муфта

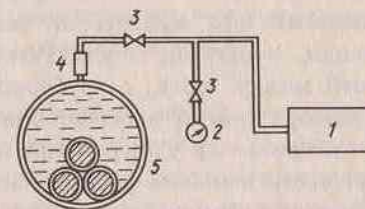
Расчетное определение мест установки подпитывающих пунктов производится итерационным способом. Начальное приближение выбирается с учетом местных условий и в соответствии с данными о максимально допустимой длине секции и разности уровней в ее пределах. Затем для этого начального расположения производится расчет подпитки для основных рабочих режимов, в результате которого строятся кривые распределения давления вдоль каждой секции линии. Эти кривые служат основой для корректировки первоначального варианта размещения подпитывающих пунктов по трассе и т.д.

Расстояние между баками давления, осуществляющими подпитку маслonaполненных кабелей низкого давления, в зависимости от профиля трассы и графика нагрузки линии обычно колеблется от 1 до 2 км.

Для подпитки кабельных линий в трубах с маслом под давлением применяют автоматические подпитывающие установки (подпитывающие агрегаты). Такая установка состоит из баков, насосов, труб, перепускных клапанов, вентилей, щита автоматики и другого оборудования, предназначенного для обеспечения подпитки маслом кабельной линии высокого давления. Такие установки выполняют, как правило, по упрощенной схеме, т.е. без стационарных приспособлений для приема, фильтрации, сушки и дегазации масла. Все эти операции осуществляются с помощью передвижных дегазационных установок. Принципиальная схема подключения подпитывающего агрегата к МНКЛ высокого давления показана на рис. 3.15.

Рис. 3.15. Принципиальная схема подключения подпитывающего агрегата к МНКЛ высокого давления:

1 - автоматическая подпитывающая установка; 2 - манометр; 3 - вентиль; 4 - изолирующая вставка; 5 - трубопровод кабельной линии



Трубопровод соединяется с агрегатом подпитки через изолирующую вставку, так как подпитывающая система должна быть электрически изолирована от кабельной линии для обеспечения безопасности обслуживающего персонала в случае пробоя изоляции одной из фаз линии.

При снижении давления в линии до определенного предела (1,4 МПа) автоматически включаются масляные насосы, нагнетающие масло в кабель из бака вместимостью 4000 л, где оно хранится под вакуумом. При давлении свыше 1,6 МПа открывается перепускной клапан и масло поступает обратно в бак. При аварийных изменениях давления до значений 1,0 или 1,8 МПа на щите управления включается звуковая и световая сигнализация. Аварийное отключение кабельной линии высокого давления 110 кВ должно производиться при избыточном давлении масла в ней 0,5 МПа, а линий 220—500 кВ — при 0,8 МПа. Подпитывающая установка занимает площадь 2,4×3 м, имеет высоту 6,5 м и может обеспечить подпитку линии 220 кВ длиной до 3 км при внутреннем диаметре трубопровода 199 мм.

§ 3.4. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Общие положения

Как и любой энергетический объект, высоковольтная кабельная линия проектируется и сооружается на основе технико-экономического обоснования выбранного варианта. При этом должны учитываться динамика роста нагрузки и развитие сети, ответственность и назначение линии, характер трассы, способ прокладки, тип конструкции кабеля и т.п. [3].

При выборе трассы кабельной линии необходимо стремиться, с одной стороны, к наименьшему расходу кабеля, а с другой стороны, к обеспечению его защиты от механических повреждений, коррозии, вибрации, перегрева и т.п. Рекомендуется избегать перекрещивания кабелей между собой, с трубопроводами и другими коммуникациями. При выборе трассы маслонаполненной кабельной линии низкого давления особо важен учет рельефа местности с точки зрения обеспечения возможности наиболее рационального размещения баков давления.

Над подземными кабельными линиями в соответствии с действующими "Правилами охраны электрических сетей" [14] должны предусматриваться охранные зоны. Размер этой зоны для линий напряжением свыше 1 кВ определяется числом параллельно проложенных в траншее кабелей, и к расстоянию между крайними кабелями добавляется по 1 м с каждой стороны.

Каждой кабельной линии присваивается номер или наименование. Если линия имеет несколько параллельных цепей (кабелей), то каждая цепь в добавление к общему номеру линии маркируется буквой А, Б, В и т.д. Открыто проложенные кабели и все кабельные муфты снабжаются опознавательными бирками. На бирках кабелей и концевых муфт указываются марка, номинальное напряжение, сечение жилы, номер или наименование линии, на бирках соединительных и стопорных муфт — номер муфты и дата монтажа.

Кабельные линии должны прокладываться таким образом, чтобы исключить возникновение опасных механических напряжений и повреждений. С этой целью, во-первых, кабели должны быть уложены в траншею с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций кабелей. Такой запас обеспечивается змеевидной (волнообразной) укладкой кабелей по дну траншеи. При горизонтальной прокладке по конструкциям, стенам, перекрытиям кабели должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изги-

бов и у соединительных и стопорных муфт при помощи крепежной арматуры.

Если кабели прокладываются вертикально, их закрепляют с таким расчетом, чтобы предотвратить деформацию оболочек и исключить нарушение соединений жил в муфтах под действием собственного веса кабеля. В тех местах, где возможны механические повреждения открыто проложенных кабелей (при передвижении автотранспорта, механизмов и грузов), и в местах, доступных для посторонних лиц, кабели должны защищаться по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле. На тепловых электростанциях и промышленных предприятиях необходимо прокладывать кабели на таком расстоянии от нагретых поверхностей, чтобы предотвратить их недопустимый дополнительный нагрев. В местах установок задвижек и фланцевых соединений, где возможен прорыв веществ, имеющих высокую температуру, должна предусматриваться специальная защита кабелей.

Наименьший допустимый радиус внутренней кривой изгиба кабеля ($R_{изг.ж}$) в местах изменения направления трассы нормируется по отношению к наружному диаметру кабеля ($D_{вн}$). Так, для одножильных кабелей в свинцовой оболочке и многожильных в алюминиевой (с бумажной изоляцией, бронированных и небронированных) должно соблюдаться условие $R_{изг.ж}/D_{вн} \geq 25$, а для многожильных кабелей в свинцовой оболочке — условие $R_{изг.ж}/D_{вн} \geq 15$.

При выполнении кабельных заделок нормируется кратность радиуса внутренней кривой изгиба жилы ($R_{изг.ж}$) по отношению к ее диаметру в заводской изоляции ($d_{из}$). Для указанных выше типов кабелей наименьшие допустимые кратности в этом случае составляют $R_{изг.ж}/d_{из} = 10$.

Согласно ГОСТ 16441—78, радиус внутренней кривой изгиба маслонаполненного кабеля должен быть не менее значений, указанных ниже:

- кабель низкого давления в свинцовой или гофрированной алюминиевой оболочке — $25(D + d_{ж})$;
- то же, в гладкой алюминиевой оболочке — $30(D + d_{ж})$;
- кабель высокого давления при одновременном изгибании трех фаз — $40D$;
- то же, при изгибании одной фазы — $35D$, где D — наружный диаметр свинцовой или гладкой алюминиевой оболочки, или наружный диаметр по выступам гофрированной алюминиевой оболочки, или диаметр по проволокам скольжения; $d_{ж}$ — внешний диаметр жилы.

При сооружении маслонаполненных кабельных линий высокого давления радиус изгиба стального трубопровода на участке между двумя муфтами не должен быть менее 8 м, а радиус изгиба медных разветвительных труб — 2 м. При этом число изгибов стального трубопровода между двумя кабельными колодцами должно быть не более двух-трех.

Кабельные линии номинального напряжения 1 кВ и выше с металлическими оболочками или броней, а также металлоконструкции, по которым они проложены, должны быть заземлены. При этом оболочка и броня должны быть соединены гибким медным проводом между собой и с корпусами муфт (концевых, соединительных и др.). У кабелей напряжением 6 кВ и выше с алюминиевыми оболочками заземление оболочки и брони должно выполняться отдельными проводниками.

Способы прокладки

Способ прокладки кабельной линии высокого напряжения в значительной мере определяет ее технико-экономические показатели. В связи с этим выбор наиболее рационального способа прокладки необходимо производить с учетом таких факторов, как число кабелей, идущих в одном направлении, тип грунта, характер трассы (наличие пересечений с другими коммуникациями, тип объекта, по территории которого должна прокладываться линия, и другие местные условия).

Согласно "Правилам устройства электроустановок" [3], при выборе способов прокладки силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ включительно учитываются следующие моменты:

1. В одной траншее нецелесообразно прокладывать более шести кабелей. Если же число кабелей, идущих в одном направлении, превышает шесть, то их следует прокладывать в отдельных траншеях (с расстоянием между соседними группами кабелей не менее 0,5 м) либо в каналах, туннелях, по эстакадам и в галереях. Использование трех последних способов рекомендуется при числе параллельных кабелей более 20.

2. Прокладка кабелей в блоках целесообразна лишь в случае большой стесненности трассы, при необходимости пересечения с железнодорожными путями, при вероятности разлива металла и т.п.

3. При решении вопроса о прокладке линии по городской территории следует сопоставлять не только капиталовложения, но и затраты на текущий ремонт и обслуживание. При прочих равных условиях необходимо отдавать предпочтение вариантам, обеспечивающим большее удобство эксплуатации линии.

На территориях электростанций и подстанций кабельные линии должны прокладываться в туннелях, коробах, каналах, по эстакадам и в галереях. Прокладка в траншеях допускается лишь на электростанциях с суммарной установленной мощностью до 25 МВт, а на станциях большей мощности — только к удаленным

объектам вспомогательного назначения (мастерским, складам топлива и т.п.) при числе кабелей не более шести. На территориях подстанций помимо прокладки в указанных кабельных сооружениях может применяться прокладка в трубах, наземных железобетонных лотках и в земле (в траншеях).

По территориям промышленных объектов кабельные линии прокладываются в туннелях, блоках, каналах, по эстакадам, в галереях, по стенам зданий, а также в земле.

В городах и поселках одиночные кабельные линии, как правило, прокладываются в траншеях по непроезжей части улиц (под тротуарами), по дворам и техническим полосам в виде газонов. Однако по улицам и площадям с густой сетью подземных коммуникаций прокладку более 10 параллельно идущих кабелей рекомендуется производить в коллекторах и кабельных туннелях. Если трасса кабельной линии пересекает улицы или площади с усовершенствованным покрытием и с интенсивным движением транспорта, то на участках пересечения кабели должны прокладываться в трубах или блоках.

Внутри зданий силовые кабели могут прокладываться как непосредственно по конструктивным элементам (открыто, в коробах или трубах), так и в каналах, блоках, туннелях, трубах, проложенных в полах и перекрытиях, а также по фундаментам машин, в шахтах, кабельных эстаках и двойных полах.

Маслонаполненные кабели низкого и высокого давлений при любом их числе рекомендуется прокладывать в траншеях, а там, где этот способ неприменим, — в туннелях и галереях. При прокладке в траншее три фазы МНК низкого давления располагают по вершинам равностороннего треугольника вплотную друг к другу.

Эскиз прокладки в траншее двухцепной кабельной линии 110 кВ с маслонаполненными кабелями низкого давления показан на рис. 3.16. По сравнению с горизонтальным расположением фаз на некотором расстоянии друг от друга при способе прокладки "треугольником" значительно уменьшается объем земляных работ, а также потери в металлических оболочках. Для защиты кабе-

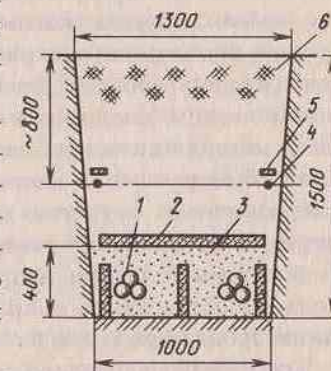


Рис. 3.16. Эскиз прокладки в траншее двухцепной кабельной линии 110 кВ низкого давления:

1 - одножильный кабель; 2 - железобетонная плита; 3 - засыпной состав; 4 - контрольный кабель; 5 - кирпичное перекрытие; 6 - грунт

лей от механических повреждений на определенной высоте над ними укладываются железобетонные плиты толщиной не менее 50 мм, основанием для которых служит утрамбованный засыпочный состав.

При прокладке в траншее МНК высокого давления отрезки стального трубопровода свариваются на месте после предварительной очистки и наложения антикоррозионного слоя на внутреннюю поверхность. Как уже упоминалось, сам кабель доставляется на трассу либо в герметичном, заполненном маслом контейнере, либо в свинцовой оболочке, защищающей изоляцию кабеля от увлажнения и загрязнения. Такая оболочка снимается с кабеля специальной машиной непосредственно перед затягиванием его в трубопровод.

Условия, определяющие выбор кабелей

К числу факторов, определяющих выбор сечения и типа конструкции кабеля, помимо экономической целесообразности относятся также условия прокладки (различная окружающая среда и условия охлаждения, разность уровней точек трассы), требуемая стойкость к внешним механическим, тепловым и химическим воздействиям, наличие опасности механических повреждений в эксплуатации, степень пожароопасности. Выбор сечений жил кабелей по условиям экономической целесообразности и с учетом технических ограничений (по допустимому нагреву в длительных режимах работы и при коротких замыканиях, по допустимой потере напряжения) будет рассматриваться в гл. 11. Здесь же остановимся лишь на тех вопросах, которые связаны с условиями прокладки кабелей.

Трасса кабельной линии может проходить по участкам с различными грунтами и различными условиями окружающей среды. При этом конструкции и сечения кабелей следует выбирать по участку с наиболее тяжелыми условиями, если длина участков с более легкими условиями не превышает строительной длины кабеля.

Кабели 6–10 кВ с нормальной и обедненно пропитанной бумажной изоляцией при сечении жилы до 70 мм² имеют строительную длину 450 м, при сечениях 95 и 120 мм² — 400 м и при сечениях 150 мм² и более — 350 м. Кабели этих напряжений с изоляцией, пропитанной нестекающим составом, при любых сечениях выпускаются в строительных длинах 250 м. Строительные длины кабелей 30–35 кВ составляют 250 м. Для маслонаполненных кабелей 110–220 кВ строительные длины определяются проектом прокладки линии и заказываются заводу-изготовителю, где по современной технологии могут быть изготовлены фазы таких кабелей длиной от 200 до 800 м [5].

При значительной длине отдельных участков трассы с различными условиями прокладки для каждого из них необходимо выбирать соответствующие конструкции и сечения кабелей.

Участки трассы кабельной линии могут также находиться в различных условиях с точки зрения охлаждения кабеля. Если такое положение имеет место, то сечение кабеля должно выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если его длина более 10 м. Для кабельных линий напряжением до 10 кВ, прокладываемых в грунте или в воздухе, допускается применение на одной линии кабелей разных сечений, но не более трех. При этом длина наиболее короткого отрезка не должна быть менее 20 м.

Если трасса имеет вертикальные и наклонные участки, то возможность использования кабелей с нормально пропитанной изоляцией ограничивается допустимой для них разностью уровней. Она определяется допустимым повышением гидростатического давления в оболочке, а также необходимостью предотвращения разрушающей изоляцию ионизации в верхних точках при стекании вниз пропитывающего состава. Для кабелей 6 и 10 кВ в алюминиевой оболочке она составляет соответственно 20 и 15 м, в свинцовой оболочке — 15 м. Для кабелей 20–35 кВ допустимая разность уровней равна 5 м.

При больших разностях уровней применяются кабели с обедненно пропитанной изоляцией. Для таких кабелей на напряжение 6 кВ с броней из стальных лент допустимая разность уровней составляет 100 м. Разность уровней для кабелей с нестекающей пропиткой, пластмассовой и резиновой изоляцией не ограничивается.

Применение кабелей с вязкой пропиткой на наклонных участках допускается только со стопорными муфтами, размещенными по трассе в соответствии с допустимыми разностями уровней. Максимальная разность вертикальных отметок между стопорными муфтами маслонаполненных линий низкого давления определяется техническими условиями на кабель и расчетом подпитки при переходных тепловых режимах. Обычно она лежит в пределах 20–25 м. Для кабельных линий в стальных трубах с маслом под давлением максимально возможная разность уровней между стопорными муфтами определяется минимально допустимым снижением давления масла в трубопроводе при расчете подпитки.

Кабельные линии, прокладываемые в земле или воде, выполняются обычно бронированными кабелями с внешним покровом, защищающим металлические оболочки от химических воздействий. Антикоррозионную защиту должны иметь и трубопроводы маслонаполненных линий высокого давления, прокладываемые в аналогичных условиях.

Если же используется небронированный кабель, то он должен обладать необходимой стойкостью к механическим воздействиям при прокладке во всех видах грунтов, при протяжке в блоках и трубах, а также стойкостью по отношению к тепловым и механическим воздействиям при эксплуатационно-ремонтных работах. Если прокладка осуществляется в помещениях с агрессивной средой, то должны применяться кабели, стойкие к воздействию этой среды.

В кабельных сооружениях и производственных помещениях могут прокладываться небронированные кабели при условии отсутствия опасности механических повреждений в эксплуатации. Если же такая опасность существует, то должны применяться бронированные кабели или надежная защита кабелей без брони (коробами, угловой сталью и т.п.).

Возможность возникновения пожара в кабельных сооружениях и в производственных помещениях предопределяет требования к прокладываемым в них кабелям не иметь поверх брони (или поверх металлической оболочки небронированных кабелей) защитных покровов из горючих материалов. Металлические оболочки кабелей и металлические поверхности, по которым они прокладываются, должны защищаться негорючим антикоррозионным покрытием.

Кабельные линии, сооружаемые на территориях электростанций и подстанций, рекомендуется выполнять кабелями с броней из стальных лент и с негорючим защитным покрытием. Для линий, прокладываемых в блоках и трубах, как правило, используются небронированные кабели. Однако, учитывая значительные усилия при затягивании кабеля в блоки или трубы, они должны иметь усиленную оболочку. Если лишь участок кабельной линии проложен в блоках или трубах, то при длине этого участка не более 50 м допускается применение бронированных кабелей, но без наружного покрова из кабельной пряжи.

Организация и функции эксплуатации

Эксплуатация кабельных электрических сетей и кабельных линий, в частности, осуществляется на основе действующих правил и инструкций, к числу которых в первую очередь относятся "Правила устройства электроустановок" [3], "Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей" [15], а также правила техники безопасности, охраны электрических сетей, производства работ и другие директивные материалы. С учетом этих документов на каждый календарный год определяются номенклатура эксплуатационных работ, годовые и месячные планы и графики их выполнения. Каждый из

видов работ определяется производственной инструкцией, а обязанности эксплуатационного персонала — должностными инструкциями. Система технической документации по ведению эксплуатации кабельных сетей включает в себя исполнительные чертежи на линии и другие специальные кабельные сооружения, паспорта кабельных линий, колодцев и кабельных вводов, адресные списки кабельных сооружений, конструктивные и монтажные чертежи всех типов муфт и другой кабельной арматуры. Диспетчерский пункт кабельной сети оснащается щитом с мнемоническим изображением на нем схемы электрических соединений всех кабельных линий.

В состав работ по техническому обслуживанию кабельной сети входят контроль теплового режима работы кабелей, их фактических нагрузок и перегрузок, обходы и осмотры кабельных линий и сооружений, надзор за прокладкой и монтажом новых кабельных линий, профилактические испытания оборудования, определение мест повреждений и текущий ремонт, измерение блуждающих токов и контроль за состоянием антикоррозионных покрытий, отбор проб масла из маслонаполненных кабельных линий, проверка действия устройств дымосигнализации и пожаротушения в кабельных сооружениях и т.п. [16]. Способы выполнения этих работ и используемая при этом аппаратура рассматриваются в специальных курсах.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 3

К § 3.1. 1. Из каких элементов состоит кабельная линия? 2. По каким признакам классифицируются КЛ? 3. Каковы основные типы кабельных муфт?

К § 3.2. 1. Каковы разновидности вязкой пропитки бумажной электрической изоляции кабелей? 2. В чем принципиальное различие конструкций кабелей 6—10 и 20—35 кВ? 3. Какая арматура используется в кабельных линиях напряжением до 35 кВ?

К § 3.3. 1. Какие причины вызвали необходимость создания маслонаполненных кабелей? 2. Какими способами достигается увеличение электрической прочности бумажно-масляной изоляции кабелей? 3. При каких давлениях работают МНК НД? 4. В чем отличие концевых муфт МНК НД от концевых муфт кабелей 6—35 кВ? 5. В чем принципиальные отличия конструкций МНК ВД и НД? 6. В чем специфика арматуры МНК ВД? 7. Каковы различия аппаратуры подпитки маслонаполненных кабельных линий НД и ВД?

К § 3.4. 1. Каковы основные способы прокладки кабельных линий? 2. Какие условия определяют выбор типа кабеля? 3. Что входит в состав работ по техническому обслуживанию кабельных линий?

ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ КАК ЭЛЕМЕНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

§ 4.1. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ И МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЛИНИИ

Линия электропередачи является наиболее массовым элементом электрической системы, связывающим между собой отдельные узловые точки ее схемы. В отличие от остальных элементов (синхронных электрических машин, трансформаторного оборудования, электроприемников и т.п.) она характеризуется одной существенной особенностью, а именно представляет собой элемент с распределенными по длине параметрами.

Волновые свойства линии

Передача электроэнергии по линиям электрической сети обусловлена распространением электромагнитного поля в проводах (жилах кабелей) и окружающем их пространстве. В воздушной линии под действием переменного напряжения возникает переменное магнитное поле вокруг проводов, а также переменное электрическое поле между фазными проводами и между каждым из проводов и землей. Возникновение переменного электрического поля приводит к появлению токов смещения (зарядных токов), значения которых зависят от свойств диэлектрика, окружающего проводник, и от разности потенциалов между проводом и землей, а для трехфазной линии — также и между фазными проводами. Зарядные токи, накладываясь на нагрузочный ток, определяют постепенное изменение общего тока вдоль линии. Обусловленная этим током напряженность магнитного поля также изменяется вдоль линии. Это, в свою очередь, приводит к тому, что наведенные ЭДС само- и взаимной индукции оказываются неодинаковыми для различных элементов длины линии. Неравенство этих ЭДС определяет сложный закон изменения напряжения и токов смещения вдоль линии.

Соотношение между напряжениями u и токами i на границах элементарного участка линии длиной dl определяется двумя известными из курса теоретических основ электротехники уравнениями в частных производных:

$$-\frac{\partial u}{\partial l} = ir_0 + L_0 \frac{\partial i}{\partial t}, \quad (4.1)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial l} = ug_0 + C_0 \frac{\partial u}{\partial t}, \quad (4.2)$$

где r_0 , g_0 , L_0 , C_0 — соответственно активные сопротивление и проводимость, индуктивность и емкость на единицу длины линии ("погонные" параметры линии).

Уравнения (4.1) и (4.2) характеризуют как переходные, так и установившиеся режимы линии. Если линия подключена к источнику синусоидального напряжения с угловой частотой ω ($\dot{U} = Ue^{j\omega t}$), то для установившихся режимов из (4.1) и (4.2) следует, что

$$-\frac{d\dot{U}}{dl} = \underline{Z}_0 \dot{I}, \quad (4.3)$$

$$-\frac{d\dot{I}}{dl} = \underline{Y}_0 \dot{U}, \quad (4.4)$$

где $\underline{Z}_0 = r_0 + j\omega L_0$, $\underline{Y}_0 = g_0 + j\omega C_0$ — комплексные сопротивление и проводимость единицы длины линии соответственно.

Отсюда можно получить два однотипных линейных дифференциальных уравнения 2-го порядка, характеризующих изменение вдоль линии напряжения и тока:

$$\frac{d^2 \dot{U}}{dl^2} = -\underline{Z}_0 \frac{d\dot{I}}{dl} = -\underline{Z}_0 \underline{Y}_0 \dot{U}, \quad (4.5)$$

$$\frac{d^2 \dot{I}}{dl^2} = -\underline{Y}_0 \frac{d\dot{U}}{dl} = -\underline{Z}_0 \underline{Y}_0 \dot{I}. \quad (4.6)$$

Характеристическое уравнение для системы дифференциальных уравнений (4.5) и (4.6) имеет вид

$$p^2 - \underline{Z}_0 \underline{Y}_0 = 0.$$

Его корнями являются $p_1 = -\gamma$ и $p_2 = \gamma$, где

$$\gamma = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} = \alpha + j\beta \quad (4.7)$$

— постоянная распространения электромагнитной волны; α — коэффициент затухания (ослабления) волны; β — коэффициент изменения фазы волны.

При этом решение линейного дифференциального уравнения (4.5) может быть записано в форме

$$\vec{U} = \underline{K}_1 e^{-\gamma l} + \underline{K}_2 e^{\gamma l}, \quad (4.8)$$

где $\underline{K}_1 = K_1 e^{j\psi_1}$, $\underline{K}_2 = K_2 e^{j\psi_2}$ — комплексные коэффициенты, определяющиеся начальными условиями.

Для тока из (4.3) с учетом (4.8) можно получить аналогичное по структуре уравнение:

$$\vec{I} = -\frac{1}{Z_0} \frac{d\vec{U}}{dl} = \frac{\sqrt{Z_0 Y_0}}{Z_0} (\underline{K}_1 e^{-\gamma l} - \underline{K}_2 e^{\gamma l}),$$

или

$$\vec{I} = (\underline{K}_1 e^{-\gamma l} - \underline{K}_2 e^{\gamma l}) / \underline{Z}_B, \quad (4.9)$$

где

$$\underline{Z}_B = \sqrt{Z_0 / Y_0} = Z_B e^{j\xi} \quad (4.10)$$

— волновое сопротивление линии.

Выражения (4.8) и (4.9) преобразуются к виду

$$\begin{aligned} \vec{U} &= K_1 e^{-\alpha l} e^{j(\psi_1 - \beta l)} + K_2 e^{\alpha l} e^{j(\psi_2 + \beta l)}, \\ \vec{I} &= (K_1 e^{-\alpha l} e^{j(\psi_1 - \beta l - \xi)} - K_2 e^{\alpha l} e^{j(\psi_2 + \beta l - \xi)}) / \underline{Z}_B, \end{aligned}$$

откуда, проецируя векторы \vec{U} и \vec{I} на ось, вращающуюся с синхронной скоростью ω , можно получить выражения для мгновенных значений напряжения и тока:

$$u = \sqrt{2} [K_1 e^{-\alpha l} \sin(\omega t + \psi_1 - \beta l) + K_2 e^{\alpha l} \sin(\omega t + \psi_2 + \beta l)], \quad (4.11)$$

$$i = \sqrt{2} [K_1 e^{-\alpha l} \sin(\omega t + \psi_1 - \beta l - \xi) - K_2 e^{\alpha l} \sin(\omega t + \psi_2 + \beta l - \xi)] / Z_B. \quad (4.12)$$

Найденные решения дифференциальных уравнений (4.5) и (4.6) формально позволяют рассматривать напряжение и ток в любой точке линии как результат наложения двух волн, движущихся с одинаковой скоростью в противоположные стороны. Волны напряжения и тока, перемещающиеся от начала линии к ее концу, называются *прямыми* волнами, движущиеся в противоположном направлении, — *обратными*. Как будет показано далее, для воздушных линий, работающих при

стандартной промышленной частоте $f_{\text{ном}} = 50$ Гц, коэффициент изменения фазы волны составляет величину, близкую к 0,06 град/км. При этом для таких линий длина волны (прямой и обратной) $\lambda = 360^\circ / \beta = = 6000$ км.

Представление о прямых и обратных волнах в ряде случаев позволяет получить наглядные характеристики различных режимов работы линии. Однако, как правило, для анализа установившихся режимов более целесообразно рассматривать и напряжение, и ток как результирующие величины, не выделяя в них слагаемых, отвечающих прямым и обратным волнам. При таком подходе, определяя коэффициенты \underline{K}_1 и \underline{K}_2 из начальных условий, из (4.8) и (4.9) после преобразований можно получить так называемые *уравнения длинной линии* [17]:

$$\vec{U}_x = \vec{U}_2 \operatorname{ch} \gamma l + \sqrt{3} \vec{I}_2 Z_B \operatorname{sh} \gamma l, \quad (4.13)$$

$$\vec{I}_x = \frac{\vec{U}_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\operatorname{sh} \gamma l}{Z_B} + \vec{I}_2 \operatorname{ch} \gamma l, \quad (4.14)$$

где \vec{U}_x и \vec{I}_x — соответственно линейное напряжение и фазный ток в точке x линии, удаленной на расстояние l от ее конца (рис. 4.1); \vec{U}_2 и \vec{I}_2 — аналогичные напряжение и ток в конце линии длиной L .

Следует подчеркнуть, что переход от исходной системы уравнений (4.1) и (4.2) к уравнениям (4.13) и (4.14) реализован при следующих допущениях:

1) трехфазная линия электропередачи представляет собой *линейную симметричную электрическую цепь*;

2) тройки фазных векторов токов и напряжений образуют *симметричные системы* и являются *строгими синусоидальными* функциями времени.

Допущение о линейности цепи предполагает, что ее параметры (сопротивления и проводимости) принимаются постоянными, т.е. не зависящими от параметров режима линии. В реальной линии, например, активное сопротивление зависит от протекающего по линии тока, а активная проводимость — от напряжения.

Допущение о симметричности цепи предполагает, что параметры различных фаз одинаковы. Большинство реальных линий сооружается с таким взаимным расположением проводов, которому соответствует различие параметров фаз. Осуществление *транспозиции*, т.е. циклической перестановки несимметрично расположенных проводов фаз,

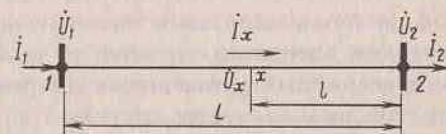


Рис. 4.1. Схематическое изображение линии электропередачи

позволяет обеспечить выравнивание параметров фаз на длине полного цикла. Вместе с тем протяженные линии электропередачи сверхвысокого напряжения (330 кВ и выше) в ряде случаев сооружаются с удлиненными или неполными циклами транспозиции [18], что в свою очередь приводит к несимметрии систем напряжений и токов в конце линии, даже если в начале линии была приложена строго симметричная система напряжений.

Допущение о синусоидальности кривых мгновенных значений токов и напряжений фаз, по существу, предполагает отсутствие в электрической системе элементов, являющихся источниками высших гармоник, а также идеальную синусоидальность ЭДС синхронных генераторов, что, как известно, в действительности не имеет места или не обеспечивается.

Таким образом, необходимо отдавать себе ясный отчет в том, что введение перечисленных допущений отвечает вполне определенной *идеализации* реальной линии электропередачи. Вместе с тем мероприятия, осуществляемые в электрических системах по ограничению степени несимметрии и несинусоидальности в соответствии с требованиями ГОСТа по обеспечению качества электроэнергии, приводят к тому, что обусловленная принятыми допущениями степень идеализации линии как элемента реальной электрической системы оказывается приемлемой не только для качественного, но и для количественного анализа, позволяя адекватно отразить ее свойства как в нормальных, так и в послеаварийных установившихся режимах, не связанных с пофазным отключением элементов системы.

В большинстве случаев нас прежде всего интересует соотношение параметров режима линии по концам электропередачи. При этом, полагая $l = L$, из уравнений (4.13) и (4.14) получаем

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{ch} \underline{\gamma} L + \sqrt{3} \dot{I}_2 \underline{Z}_B \operatorname{sh} \underline{\gamma} L, \quad (4.15)$$

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} \frac{\operatorname{sh} \underline{\gamma} L}{\underline{Z}_B} + \dot{I}_2 \operatorname{ch} \underline{\gamma} L. \quad (4.16)$$

В некоторых случаях для качественного анализа прибегают к дополнительной идеализации линии, пренебрегая наличием активных сопротивления и проводимости вследствие их малости по сравнению соответственно с индуктивным сопротивлением и емкостной проводимостью, т.е. полагают $r_0 = 0$ и $g_0 = 0$ и рассматривают так называемую "линию без потерь". При этом волновое сопротивление является вещественным числом ($\underline{Z}_B = Z_B$), коэффициент затухания $\alpha = 0$, а коэффициент распространения электромагнитной волны является чисто мнимой величиной, т.е. $\underline{\gamma} = j\beta$. Соответственно

$$\operatorname{sh} \underline{\gamma} L = \operatorname{sh} j\beta L = j \sin \beta L \text{ и } \operatorname{ch} \underline{\gamma} L = \operatorname{ch} j\beta L = \cos \beta L.$$

При этом уравнения (4.15) и (4.16) упрощаются благодаря исключению гиперболических функций и трансформируются к виду:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos \beta L + j \sqrt{3} \dot{I}_2 Z_B \sin \beta L, \quad (4.15a)$$

$$\dot{I}_1 = j \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} \frac{\sin \beta L}{Z_B} + \dot{I}_2 \cos \beta L. \quad (4.16a)$$

Математические модели линии

На основе полученных выше уравнений (4.15), (4.16) могут быть получены три математические модели реальной линии, адекватно отражающие лишь соотношения параметров режима (токов и напряжений) в ее начале и конце. Для определения параметров режима в других (промежуточных) точках линии при таком подходе необходимо представлять каждую из частей линии, находящихся слева и справа от рассматриваемой точки, своей моделью с параметрами, отвечающими длине соответствующего участка линии.

Необходимость в рассмотрении промежуточных точек линии возникает, как правило, при анализе установившихся режимов относительно протяженных электропередач с целью проверки соответствия параметров режима в этих точках техническим ограничениям. Аналогичная ситуация возникает при наличии на электропередаче промежуточных отборов мощности, т.е. промежуточных понижающих подстанций, а также установок продольной емкостной компенсации. В таких случаях отдельной математической моделью должен представляться каждый участок реальной линии между узлами i и j и лишь в частном случае такими узлами являются шины отправного ($i = 1$) и приемного ($j = 2$) концов электропередачи. Хотя ниже будет рассматриваться именно этот частный случай, следует помнить, что замена индексов 1 и 2 соответственно на i и j позволит трансформировать уравнения, связывающие параметры режима по концам линии, в уравнения для любого ее участка.

К числу упомянутых выше математических моделей относятся представления линии:

- симметричным пассивным четырехполюсником;
- схемой замещения (Π- или Т-образной);
- собственными и взаимными проводимостями.

Представление линии симметричным пассивным четырехполюсником (модель I). Возможность такого представления вытекает из анало-

гии структур уравнений линии (4.15), (4.16) и известных уравнений пассивного четырехполюсника:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \underline{A} + \sqrt{3} \dot{I}_2 \underline{B}, \quad (4.17)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{U}_2 \underline{C} / \sqrt{3} + \dot{I}_2 \underline{D}, \quad (4.18)$$

или в матричной форме

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A} & \sqrt{3} \underline{B} \\ \underline{C} / \sqrt{3} & \underline{D} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{K}_1 & \sqrt{3} \underline{Z}_1 \\ \underline{Y}_1 / \sqrt{3} & \underline{K}_1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix}. \quad (4.19)$$

Сопоставляя эти уравнения с (4.15) и (4.16), получаем:

$$\underline{K}_1 = \underline{A} = \underline{D} = \operatorname{ch} \gamma L, \quad (4.20)$$

$$\underline{Z}_1 = \underline{B} = \underline{Z}_B \operatorname{sh} \gamma L, \quad (4.21)$$

$$\underline{Y}_1 = \underline{C} = (\operatorname{sh} \gamma L) / \underline{Z}_B. \quad (4.22)$$

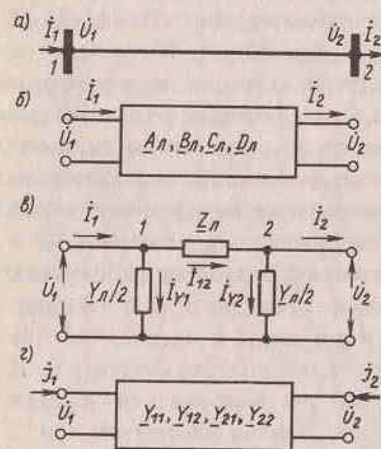


Рис. 4.2. Линия электропередачи (а) и ее представления четырехполюсником (б), П-образной схемой замещения (в) и собственными и взаимными проводимостями (г)

комплексная проводимость $\underline{Y}_n = g_n + jb_n$, где r_n, g_n — соответственно активные сопротивление и проводимость, x_n — индуктивное сопротивление, b_n — емкостная проводимость.

Таким образом, в данном случае реальная линия (рис. 4.2, а) представляется математической моделью, содержащей один элемент (рис. 4.2, б), параметрами которого являются комплексные константы \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} и \underline{D} , связанные с волновыми параметрами линии соотношениями (4.20)–(4.22).

Представление линии симметричной П-образной схемой замещения (модель П). Такое представление (рис. 4.2, в) в большинстве случаев более удобно по сравнению с Т-образной схемой замещения, если линия рассматривается не изолированно, а как элемент электрической сети. По этой причине оно и будет использоваться в дальнейшем.

Параметрами рассматриваемой схемы замещения являются комплексное сопротивление $\underline{Z}_n = r_n + jx_n$ и

Связь между параметрами режима на входе (\dot{I}_1, \dot{U}_1) и на выходе (\dot{I}_2, \dot{U}_2) такой схемы определяется из пяти уравнений для трех ее ветвей и двух узлов. Для поперечной ветви, связанной с узлом 1,

$$\dot{I}_{Y1} = (\dot{U}_1 / \sqrt{3}) \underline{Y}_n / 2. \quad (4.23)$$

Для поперечной ветви, связанной с узлом 2,

$$\dot{I}_{Y2} = (\dot{U}_2 / \sqrt{3}) \underline{Y}_n / 2. \quad (4.24)$$

Для продольной ветви (между узлами 1 и 2)

$$\dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \sqrt{3} \dot{I}_{12} \underline{Z}_n. \quad (4.25)$$

Для узлов 1 и 2 в соответствии с первым законом Кирхгофа

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{Y1} + \dot{I}_{12}, \quad (4.26)$$

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_{Y2} + \dot{I}_2. \quad (4.27)$$

Преобразуем уравнение (4.25), подставляя выражения для тока \dot{I}_{12} из (4.27) и для тока \dot{I}_{Y2} из (4.24):

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3} (\dot{I}_{Y2} + \dot{I}_2) \underline{Z}_n = \dot{U}_2 + \sqrt{3} [(\dot{U}_2 / \sqrt{3}) \underline{Y}_n / 2 + \dot{I}_2] \underline{Z}_n,$$

или

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 (1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2) + \sqrt{3} \dot{I}_2 \underline{Z}_n. \quad (4.28)$$

Теперь преобразуем уравнение (4.26) с использованием (4.23), (4.24) и (4.27):

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{Y1} + \dot{I}_{Y2} + \dot{I}_2 = (\dot{U}_1 / \sqrt{3}) \underline{Y}_n / 2 + (\dot{U}_2 / \sqrt{3}) \underline{Y}_n / 2 + \dot{I}_2.$$

Заменяя здесь \dot{U}_1 его выражением из (4.28), получим

$$\dot{I}_1 = (\dot{U}_2 / \sqrt{3}) (1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2) \underline{Y}_n / 2 + \dot{I}_2 \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2 + (\dot{U}_2 / \sqrt{3}) \underline{Y}_n / 2 + \dot{I}_2$$

или

$$\dot{I}_1 = (\dot{U}_2 / \sqrt{3}) (2 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2) \underline{Y}_n / 2 + \dot{I}_2 (1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2). \quad (4.29)$$

Объединяя уравнения (4.28) и (4.29) матричной записью, получим аналогично (4.19)

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{K}_{\Pi} & \sqrt{3}\underline{Z}_{\Pi} \\ \underline{Y}_{\Pi}/\sqrt{3} & \underline{K}_{\Pi} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix}, \quad (4.30)$$

где

$$\underline{K}_{\Pi} = 1 + \underline{Z}_{\Pi}\underline{Y}_{\Pi}/2, \quad (4.31)$$

$$\underline{Z}_{\Pi} = \underline{Z}_{\Pi}, \quad (4.32)$$

$$\underline{Y}_{\Pi} = \underline{Y}_{\Pi} + \underline{Z}_{\Pi}(\underline{Y}_{\Pi}/2)^2. \quad (4.33)$$

Из сопоставления (4.19) и (4.30) с учетом (4.20)–(4.22) вытекает:

$$\underline{K}_{\Pi} = \underline{A} = \underline{D} = \text{ch } \underline{\gamma}L, \quad (4.31a)$$

$$\underline{Z}_{\Pi} = \underline{B} = \underline{Z}_{\Pi} \text{sh } \underline{\gamma}L, \quad (4.32a)$$

$$\underline{Y}_{\Pi} = \underline{C} = (\text{sh } \underline{\gamma}L)/\underline{Z}_{\Pi}. \quad (4.33a)$$

Однако, как и в случае четырехполюсника, нас интересует возможность определения параметров П-образной схемы замещения (\underline{Z}_{Π} , \underline{Y}_{Π}) через волновые параметры линии.

Выражение для комплексного сопротивления продольной ветви схемы замещения вытекает из сопоставления (4.32) и (4.32a):

$$\underline{Z}_{\Pi} = \underline{Z}_{\Pi} \text{sh } \underline{\gamma}L. \quad (4.34)$$

Выражение для суммарной проводимости поперечных ветвей схемы замещения получим, приравняв правые части (4.31) и (4.31a):

$$1 + \underline{Z}_{\Pi}\underline{Y}_{\Pi}/2 = \text{ch } \underline{\gamma}L, \quad (4.35)$$

откуда с учетом (4.34)

$$\underline{Y}_{\Pi} = 2(\text{ch } \underline{\gamma}L - 1)/\underline{Z}_{\Pi} = \frac{2}{\underline{Z}_{\Pi}} \cdot \frac{\text{ch } \underline{\gamma}L - 1}{\text{sh } \underline{\gamma}L},$$

или

$$\underline{Y}_{\Pi} = \frac{2}{\underline{Z}_{\Pi}} \text{th } \frac{\underline{\gamma}L}{2}. \quad (4.36)$$

Таким образом, в данном случае реальная линия (рис. 4.2, а) представляется математической моделью, которая в отличие от предыдущей характеризуется лишь двумя комплексными параметрами \underline{Z}_{Π} и \underline{Y}_{Π} .

связанными с волновыми параметрами линии соотношениями (4.34) и (4.36).

Представление линии собственными и взаимными проводимостями (модель III). Из курса "Математические задачи электроэнергетики" [19] известно, что при отсутствии ЭДС в ветвях схемы замещения сети матричное узловое уравнение имеет вид

$$\dot{\underline{Y}}_y \dot{\underline{U}}_{\Delta} = \sqrt{3} \dot{\underline{J}}, \quad (4.37)$$

где $\dot{\underline{Y}}_y$ — квадратная матрица узловых проводимостей; $\dot{\underline{U}}_{\Delta}$ — матрица-столбец напряжений узлов относительно базисного; $\dot{\underline{J}}$ — матрица-столбец задающих токов в узлах.

Применительно к линии электропередачи, если в качестве базисного рассматривается узел с нулевым потенциалом, система (4.37) запишется в виде

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \end{bmatrix}, \quad (4.37a)$$

где $\dot{J}_1 = \dot{I}_1$, $\dot{J}_2 = -\dot{I}_2$ (рис. 4.2, в).

Известно, что матрица узловых проводимостей симметрична относительно главной диагонали, т.е. в нашем случае $\underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21}$, и любой недиагональный элемент \underline{Y}_{ij} равен взятой с обратным знаком проводимости ветви, включенной между узлами i и j , или нулю, если связь между узлами i и j отсутствует. В данном случае между узлами 1 и 2 схемы замещения линии (рис. 4.2, в) включена ветвь с сопротивлением \underline{Z}_{Π} , поэтому *взаимные проводимости*

$$\underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21} = -1/\underline{Z}_{\Pi}. \quad (4.38)$$

Любой диагональный элемент матрицы узловых проводимостей (\underline{Y}_{ii}) равен сумме проводимостей ветвей, связанных с узлом i . В рассматриваемом случае это означает, что *собственные проводимости*

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{22} = 1/\underline{Z}_{\Pi} + \underline{Y}_{\Pi}/2, \quad (4.39)$$

или с учетом (4.34) и (4.35)

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{22} = (1 + \underline{Z}_{\Pi}\underline{Y}_{\Pi}/2)/\underline{Z}_{\Pi} = \text{ch } \underline{\gamma}L/(\underline{Z}_{\Pi} \text{sh } \underline{\gamma}L),$$

т.е. окончательно

$$\underline{Y}_{\text{соб}} = \underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{22} = 1/(\underline{Z}_{\Pi} \text{th } \underline{\gamma}L). \quad (4.40)$$

В свою очередь, из (4.38) с учетом (4.34) имеем

$$\underline{Y}_{вз} = \underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21} = -1/(\underline{Z}_в \operatorname{sh} \gamma L). \quad (4.41)$$

Таким образом, в рассмотренном случае реальная линия представлена математической моделью (рис. 4.2, в), которая характеризуется попарно одинаковыми комплексными проводимостями (собственными и взаимными), связанными с волновыми параметрами линии соотношениями (4.40) и (4.41).

С математической точки зрения собственные и взаимные проводимости линии представляют собой комплексные коэффициенты пропорциональности между соответствующими узловыми напряжениями и задающими токами узлов. Вместе с тем они имеют и определенную физическую интерпретацию. Так, собственная проводимость \underline{Y}_{ii} определяет соотношение между напряжением \dot{U}_i и задающим током \dot{J}_i (т.е. режимными параметрами узла i) при закорачивании источника напряжения в узле j ($\dot{U}_j = 0$), т.е. в соответствии с (4.37а)

$\underline{Y}_{ii} = \sqrt{3}\dot{J}_{i(кз)}/\dot{U}_{i(кз)}$. Таким образом, собственная проводимость может трактоваться как величина, обратная комплексному "входному сопротивлению" схемы со стороны узла i . Взаимная же проводимость \underline{Y}_{ij} определяет соотношение между напряжением \dot{U}_j и задающим током \dot{J}_i при шунтировании источника напряжения в узле i , т.е. $\underline{Y}_{ij} = \sqrt{3}\dot{J}_{i(кз)}/\dot{U}_{j(кз)}$.

Систему уравнений (4.37а) можно преобразовать к виду, явно определяющему параметры режима в начале линии через параметры в конце линии, т.е. к виду, аналогичному (4.19) и (4.30). Эквивалентная матричная запись (4.37а) система уравнений имеет вид

$$\underline{Y}_{11}\dot{U}_1 + \underline{Y}_{12}\dot{U}_2 = \sqrt{3}\dot{J}_1 = \sqrt{3}\dot{I}_1, \quad (4.42)$$

$$\underline{Y}_{21}\dot{U}_1 + \underline{Y}_{22}\dot{U}_2 = \sqrt{3}\dot{J}_2 = -\sqrt{3}\dot{I}_2. \quad (4.43)$$

Из (4.43)

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2(-\underline{Y}_{22}/\underline{Y}_{21}) + \sqrt{3}\dot{I}_2(-1/\underline{Y}_{21}). \quad (4.44)$$

Из (4.42) с учетом (4.44)

$$\dot{I}_1 = (\dot{U}_2/\sqrt{3})\underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{11}[\dot{U}_2(-\underline{Y}_{22}/\underline{Y}_{21}) + \sqrt{3}\dot{I}_2(-1/\underline{Y}_{21})]/\sqrt{3}$$

или

$$\dot{I}_1 = (\dot{U}_2/\sqrt{3})(\underline{Y}_{12} - \underline{Y}_{11}\underline{Y}_{22}/\underline{Y}_{21}) + \dot{I}_2(-\underline{Y}_{11}/\underline{Y}_{21}). \quad (4.45)$$

Уравнения (4.44) и (4.45) объединяются матричной записью аналогично предыдущим моделям:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{K}_{III} & \sqrt{3}\underline{Z}_{III} \\ \underline{Y}_{III}/\sqrt{3} & \underline{K}_{III} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix}, \quad (4.46)$$

где с учетом (4.40) и (4.41)

$$\underline{K}_{III} = -\underline{Y}_{собр}/\underline{Y}_{вз}, \quad (4.47)$$

$$\underline{Z}_{III} = -1/\underline{Y}_{вз}, \quad (4.48)$$

$$\underline{Y}_{III} = (\underline{Y}_{вз}^2 - \underline{Y}_{собр}^2)/\underline{Y}_{вз}. \quad (4.49)$$

Таким образом, в данной модели линия представлена двумя комплексными параметрами ($\underline{Y}_{собр}$, $\underline{Y}_{вз}$).

Соотношения между параметрами математических моделей

Матрицы коэффициентов систем уравнений (4.19), (4.30) и (4.46), связывающие параметры режима в начале и в конце линии при ее представлении математическими моделями I, II и III, естественно, имеют не только одинаковую структуру, но и единый физический смысл. Так, комплексные безразмерные коэффициенты $\underline{K}_I = \underline{K}_{II} = \underline{K}_{III} = \underline{K}$ определяют соотношения между напряжениями \dot{U}_1 и \dot{U}_2 в режиме холостого хода при разомкнутом приемном конце линии ($\dot{I}_2 = 0$), так и между токами \dot{I}_1 и \dot{I}_2 в режиме короткого замыкания на приемном конце линии ($\dot{U}_2 = 0$), т.е.

$$\underline{K} = \dot{I}_{1(хх)}/\dot{U}_{2(хх)} = \dot{I}_{1(кз)}/\dot{I}_{2(кз)}. \quad (4.50)$$

Комплексные коэффициенты $\underline{Z}_I = \underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{III} = \underline{Z}$, имеющие размерность сопротивления, определяют соотношение между напряжением в начале линии и током \dot{I}_2 при коротком замыкании на приемном конце линии ($\dot{U}_2 = 0$), т.е.

$$\underline{Z} = \dot{U}_{1(кз)}/(\sqrt{3}\dot{I}_{2(кз)}). \quad (4.51)$$

Комплексные коэффициенты $\underline{Y}_I = \underline{Y}_{II} = \underline{Y}_{III} = \underline{Y}$, имеющие размерность проводимости, определяют соотношение между током в начале

линии и напряжением \dot{U}_2 в режиме холостого хода при разомкнутом конце линии ($\dot{I}_2 = 0$), т.е.

$$\underline{Y} = \sqrt{3} \dot{I}_{1(\text{хх})} / \dot{U}_{2(\text{хх})}. \quad (4.52)$$

Общность физической природы коэффициентов \underline{K} , \underline{Z} и \underline{Y} для различных математических моделей линии электропередачи позволяет получить выражения, связывающие параметры этих моделей, т.е. коэффициенты четырехполюсника \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} , \underline{D} , параметры П-образной схемы замещения \underline{Z}_Π и \underline{Y}_Π и собственные и взаимные проводимости $\underline{Y}_{\text{соб}}$ и $\underline{Y}_{\text{вз}}$.

Соотношения между параметрами четырехполюсника и П-образной схемы замещения. Из равенства $\underline{K}_I = \underline{K}_{II}$ с учетом их выражений через параметры соответствующих моделей (4.20) и (4.31) вытекает

$$\underline{A} = \underline{D} = 1 + \underline{Z}_\Pi \underline{Y}_\Pi / 2. \quad (4.53)$$

Аналогично из равенства сопротивлений \underline{Z}_I и \underline{Z}_{II} , описываемых выражениями (4.21) и (4.32), имеем

$$\underline{B} = \underline{Z}_\Pi. \quad (4.54)$$

Наконец, из равенства проводимостей \underline{Y}_I и \underline{Y}_{II} , описываемых выражениями (4.22) и (4.33), получим

$$\underline{C} = \underline{Y}_\Pi + \underline{Z}_\Pi (\underline{Y}_\Pi / 2)^2. \quad (4.55)$$

Из выражения (4.53) с учетом (4.54) можно получить связь между \underline{Y}_Π и параметрами четырехполюсника

$$\underline{Y}_\Pi = 2(\underline{A} - 1) / \underline{Z}_\Pi = 2(\underline{A} - 1) / \underline{B}.$$

Соотношения между параметрами четырехполюсника и собственными и взаимными проводимостями. Из равенства $\underline{K}_I = \underline{K}_{III}$ с учетом выражений этих коэффициентов через параметры четырехполюсника (4.20) и собственные и взаимные проводимости (4.47) имеем

$$\underline{A} = \underline{D} = -\underline{Y}_{\text{соб}} / \underline{Y}_{\text{вз}}. \quad (4.57)$$

Аналогично, приравнявая правые части выражений (4.21) и (4.48) для сопротивлений \underline{Z}_I и \underline{Z}_{III} , а также правые части выражений (4.22) и (4.49) для проводимостей \underline{Y}_I и \underline{Y}_{III} , получим

$$\underline{B} = -1 / \underline{Y}_{\text{вз}}, \quad (4.58)$$

$$\underline{C} = (\underline{Y}_{\text{вз}}^2 - \underline{Y}_{\text{соб}}^2) / \underline{Y}_{\text{вз}}. \quad (4.59)$$

Выражения $\underline{Y}_{\text{вз}}$ и $\underline{Y}_{\text{соб}}$ через параметры четырехполюсника получаются из (4.58) и (4.57):

$$\underline{Y}_{\text{вз}} = -1 / \underline{B}. \quad (4.60)$$

$$\underline{Y}_{\text{соб}} = -\underline{A} \underline{Y}_{\text{вз}} = \underline{A} / \underline{B} = \underline{D} / \underline{B}. \quad (4.61)$$

Соотношения между параметрами П-образной схемы замещения и собственными и взаимными проводимостями. Из сопоставления правых частей выражений (4.32) и (4.48) для сопротивлений \underline{Z}_{II} и \underline{Z}_{III} имеем

$$\underline{Z}_\Pi = -1 / \underline{Y}_{\text{вз}}. \quad (4.62)$$

Используя равенство $\underline{K}_{II} = \underline{K}_{III}$, из (4.31) и (4.47) получим

$$1 + \underline{Z}_\Pi \underline{Y}_\Pi / 2 = -\underline{Y}_{\text{соб}} / \underline{Y}_{\text{вз}},$$

откуда с учетом (4.62) вытекает выражение для \underline{Y}_Π :

$$\underline{Y}_\Pi = -2(\underline{Y}_{\text{соб}} / \underline{Y}_{\text{вз}} + 1) / \underline{Z}_\Pi = 2(\underline{Y}_{\text{соб}} / \underline{Y}_{\text{вз}} + 1) \underline{Y}_{\text{вз}}$$

или

$$\underline{Y}_\Pi = 2(\underline{Y}_{\text{соб}} + \underline{Y}_{\text{вз}}). \quad (4.63)$$

Выражения собственных и взаимных проводимостей через \underline{Z}_Π и \underline{Y}_Π были рассмотрены ранее [см. (4.38) и (4.39)].

§ 4.2. ПОГОННЫЕ И ВОЛНОВЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Для определения волновых параметров ($\underline{Z}_\text{в}$, \underline{Y}), а также параметров П-образной схемы замещения (\underline{Z}_Π , \underline{Y}_Π), четырехполюсника (\underline{A} , \underline{B} , \underline{C} , \underline{D}) или собственных и взаимных проводимостей ($\underline{Y}_{\text{соб}}$, $\underline{Y}_{\text{вз}}$) необходимо знать значения погонных параметров линии (r_0 , g_0 , $x_0 = \omega L_0$, $b_0 = \omega C_0$). Значения этих параметров определяются типом линии (воздушная или кабельная), ее номинальным напряжением ($U_{\text{ном}}$) и конструктивными характеристиками (числом цепей, материалом и сечением токоведущих элементов, их расположением друг относительно друга и земли, наличием расщепления фаз и т.п.). Рассмотрим определение этих параметров применительно к наиболее характерным типам линий электропередачи.

Одноцепная транспонированная воздушная линия с нерасщепленной фазой

Линии без расщепления фаз сооружаются в нашей стране при $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ. Они имеют всего три фазных провода, которые с целью обеспечения равенства реактивных параметров подвергнуты полной циклической перестановке на длине цикла транспозиции.

Погонное активное сопротивление. Активным сопротивлением проводов называется их сопротивление переменному току, определенное с учетом влияния поверхностного эффекта, наличия продольного магнитного потока, потерь в сердечнике и скрутки проволоки [18]. Проводимость стального сердечника в сталеалюминиевых проводах обычно не учитывается и принимается, что сопротивление определяется лишь алюминиевой частью провода. Отличие погонного активного сопротивления (r_0) от омического ($r_{0\text{ ом}}$) может быть учтено некоторым коэффициентом $k_a > 1$:

$$r_0 = r_{0\text{ ом}} k_a. \quad (4.64)$$

Коэффициент k_a , учитывающий увеличение сопротивления из-за перечисленных выше факторов, в общем случае зависит от частоты и значения тока, от материала и диаметра провода, от числа повивов алюминиевых проволок. При частоте 50 Гц для одноповивных проводов $k_a = 1,1 \div 1,2$, для проводов с двумя повивами $k_a = 1,02 \div 1,03$ (при четном числе разнонаправленных повивов происходит частичная компенсация продольных составляющих магнитного потока). Для проводов с тремя повивами значение k_a составляет 1,08–1,09, а для наиболее крупных проводов с четырьмя повивами — 1,12–1,15 [18].

Погонное сопротивление сталеалюминиевого провода постоянному току ("омическое") при температуре 20°C определяется выражением

$$r_{0\text{ ом}}(20) = \rho_{\text{ал}}(20) k_{\text{скр}} / F_{\text{ал}}, \quad (4.65)$$

где $\rho_{\text{ал}}(20)$ — удельное электрическое сопротивление алюминия при 20°C; $F_{\text{ал}}$ — расчетное поперечное сечение токопроводящей (алюминевой) части провода; $k_{\text{скр}} \approx 1,02$ — коэффициент, учитывающий удлинение проволоки из-за скрутки. В соответствии с ГОСТ 839–80 используемый для изготовления проводов алюминий характеризуется значением $\rho_{\text{ал}}(20) = 29$ Ом·мм²/км. При сооружении ВЛ 35–150 кВ используются провода нормального исполнения (с соотношением сечений алюминиевой и стальной части $F_{\text{ал}}/F_{\text{ст}} \approx 6$). При $F_{\text{ал}} = 50 \div 185$ мм² значения $r_{0\text{ ом}}(20)$ для таких проводов лежат в диапазоне 0,603–0,162 Ом/км.

Активное сопротивление проводов воздушных линий меняется при их нагреве или охлаждении, обусловленном изменением протекающего по ним тока и температуры окружающей среды. Строго говоря, значения r_0 должны определяться с учетом действительной температуры провода по известной формуле

$$r_{0(T)} = r_{0(20)} [1 + \alpha_T (T_{\text{пр}} - 20)], \quad (4.66)$$

где $r_{0(T)}$ — погонное активное сопротивление при температуре $T_{\text{пр}}$, выраженной в градусах Цельсия; α_T — температурный коэффициент увеличения сопротивления, который для алюминия в интервале 0–100°C составляет 0,004°C⁻¹.

При выполнении расчетов установившихся режимов электрических сетей, в особенности на стадии проектирования, когда исходная информация о нагрузках элементов сети и их изменении во времени (в суточном, годовом и многолетнем разрезах) является ориентировочной, при определении погонного активного сопротивления обычно используются два общепринятых допущения:

- отличием r_0 от $r_{0\text{ ом}}$ при частоте 50 Гц можно пренебречь;
- отличие среднеэксплуатационной температуры провода от 20°C не учитывается.

Возникающая при этих допущениях погрешность, как правило, лежит в пределах точности задания других исходных данных.

Погонное индуктивное сопротивление. Магнитное поле, возникающее вокруг и внутри провода, определяет его индуктивное сопротивление. ЭДС, соответствующая индуктивному сопротивлению, наводится в каждом проводе магнитными полями всех фазных проводов, поэтому ее значение, а следовательно, и значение пропорционального ей индуктивного сопротивления зависят от взаимного расположения проводов. Если это расположение обеспечивает одинаковое потоко-сцепление каждого провода, то наводимые в проводах ЭДС равны, а их индуктивные сопротивления одинаковы. Последнее достигается либо при расположении проводов по вершинам равностороннего треугольника, либо (при других расположениях) благодаря транспозиции проводов.

В рассматриваемом нами случае погонное индуктивное сопротивление фазы линии (x_0 , Ом/км) определяется по выражению

$$x_0 = \omega L_0 = \omega \mu_0 [\ln(D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}}) + \mu/4] / (2\pi), \quad (4.67)$$

где L_0 — погонная эквивалентная индуктивность фазы, Гн/км; $\omega = 2\pi f$ — угловая частота переменного тока, рад/с; f — частота, Гц; $\mu_0 =$

$= 4\pi \cdot 10^{-4}$ Гн/км — магнитная постоянная; μ — относительная магнитная проницаемость, о. е.; $D_{\text{ср}}$ — среднегеометрическое расстояние между проводами фаз; $R_{\text{пр}} = D_{\text{пр}}/2$ — радиус провода.

При стандартизированной в нашей стране частоте $f_{\text{ном}} = 50$ Гц

$$x_0 = 314[2 \cdot 10^{-4} \ln(D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}}) + 0,5\mu \cdot 10^{-4}], \quad (4.67a)$$

или с учетом того, что для цветных металлов $\mu = 1$, и переходя к десятичным логарифмам ($\ln A = 2,3 \lg A$),

$$x_0 = 0,1445 \lg(D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}}) + 0,0157. \quad (4.67b)$$

В приведенных выше выражениях для x_0 второе слагаемое учитывает "внутреннюю" индуктивность, соответствующую доле магнитного потока, замыкающегося непосредственно по проводу.

Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз A, B и C при их произвольном расположении (рис. 4.3) определяется как

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}} \quad (4.68)$$

и при расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника равно междупазовому расстоянию ($D_{\text{ср}} = D_{\text{мф}}$), а при горизонтальном расположении ($D_{AB} = D_{BC} = D_{\text{мф}}$, $D_{CA} = 2D_{\text{мф}}$)

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{\text{мф}} D_{\text{мф}} 2D_{\text{мф}}} = D_{\text{мф}} \sqrt[3]{2} = 1,26 D_{\text{мф}}. \quad (4.68a)$$

Погонная емкостная проводимость. Под действием электростатического поля между проводами фаз, а также между проводами и землей

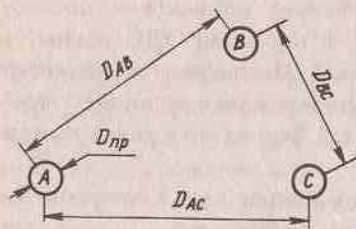


Рис. 4.3. Произвольное взаимное расположение фаз одноцепной воздушной линии электропередачи

возникают токи смещения, изменяющиеся по синусоидальному закону и практически не имеющие активной составляющей, так как потери, связанные с переориентацией диполей диэлектрика (в данном случае воздуха), ничтожно малы. Значения этих токов, называемых *зарядными*, определяются частичными емкостями между фазами и между каждой из фаз и землей. При транспозиции результирующий зарядный ток фазы определяется так называемой "рабочей"

(эквивалентной) емкостью линии (C_0 , Ф/км), которой соответствует погонная емкостная проводимость (b_0 , См/км), определяемая выражением

$$b_0 = \omega C_0 = \omega 2\pi \varepsilon_0 / \ln(D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}}), \quad (4.69)$$

где ε — относительная диэлектрическая проницаемость, о. е.; $\varepsilon_0 = 1/(4\pi \cdot 9 \cdot 10^6)$ — электрическая постоянная, Ф/км, остальные обозначения те же, что и в выражении (4.67).

При $f_{\text{ном}} = 50$ Гц с учетом того, что для воздуха $\varepsilon \approx 1$,

$$b_0 = 314/[18 \cdot 10^6 \ln(D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}})] = 17,4 \cdot 10^{-6} / \ln(D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}}) \quad (4.69a)$$

или

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}}). \quad (4.69b)$$

Погонная активная проводимость. Электростатическое поле линии при определенных условиях вызывает ионизацию слоя воздуха вблизи поверхностей проводов фаз. Это явление, получившее название явления коронирования проводов (или коротко — *явления короны*), возникает при превышении напряженностью электрического поля на поверхности провода некоторого критического значения. Коронирование проводов сопровождается акустическим шумом и помехами радио- и телевизионному приему. Затраты активной мощности на ионизацию воздуха (потери мощности на корону — $\Delta P_{\text{кор}}$) в схеме замещения учитываются введением активной проводимости линии (g). Ее погонное значение (g_0 , См/км) приближенно может быть определено по *среднегодовым погонным значениям потерь мощности на корону* ($\Delta P_{\text{коро}}$) и номинальному напряжению линии ($U_{\text{ном}}$) согласно выражению

$$g_0 \approx \Delta P_{\text{коро}} / U_{\text{ном}}^2. \quad (4.70)$$

Значения $\Delta P_{\text{коро}}$ определяются экспериментально для различных районов страны и приводятся в соответствующей справочной литературе [5, 20]. У воздушных линий (ВЛ) с нерасщепленной фазой при напряжениях 110 кВ и менее потери на корону пренебрежимо малы, поэтому их схемы замещения не содержат поперечных ветвей с активной проводимостью. Лишь начиная с $U_{\text{ном}} = 220$ кВ потери на корону становятся более или менее заметной величиной в суммарных потерях мощности, что влечет за собой необходимость их учета в технико-экономических расчетах. Однако в расчетах режимов электрических сетей 220 кВ при проектировании обычно используют схемы замещения

линий без активных проводимостей, так как возникающая при этом погрешность в определении режимных параметров не превышает погрешности исходных данных.

Наряду с абсолютными значениями погонных параметров полезно представлять и соотношения между активным и индуктивным сопротивлениями

$$v = r_0/x_0, \quad (4.71)$$

активной и емкостной проводимостями

$$s = g_0/b_0, \quad (4.72)$$

а также погонные значения зарядной мощности

$$Q_{C0} = U_{\text{ном}}^2 b_0. \quad (4.73)$$

Знание значений этих параметров позволяет ориентироваться в выборе подходящего для целей исследования или расчета варианта схемы замещения линии (рис. 4.4).

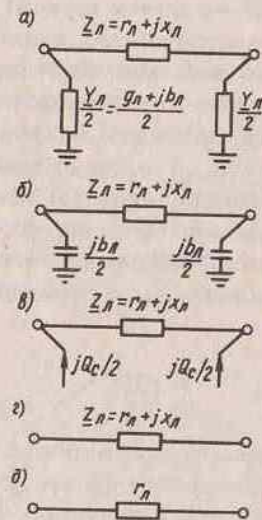


Рис. 4.4. Варианты схем замещения линий электропередачи:

а - общего вида; б - упрощенная (без учета активной проводимости поперечных ветвей); в - приближенная (при замене поперечных ветвей постоянной зарядной мощностью); г - без поперечных ветвей (при пренебрежении как активной, так и емкостной проводимостью); д - без учета индуктивного сопротивления и проводимостей

Значения и соотношения погонных параметров. Анализ зависимостей погонных параметров ВЛ 35–220 кВ от сечения провода [21] показывает, что значения реактивных параметров претерпевают значительно меньшие изменения по сравнению с погонным активным сопротивлением, что объясняется положением радиуса провода под знаком

логарифма в формулах (4.676) и (4.696). Так, если погонное активное сопротивление меняется при увеличении сечения от 50 до 500 мм² в диапазоне от 0,6 до 0,06 Ом/км, то пределы изменения индуктивного сопротивления составляют 0,44–0,39 Ом/км и в качестве среднего значения в приближенных расчетах может быть принято значение $r_{\text{оср}} = 0,41$ Ом/км.

Соотношение $r_0/x_0 = v$ в силу незначительного изменения x_0 имеет практически такой же резко падающий характер, что и r_0 , меняясь в пределах от 1,4 до 0,15. Лишь при $U_{\text{ном}} = 220$ кВ (при использовании больших сечений — от 240 до 500 мм²) этот диапазон сокращается до 0,28–0,15. Это означает, что в расчетах режимов сетей 35–150 кВ пренебрегать активным сопротивлением линий недопустимо.

Аналогично x_0 , погонная емкостная проводимость меняется в диапазоне лишь от 2,58 до 2,95 мкСм/км, а среднее значение составляет $b_{\text{оср}} = 2,72$ мкСм/км.

Погонное значение зарядной мощности (Q_{C0}) при незначительном изменении b_0 в основном определяется номинальным напряжением линии [см. формулу (4.73)]. При $U_{\text{ном}} = 35$ кВ это значение составляет лишь 3–4 квар/км, что, в свою очередь (с учетом того, что $g_0 = 0$), вообще позволяет отказаться от учета поперечных ветвей в схеме замещения (рис. 4.4, г). При напряжениях 110–220 кВ такой учет необходим, так как значение зарядной мощности с ростом $U_{\text{ном}}$ оказывает все большее влияние на баланс реактивной мощности в линии. Вместе с тем при проектировании наряду со схемой рис. 4.4, б часто используют и приближенную схему замещения (рис. 4.4, в), в которой Q_C определяется по значениям Q_{C0} . Последние слабо зависят от сечения, и поэтому могут быть использованы усредненные значения ($Q_{C0\text{ср}}$), которые составляют: 33 квар/км для $U_{\text{ном}} = 110$ кВ, 60 квар/км для $U_{\text{ном}} = 150$ кВ, 131 квар/км для $U_{\text{ном}} = 220$ кВ.

При $U_{\text{ном}} = 220$ кВ определенная по справочным данным [5] погонная активная проводимость на два порядка меньше емкостной ($s = 2,35 \div 0,9\%$) и в большинстве практических расчетов ею пренебрегают, используя при этом упрощенную схему замещения, рис. 4.4, б.

Волновые параметры и натуральная мощность. Значения погонных параметров линии непосредственно определяют величины ее волнового сопротивления Z_n согласно выражению (4.10) и постоянной распространения электромагнитной волны γ в соответствии с (4.7).

Анализ зависимостей волновых параметров линий 35–220 кВ от сечения провода [21] показывает, что в силу существенного влияния активного сопротивления изменения модуля и аргумента волнового сопротивления, а также коэффициента затухания весьма значительны. Это обстоятельство не позволяет охарактеризовать линии

данного класса некоторым единственным усредненным значением модуля волнового сопротивления ($Z_{в,ср}$). Пределы изменения $Z_{в}$ составляют 529—377 Ом при $U_{ном} = 35$ кВ и 411—384 Ом при $U_{ном} = 220$ кВ.

Несмотря на то что волновые свойства таких линий в силу их относительно небольшой протяженности обычно не учитываются при анализе их установившихся режимов, использование для их сопоставления с линиями 330 кВ и выше часто встречающегося в специальной литературе значения $Z_{в} \approx 400$ Ом в общем случае неправомерно. Указанное значение может трактоваться как усредненное лишь для линий 220 кВ. В остальных случаях требуется специальная оговорка. Аналогичные соображения распространяются и на значения аргумента $Z_{в}(\xi)$ и коэффициента затухания α , пределы изменения которых составляют от $-27,3$ до $-3,9^\circ$ и $(0,64-0,08)10^{-3}$ км $^{-1}$ соответственно.

Что же касается коэффициента изменения фазы β , то для линий 35—150 кВ он меняется в относительно более узком, но все же значительном диапазоне — $(1,24-1,07)10^{-3}$ км $^{-1}$. И только для линий 220 кВ в диапазоне сечений от 240 до 500 мм 2 β имеет достаточно стабильную величину, близкую к $1,07 \cdot 10^{-3}$ км $^{-1}$ (0,0613 град/км).

Волновое сопротивление определяет и такую важную характеристику линии электропередачи, как ее *натуральная мощность*. Это понятие, известное из курса "Теоретические основы электротехники", косвенно характеризует *пропускную способность линии**. Вопросы оценки и обеспечения пропускной способности возникают преимущественно в случае электропередач большой протяженности и, как правило, сверхвысокого напряжения. Для воздушных линий с $U_{ном} \leq 220$ кВ натуральная мощность оказывается близкой к среднему для диапазона применяемых сечений значению *экономически целесообразной передаваемой мощности* [22]. Поэтому знание этого показателя является своеобразным ориентиром для выбора подходящего номинального напряжения участков вновь проектируемой сети (см. § 11.1).

Натуральная мощность линии

$$P_{нат} \approx U_{ном}^2 / Z_{в.ср} \quad (4.74)$$

Анализ зависимостей натуральной мощности ВЛ 35—220 кВ от сечения провода [21] показывает, что изменение сечения незначительно влияет на $P_{нат}$, значение которой прежде всего определяется номинальным напряжением

* Более подробно эти вопросы будут рассмотрены в гл. 7.

линии. Для линий 35 кВ значения $P_{нат}$ лежат в диапазоне 2,3—3,2 МВт, для линий 110 кВ аналогичный диапазон составляет 25—32 МВт, для линий 150 кВ — 51—58 МВт, а для линий 220 кВ — 118—126 МВт. Для ориентировочной оценки в качестве средних значений натуральной мощности для ВЛ этих напряжений могут быть приняты 3, 28, 54 и 122 МВт соответственно.

Одноцепная транспонированная воздушная линия с расщепленной фазой

У таких линий каждая фаза состоит из N проводов одинакового сечения, расположенных в плоскости, перпендикулярной продольной оси линии, в общем случае по вершинам правильного многоугольника. Расщепление фазы явилось альтернативой увеличения диаметра провода с целью снижения напряженности электрического поля на его поверхности до величины, при которой уровень помех радио- и телевизионному приему и уровень шума не превышают допустимых пределов, а потери на корону имеют экономически оправданное значение. В нашей стране расщепление фазы применяется для линий сверхвысокого напряжения ($U_{ном} \geq 330$ кВ), причем число проводов в фазе и расстояния между ними (радиус расщепления) выбираются на основе технико-экономических обоснований [18]. В результате исследований установлено, что оптимальным для линий 330 кВ является расщепление фазы на 2 провода ($N = 2$) с расстоянием между проводами $a = 40$ см, для линий 500 кВ — на 3 провода с $a = 40$ см, для линий 750 кВ — на 4—5 проводов с расстоянием между соседними проводами 40—60 см, для линий 1150 кВ — на 8—10 проводов с $a = 40$ см.

Погонное активное сопротивление. Погонное активное сопротивление расщепленной фазы ($r_{оф}$) в соответствии с параллельным соединением ее проводов определяется как

$$r_{оф} = r_{опр} / N, \quad (4.75)$$

где $r_{опр}$ — погонное сопротивление одиночного провода, определяемое при допущениях, рассмотренных в § 4.2а.

Для линий сверхвысокого напряжения с расщепленной фазой в нормальных условиях используются провода облегченного исполнения ($F_{ал}/F_{ст} \approx 8$) с сечениями 240—600 мм 2 , у которых значения $r_{опр}$ лежат в диапазоне 0,121—0,051 Ом/км.

Погонные индуктивное сопротивление и емкостная проводимость. Погонные реактивные параметры воздушных линий с расщепленной фазой определяются по выражениям, аналогичным (4.676) и (4.696). Учет расщепления осуществляется заменой радиуса единичного прово-

да эквивалентным радиусом расщепленной фазы ($R_э$), определяемым выражением

$$R_э = \sqrt[N]{(D_{пр}/2) \prod_{i=2}^N a_{1i}}, \quad (4.76)$$

где a_{1i} — расстояние от одного из проводов фазы до остальных.

При расположении проводов по вершинам правильного многоугольника выражение (4.76) можно привести к виду [23]

$$R_э = \sqrt[N]{(D_{пр}/2) N \rho_\Phi^{N-1}} = \rho_\Phi \sqrt[N]{(D_{пр}/2) N / \rho_\Phi}, \quad (4.76a)$$

где ρ_Φ — радиус описанной вокруг правильного многоугольника окружности (радиус расщепления), подсчитываемый в соответствии с рис. 4.5 по формуле

$$\rho_\Phi = a / [2 \sin(\pi/N)], \quad (4.77)$$

где a — расстояние между соседними проводами (шаг расщепления).

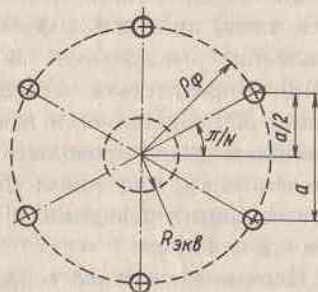


Рис. 4.5. Эскиз взаимного расположения проводов расщепленной фазы воздушной линии

В частности, при $N = 2 \div 4$ из (4.76a) и (4.77) вытекают следующие выражения для радиуса расщепления и эквивалентного радиуса:

если $N = 2$, то $\rho_\Phi = a/2$, $R_э = \sqrt{(D_{пр}/2)a}$;

если $N = 3$, то $\rho_\Phi = a\sqrt{3}$, $R_э = \sqrt[3]{(D_{пр}/2)a^2}$;

если $N = 4$, то $\rho_\Phi = a\sqrt{2}$, $R_э = \sqrt[4]{(D_{пр}/2)a^3 \sqrt{2}}$.

С учетом введенного понятия эквивалентного радиуса расщепленной фазы выражения для определения x_0 и b_0 приобретают вид

$$x_0 = 0,1445 \lg(D_{ср}/R_э) + 0,0157/N, \quad (4.78)$$

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(D_{ср}/R_э). \quad (4.79)$$

Как следует из выражения (4.77), радиус расщепления фазы зависит лишь от двух параметров — шага расщепления и числа проводов в фазе, т.е. $\rho_\Phi = f(a, N)$, эквивалентный же радиус зависит не только от указанных двух параметров, но и от диаметра (а следовательно, и сечения) провода, т.е. $R_э = f(a, N, F)$. На рис. 4.6 в качестве примера показаны зависимости радиуса расщепления и эквивалентного радиуса от числа проводов в фазе при принятом в современных конструкциях ВЛ значении $a = 40$ см. Верхняя граница заштрихованной зоны значений $R_э$ соответствует сечению единичного провода 600 мм², нижняя — 240 мм².

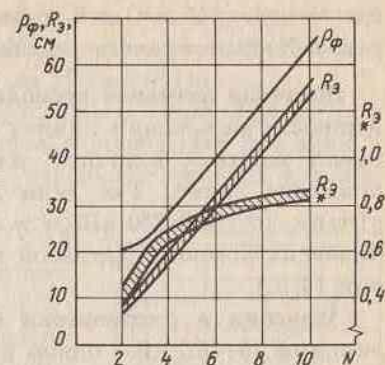


Рис. 4.6. Зависимости радиуса расщепления, эквивалентного радиуса и их соотношения от числа проводов в расщепленной фазе

Анализ этих зависимостей показывает, что радиус расщепления меняется в диапазоне от 20 см (при $N = 2$) до 64,7 см (при $N = 10$). В последнем случае диаметр расщепленной фазы составляет величину около 1,3 м, т.е. конструкция фазы имеет значительные размеры. При неизменном шаге расщепления увеличение сечения провода приводит к относительно небольшим изменениям эквивалентного радиуса. Основным фактором, определяющим изменение $R_э$, при этом является количество проводов в фазе ВЛ.

На рис. 4.6 показана также соответствующая кривым ρ_Φ и $R_э$ зависимость относительного значения эквивалентного радиуса $R_{э*} = R_э/\rho_\Phi^*$ от N . При $N = 10$, $F = 600$ мм² и $a = 40$ см эквивалентный радиус составляет 56,5 см при радиусе расщепления 64,7 см, а их отношение $R_{э*} = 0,87$. Нетрудно видеть, что с ростом N при неизменных a и F значение $R_э$ приближается к ρ_Φ . Предел, к которому стремится $R_{э*}$ при $N \rightarrow \infty$, равен 1, что физически означает расположение проводов по окружности с расстоянием между ними, пренебрежимо малым по сравнению с радиусом расщепления, т.е. в этом случае мы имеем аналог трубчатого одиночного провода. На этом основана идея так называемого "глубокого расщепления" фазы (с $N = 12 \div 20$), которая в настоя-

* Здесь и в дальнейшем относительные значения отмечаются звездочкой в качестве нижнего индекса.

щее время разрабатывается применительно к протяженным линиям электропередачи ультравысокого напряжения [23].

Погонная активная проводимость. Среднегодовые потери активной мощности на корону в линиях с расщепленной фазой (с $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ) имеют заметную величину, тем большую, чем выше номинальное напряжение линии. Так, если для ВЛ 330 кВ они составляют 2–4 кВт/км, то у ВЛ 750 кВ ($N = 5$) достигают значений 9–16 кВт/км [5]. Значения погонной активной проводимости определяются по выражению (4.70).

Значения и соотношения погонных параметров. По сравнению с линиями 35–220 кВ с одним проводом в фазе расщепление фазы приводит к следующим изменениям параметров [21]:

1) к снижению погонного индуктивного сопротивления на 20–40% и соответственно к увеличению погонной емкостной проводимости на 25–60% по отношению к средним для линий с нерасщепленной фазой значениями $x_{0\text{ср}} = 0,41$ Ом/км, $b_{0\text{ср}} = 2,72 \cdot 10^{-6}$ См/км;

2) к уменьшению отношения $v = r_0/x_0$ в основном из-за резкого снижения r_0 до 19–3%;

3) к уменьшению отношения $s = g_0/b_0$ до 1,2–0,4%.

При неизменном шаге расщепления (40 см) эти изменения обусловлены в основном ростом эквивалентного радиуса фазы. Зависимости x_0 , b_0 и $Q_{\text{св}}$ от сечения провода при данном $U_{\text{ном}}$ еще более слабые

по сравнению с линиями с нерасщепленной фазой, что отражает незначительное влияние сечения на величину эквивалентного радиуса (рис. 4.6). Малость значений v и в еще большей степени s позволяет при расчете установившихся режимов линий электропередачи 750–1150 кВ с достаточным основанием представлять их *идеализированной стелой замещения* (как линии без потерь активной мощности). В линиях 330–500 кВ при расчете их режимов при проектировании можно пренебречь лишь активной проводимостью.

Зарядная мощность 1 км линий с расщепленной фазой с ростом $U_{\text{ном}}$ увеличивается до весьма больших значений: от 0,38 Мвар/км при $U_{\text{ном}} = 330$ кВ до 5,4–5,8 Мвар/км при $U_{\text{ном}} = 1150$ кВ. Это обстоятельство требует достаточно тщательного учета в схеме замещения емкостной проводимости линии.

Волновые параметры и натуральная мощность. В силу относительно незначительного влияния r_0 и g_0 волновые параметры и натуральная мощность ВЛ с расщепленной фазой (330–1150 кВ) имеют слабо выраженную зависимость от сечения провода, причем тем меньшую, чем выше номинальное напряжение и число проводов в фазе [21]. Среднее значение модуля волнового сопротивления для линий 330 кВ состав-

ляет примерно 307 Ом, для линий 500 кВ с $N = 3$ и 750 кВ с $N = 4$ составляет 288 Ом, для линий 750 кВ с $N = 5$ составляет 272 Ом, для линий 1150 кВ с $N = 8$ и $N = 10$ составляет 257 и 242 Ом.

Уменьшение модуля волнового сопротивления с ростом $U_{\text{ном}}$ и N по сравнению с линиями с нерасщепленной фазой происходит примерно в той же степени, что и изменения x_0 и b_0 , отношение которых в основном определяет величину $Z_{\text{в}}$ [см. (4.10)].

Аргумент волнового сопротивления ВЛ 330–1150 кВ отрицателен и не превышает -5° , уменьшаясь с ростом $U_{\text{ном}}$ и N до $-0,7^\circ$. Это, в свою очередь, означает, что с достаточной для практики точностью волновое сопротивление можно считать вещественным числом.

Аналогично, коэффициент затухания α , определяющий отличие γ от чисто мнимой величины, лежит в пределах 9,7–1,6% от соответствующих значений β , уменьшаясь с ростом $U_{\text{ном}}$ и N , что позволяет с достаточной для практики точностью оценивать $|\gamma|$ лишь по значению коэффициента изменения фазы. Последний для линий 330 и 500 кВ составляет примерно $1,06 \cdot 10^{-3}$ км $^{-1}$, а для линий 750 и 1150 кВ близок к $1,05 \cdot 10^{-3}$ км $^{-1}$.

Изменение натуральной мощности как функции сечения провода и $U_{\text{ном}}$ показано на рис. 4.7. Являясь ориентировочным показателем пропускной способности линий длиной 100–1500 км, т.е. линий класса 500 кВ и выше, она весьма слабо зависит от сечения провода и растет пропорционально квадрату номинального напряжения. В соответствии с указанными выше средними значениями модуля волнового сопротивления среднее значение натуральной мощности ВЛ 330 кВ составляет примерно 355 МВт, 500 кВ — 869 МВт, 750 кВ с $N = 4$ и $N = 5$ — соответственно 1953 и 2066 МВт, 1150 кВ с $N = 8$ и $N = 10$ — соответственно 5154 и 5468 МВт. Таким образом, увеличение напряжения примерно в 10 раз (со 110 до 1150 кВ) наряду с увеличением числа проводов в фазе с 1 до 10 позволяет увеличить натуральную мощность (а следовательно, и пропускную способность) ВЛ с 28 до 5468 МВт, т.е. почти в 200 раз.

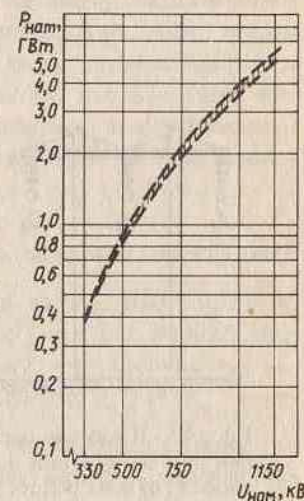


Рис. 4.7. Зависимость натуральной мощности от номинального напряжения воздушной линии электропередачи (заштрихованная зона соответствует диапазонам применяемых сечений)

Двухцепная транспонированная воздушная линия

Двухцепные воздушные линии могут сооружаться в двух вариантах:
— на отдельно стоящих одноцепных опорах (рис. 4.8, а);
— на общих (двухцепных) опорах (рис. 4.8, б).

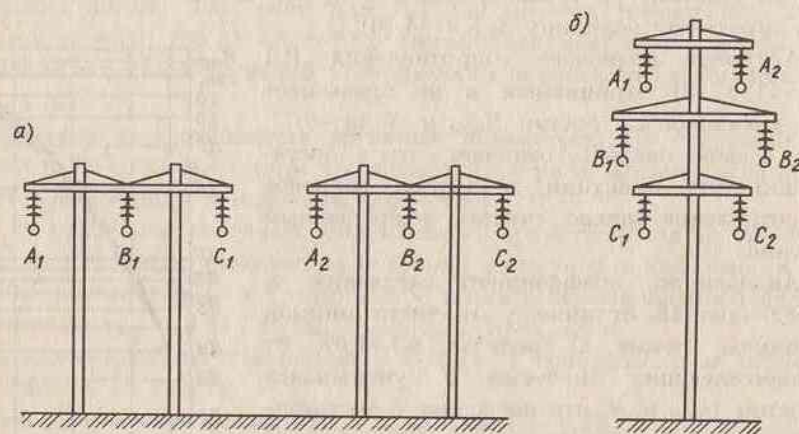


Рис. 4.8. Взаимное расположение проводов одноименных фаз разных цепей при сооружении двухцепной линии на отдельно стоящих одноцепных опорах (а) и на общих (двухцепных) опорах (б)

В том случае, когда обе цепи находятся под напряжением, между ними существует взаимное электромагнитное и электростатическое влияние, приводящее к тому, что погонные реактивные параметры двухцепной линии в общем случае отличны от соответствующих параметров аналогичной одноцепной линии. Это обстоятельство можно отразить аналитически, представив погонные реактивные параметры двухцепной линии ($x_{0,II}$, $b_{0,II}$) в виде суммы погонных реактивных параметров одноцепной линии ($x_{0,I}$, $b_{0,I}$) и поправок ($\Delta x_{0,I-II}$, $\Delta b_{0,I-II}$), учитывающих взаимное влияние цепей:

$$\left. \begin{aligned} x_{0,II} &= x_{0,I} + \Delta x_{0,I-II} \\ b_{0,II} &= b_{0,I} + \Delta b_{0,I-II} \end{aligned} \right\} \quad (4.80)$$

Степень взаимного влияния цепей при их одинаковом номинальном напряжении и соответственно величины $\Delta x_{0,I-II}$ и $\Delta b_{0,I-II}$ зависят от взаимного расположения проводов одноименных фаз разных цепей,

расстояний между ними и от угла сдвига симметричных систем векторов фазных напряжений (и соответственно токов) разных цепей. Согласно существующей практике, провода одноименных фаз разных цепей (например, A_1 и A_2) присоединяются к одной и той же шине A как на передающей, так и на приемной подстанции. В этом случае угол сдвига указанных систем векторов равен нулю. Кроме того, при сооружении двухцепной линии по первому варианту одноименные фазы занимают идентичное положение на опорах (рис. 4.8), а при сооружении по второму варианту одноименные фазы подвешиваются к общей траверсе. Оба этих фактора определяют то, что взаимное индуктивное влияние цепей в этом случае является положительным ($\Delta x_{0,I-II} > 0$), а взаимное электростатическое влияние — отрицательным ($\Delta b_{0,I-II} < 0$).

Абсолютная величина $\Delta x_{0,I-II}$ и $\Delta b_{0,I-II}$ в основном определяется расстоянием между цепями. При сооружении двухцепных линий по первому варианту (на отдельно стоящих опорах) это расстояние значительно. В свою очередь, это приводит к тому, что абсолютная величина $\Delta x_{0,I-II}$ и $\Delta b_{0,I-II}$ не превышает 1–2% от $x_{0,I}$ и $b_{0,I}$ соответственно. В случае же сооружения линии на двухцепных опорах (по второму варианту) эквивалентное расстояние между цепями существенно меньше и значения $\Delta x_{0,I-II}$ и $\Delta b_{0,I-II}$ в ряде случаев достигают 5–6% от $x_{0,I}$ и $b_{0,I}$. Однако при определении реактивных параметров схем замещения двухцепных воздушных линий для токов прямой последовательности (особенно при проектировании) поправками, учитывающими взаимное влияние цепей, обычно пренебрегают не только в первом, но и во втором случае, полагая $x_{0,II} \approx x_{0,I}$ и $b_{0,II} \approx b_{0,I}$.

Вместе с тем наличие взаимного влияния цепей может быть использовано для изменения эквивалентных реактивных параметров цепей в нужном направлении. Реализации этой идеи в последние годы посвящен ряд проектно-конструкторских разработок и экспериментальных исследований на моделях и опытных участках. Эффект от наличия взаимного влияния цепей более существенный, нежели на существующих линиях, может быть достигнут при дальнейшем сближении одноименных фаз линии. Это может быть реализовано при использовании изолирующих элементов в конструкции опоры и фиксации фаз на опоре и в пролете с помощью изолирующих распорок, исключающих взаимное перемещение проводов друг относительно друга и

относительно элементов опоры [24]. Такие линии получили название *комбинированных*.

Наряду со сближением цепей, влияющим лишь на абсолютную величину $\Delta x_{0,I-II}$ и $\Delta b_{0,I-II}$ для получения эффекта уменьшения $x_{0,II}$ по сравнению с $x_{0,I}$ (что эквивалентно компенсации индуктивного сопротивления), одновременного увеличения $b_{0,II}$ по сравнению с $b_{0,I}$ и соответствующего снижения волнового сопротивления (аналогично эффекту от расщепления фаз) необходимо изменить знак $\Delta x_{0,I-II}$ и $\Delta b_{0,I-II}$. Это может быть достигнуто путем соответствующего изменения взаимного расположения проводов одноименных фаз по сравнению с общепринятым (рассмотренным выше для двухцепных опор) и путем создания угла сдвига систем векторов напряжений одноименных фаз, отличного от нуля.

Изменение угла сдвига векторов может быть обеспечено как за счет различия групп соединений трансформаторов, работающих в блоке с каждой из цепей, так и включением последовательно с одной из цепей специальных фазосдвигающих устройств. Если в первом случае возможно лишь дискретное изменение угла сдвига вплоть до 180° , что соответствует работе цепей в *противофазе*, то во втором он может регулироваться плавно по некоторому закону, зависящему от режима работы линии. Разработка линий такого типа, получивших название *управляемых самокомпенсирующихся воздушных линий* (УСВЛ), является одним из новых направлений развития техники передачи электрической энергии на расстояние, преследующих цель создания *линий повышенной пропускной способности и пониженного экологического влияния* [25].

Другим новым направлением, также базирующимся на использовании эффекта взаимного влияния цепей, является создание так называемых *комбинированных* линий [26], отличающихся от обычных двухцепных тем, что размещаемые на одной опоре цепи имеют различные номинальные напряжения (например, 220 и 110 кВ, 500 и 220, 750 и 330, 1150 и 500 кВ). При этом цепь с большим номинальным напряжением располагается над цепью более низкого напряжения. В результате достигается значительное уменьшение полосы отчуждения земли под трассу (по сравнению с сооружением цепей на отдельно стоящих опорах), а также снижение электростатического влияния на объекты, находящиеся в поле линии, однако конструкции опор усложняются и их габариты резко увеличиваются по сравнению с одноцепными опорами линии большего номинального напряжения. Ограничиваясь здесь лишь этой краткой информацией, отметим, что более подробное рассмотрение технических и экономических характеристик таких новых типов воздушных линий является предметом специального курса, посвященного передаче электроэнергии на расстояние.

Конструктивные отличия кабельной линии от воздушной (близость токопроводящих жил; наличие твердой электрической изоляции с относительной диэлектрической проницаемостью, значительно большей, чем у воздуха; наличие металлических экранов и оболочек, окружающих каждую или все жилы кабеля, и т.п.) определяют существенное различие погонных параметров воздушных и кабельных линий при одинаковых номинальном напряжении и сечении токоведущих элементов.

Погонное активное сопротивление. Допущения, принимаемые при определении погонного активного сопротивления воздушной линии (см. § 4.2а), в случае кабельной линии неприемлемы. Во-первых, влияние поверхностного эффекта и эффекта близости, особенно в жилах крупных сечений, является весьма существенным и соответственно активное сопротивление значительно отличается от омического. Во-вторых, кабельные линии, как правило, работают при максимально допустимых или близких к ним температурах нагрева жил (до 85°C) и пренебрежение их отличием от 20°C вносит заметную погрешность.

Кроме того, помимо потерь активной мощности непосредственно в жилах в кабеле имеют место и потери в других металлических элементах (экранах, оболочках, броне), которые необходимо учитывать при определении эквивалентного погонного активного сопротивления [10].

Кабельные линии 6–35 кВ сооружаются преимущественно с использованием кабелей с бумажной, пропитанной вязким составом изоляцией, которые имеют как медные, так и алюминиевые токопроводящие жилы. Для кабелей 6–10 кВ применяются сечения жил от 10 до 240 мм². При этом у кабелей с медными жилами значения η лежат в пределах от 1,84 до 0,077 Ом/км, а у кабелей с алюминиевыми жилами — от 3,1 до 0,129 Ом/км. У кабельных линий 20 кВ с сечениями 25–400 мм² погонное активное сопротивление составляет 0,74–0,046 Ом/км при медных жилах и 1,24–0,077 Ом/км при алюминиевых. Диапазон сечений кабельных линий 35 кВ составляет 120–300 мм², соответственно значения η при медных жилах лежат в пределах 0,153–0,061 Ом/км, а при алюминиевых — 0,258–0,103 Ом/км.

Маслонаполненные кабельные линии 110–220 кВ в соответствии с ГОСТ 16441–78 имеют сечения медных жил от 150 до 800 мм², и соответствующие значения эквивалентного активного сопротивления составляют 0,122–0,022 Ом/км. Кабели 110–220 кВ с полиэтиленовой изоляцией изготавливают с алюминиевыми жилами сечением 270–800 мм². При этом их погонное активное сопротивление лежит в пределах 0,092–0,04 Ом/км.

Погонные реактивные параметры. В силу отмеченных выше особенностей конструкции кабельных линий их погонное индуктивное сопротивление значительно меньше, а погонная емкостная проводимость больше, чем у воздушных линий.

Так, например, у кабельных линий 6–10 кВ, выполненных кабелями с поясной бумажной изоляцией с вязкой пропиткой, в диапазоне сечений жил от 10 до 240 мм² значение $x_0 = 0,11 \pm 0,07$ Ом/км, для кабельных линий 35 кВ, выполненных кабелями с бумажной пропитанной изоляцией и отдельно освинцованными жилами, в диапазоне сечений от 120 до 300 мм², $x_0 = 0,12 \pm 0,1$ Ом/км, для маслonaполненных кабельных линий 110–220 кВ при сечениях 150–800 мм² $x_0 = 0,2 \pm 0,11$ Ом/км, а у кабелей 110–220 кВ с полиэтиленовой изоляцией при сечениях 270–800 мм² $x_0 = 0,12 \pm 0,1$ Ом/км. Таким образом, погонное индуктивное сопротивление кабельных линий 6–220 кВ в 2–4 раза меньше, чем у воздушных линий тех же номинальных напряжений (около 0,4 Ом/км).

Погонная емкостная проводимость кабельных линий отличается от аналогичного параметра воздушных линий еще в большей степени. Помимо сближения фаз в общей оболочке или экранирования жил, приводящих к увеличению b_0 в той же степени, что и уменьшение x_0 (в 2–4 раза), существенное влияние оказывает отличие относительной диэлектрической проницаемости от единицы.

Так, бумажная пропитанная изоляция характеризуется значениями $\epsilon = 3,5–3,7$, а полиэтиленовая — 2,2–2,3, что приводит к дополнительному увеличению значений погонной емкостной проводимости. Для указанных выше кабельных линий 6–10 кВ значения погонной емкостной проводимости лежат в диапазоне от 60 до 360 мкСм/км, у линий 35 кВ — от 80 до 104, у маслonaполненных линий 110–220 кВ — от 75 до 130, а у кабелей 110–220 кВ с полиэтиленовой изоляцией несколько меньше — от 23 до 103 мкСм/км. Таким образом, по сравнению с аналогичным значением для воздушных линий с нерасщепленной фазой (около 2,72 мкСм/км) значения b_0 для кабельных линий 35–220 кВ оказываются в 8–50 раз больше.

Погонная активная проводимость. У кабельной линии активная проводимость определяется потерями активной мощности в изоляции кабеля (диэлектрическими потерями) и может быть выражена через емкостную проводимость и тангенс угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$):

$$g_{\text{окл}} = b_{\text{окл}} \operatorname{tg} \delta. \quad (4.81)$$

Значения $\operatorname{tg} \delta$ определяются типом изоляции жил кабеля. Так, для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией при $U_{\text{ном}} = 6 \pm 35$ кВ значения $\operatorname{tg} \delta$ лежат в пределах 0,008–0,015. Изоляция кабелей 110 кВ с центральным маслопроводящим каналом имеет $\operatorname{tg} \delta = 0,003 \pm 0,004$, а кабелей 220 кВ, прокладываемых в стальном трубопроводе, — от 0,0025 до 0,0045 [10]. Полиэтиленовая изоляция имеет $\operatorname{tg} \delta$ около 0,0001. Практически с диэлектрическими потерями в кабельных линиях (в силу малости $\operatorname{tg} \delta$) приходится считаться лишь при напряжениях 220 кВ и выше. Таким образом, при $U_{\text{ном}} \leq 110$ кВ схема замещения кабельной линии не содержит ветвей с активной проводимостью.

Особенности схем замещения. В соответствии с приведенными выше диапазонами изменения погонной емкостной проводимости зарядная мощность 1 км кабельной линии 6–10 кВ лежит в пределах 2,3–21,5 квар/км, а у линий 20–35 кВ — в пределах 25–127 квар/км. Кабельные линии 110 кВ характеризуются зарядной мощностью, которая превосходит аналогичный показатель для воздушной линии в 40–50 раз в случае маслonaполненных кабелей ($Q_{C0} = 1,2 \pm 1,6$ Мвар/км) и в 15–40 раз в случае кабелей с полиэтиленовой изоляцией ($Q_{C0} = 0,45 \pm 1,25$ Мвар/км). Еще большими зарядными мощностями обладают кабельные линии 220 кВ — до 3,6–5,0 Мвар/км при маслonaполненных кабелях и 1,1–3,7 Мвар/км при кабелях с полиэтиленовой изоляцией. Эти значения соизмеримы с погонной зарядной мощностью воздушных линий 500–750 кВ.

Вместе с тем кабельные линии, как правило, имеют значительно меньшую длину по сравнению с ВЛ того же номинального напряжения при примерно одинаковых или даже несколько больших передаваемых мощностях. Поэтому учет в схеме замещения кабельной линии ветвей с емкостной проводимостью обычно необходим лишь при $U_{\text{ном}} \geq 35$ кВ. При меньших номинальных напряжениях кабельная линия с достаточной точностью представляется одной из схем замещения, показанных на рис. 4.4, *а* и 4.4, *б*, которые отличаются по признаку наличия индуктивного сопротивления.

Необходимость учета в схеме замещения кабельной линии ее индуктивного сопротивления определяется его соотношением с величиной активного сопротивления, т.е. значением параметра $v = r_0/x_0$. В соответствии с приведенными выше диапазонами изменения значений r_0 и x_0 можно установить, что для кабельных линий 6–10 кВ диапазоны изменения v составляют 17–1,0 (кабели с медными жилами) и 28–1,7 (кабели с алюминиевыми жилами) при сечениях 10–240 мм². В первом случае с наличием индуктивного сопротивления можно не считаться

при $F \leq 120 \text{ мм}^2$ ($v \geq 2$), а во втором — при любых сечениях и использовать при этом схему замещения рис. 4.4, д.

Такая же схема замещения может использоваться и для кабелей 20 кВ с медными жилами при $F \leq 70 \text{ мм}^2$ и с алюминиевыми жилами при $F \leq 120 \text{ мм}^2$. При напряжении 35 кВ и медных жилах кабеля отказ от учета индуктивного сопротивления приводит к большим погрешностям и при всех сечениях ($120\text{--}300 \text{ мм}^2$) следует использовать схему рис. 4.4, и, а в случае кабелей с алюминиевыми жилами ее применяют при сечениях 150 мм^2 и более.

Что же касается маслонаполненных кабельных линий 110—220 кВ, то для них значения v лежат примерно в том же диапазоне, что и у аналогичных воздушных линий, а именно от 0,6 до 0,2, а у линий, выполненных кабелями с полиэтиленовой изоляцией и алюминиевыми жилами, этот диапазон составляет 0,8—0,4. Таким образом, для кабельных линий 110—220 кВ вопроса о возможности отказа от учета в схеме замещения индуктивного сопротивления не возникает и для них обычно используются схемы, показанные на рис. 4.4, б и 4.4, в, а для линий 220 кВ в ряде случаев и полная схема замещения (рис. 4.4, а).

Волновые параметры и натуральная мощность. В силу небольшой длины кабельных линий даже при напряжениях 110—220 кВ их волновые свойства не имеют практического значения при расчете их установившихся режимов, поэтому их волновые параметры здесь подробно не рассматриваются. Отметим только, что по сравнению с воздушными линиями волновое сопротивление кабельных линий 110—220 кВ значительно меньше. В диапазоне сечений жил $150\text{--}800 \text{ мм}^2$ оно меняется в пределах от 60 до 30 Ом.

Коэффициент изменения фазы β или постоянная распространения электромагнитной волны γ , вычисленная без учета активных сопротивлений и проводимости, для маслонаполненных кабельных линий составляет среднюю величину $4,4 \cdot 10^{-3} \text{ км}^{-1}$ (0,25 град/км) при $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ и $3,46 \cdot 10^{-3} \text{ км}^{-1}$ ($\approx 0,2$ град/км) при $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$. Кабели 110—220 кВ с полиэтиленовой изоляцией в связи с меньшим значением ϵ занимают промежуточное положение между воздушными и маслонаполненными кабельными линиями. При номинальных напряжениях 110—220 кВ значение коэффициента изменения фазы лежит в пределах от $1,7 \cdot 10^{-3}$ до $3,2 \cdot 10^{-3} \text{ км}^{-1}$ ($\approx 0,1\text{--}0,18$ град/км). Соответственно длина электромагнитной волны у кабельных линий меньше, чем у воздушных, в 2—4 раза.

Натуральная мощность кабельных линий 110—220 кВ в силу меньшего по сравнению с ВЛ тех же номинальных напряжений значения Z_b значительно выше. Так, у маслонаполненных кабельных линий с сечениями медных жил $150\text{--}800 \text{ мм}^2$ при напряжении 110 кВ натуральная мощность лежит в пределах от 264 до 368 МВт, а при напряжении 220 кВ — от 1030 до 1460 МВт. У

линий, выполненных кабелями с полиэтиленовой изоляцией и с сечениями алюминиевых жил $270\text{--}800 \text{ мм}^2$ $P_{\text{нат}} = 211\text{--}384 \text{ МВт}$ при $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ и $P_{\text{нат}} = 915\text{--}1320 \text{ МВт}$ при $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$. Таким образом, в среднем натуральная мощность кабельных линий 110—220 кВ примерно в 10 раз превышает аналогичную величину для соответствующих воздушных линий.

Приближенные соотношения параметров П-образной схемы замещения и погонных параметров линии

В § 4.1 были получены точные выражения (4.34), (4.36) параметров П-образной схемы замещения (Z_L , Y_L) через волновое сопротивление и гиперболические функции комплексного аргумента (γL). Для практических расчетов удобно также иметь формулы, определяющие *непосредственную связь между параметрами схемы замещения и погонными параметрами*. Определение параметров схемы замещения в виде

$$Z_L = Z_0 L, Y_L = Y_0 L \quad (4.82)$$

является в общем случае неверным, так как оно не соответствует точным выражениям (4.34) и (4.36). Для достижения количественного соответствия результаты правых части (4.82) должны быть умножены на некоторые комплексные безразмерные коэффициенты K_Z и K_Y соответственно, которые принято называть *поправочными*. Таким образом, будем искать связь параметров схемы замещения и погонных параметров в виде

$$Z_L = Z_0 L K_Z \quad (4.83)$$

$$Y_L = Y_0 L K_Y \quad (4.84)$$

Отсюда с учетом (4.10), (4.34) и (4.36) можно найти выражения поправочных коэффициентов:

$$K_Z = \frac{Z_L}{Z_0 L} = \frac{Z_b \operatorname{sh} \gamma L}{Z_0 L} = \frac{\operatorname{sh} \gamma L}{\gamma L} \quad (4.85)$$

$$K_Y = \frac{Y_L}{Y_0 L} = \frac{2 \operatorname{th}(\gamma L/2)}{Z_b Y_0 L} = \frac{\operatorname{th}(\gamma L/2)}{\gamma L/2} \quad (4.86)$$

Представляя выражения гиперболических функций в форме бесконечных рядов, из (4.85) и (4.86) можно получить

$$\underline{K}_Z = 1 + \frac{(\gamma L)^2}{6} + \frac{(\gamma L)^4}{120} + \dots, \quad (4.85a)$$

$$\underline{K}_Y = 1 - \frac{(\gamma L)^2}{12} + \frac{(\gamma L)^4}{120} - \dots, \quad (4.86a)$$

Обычно в качестве первого приближения ограничиваются лишь двумя членами рядов (4.85a) и (4.86a), т.е. полагают

$$\underline{K}_Z \approx \underline{K}'_Z = 1 + (\gamma L)^2/6, \quad (4.85б)$$

$$\underline{K}_Y \approx \underline{K}'_Y = 1 - (\gamma L)^2/12. \quad (4.86б)$$

При этом

$$\underline{K}'_Z = \text{Re}(\underline{K}'_Z) + j\text{Im}(\underline{K}'_Z), \quad (4.85в)$$

$$\underline{K}'_Y = \text{Re}(\underline{K}'_Y) - j\text{Im}(\underline{K}'_Y), \quad (4.86в)$$

где

$$\text{Re}(\underline{K}'_Z) = 1 + (r_0 - x_0 b_0) L^2/6, \quad (4.87)$$

$$\text{Im}(\underline{K}'_Z) = (g_0 x_0 + r_0 b_0) L^2/6, \quad (4.88)$$

$$\text{Re}(\underline{K}'_Y) = 1 - (r_0 g_0 - x_0 b_0) L^2/12, \quad (4.89)$$

$$\text{Im}(\underline{K}'_Y) = (g_0 x_0 + r_0 b_0) L^2/12. \quad (4.90)$$

В соответствии с (4.83) и с учетом (4.85в)

$$\begin{aligned} \underline{Z}_L \approx \underline{Z}_0 L \underline{K}'_Z &= (r_0 + jx_0) L [\text{Re}(\underline{K}'_Z) + j\text{Im}(\underline{K}'_Z)] = \\ &= r_0 L [\text{Re}(\underline{K}'_Z) - (x_0/r_0) \text{Im}(\underline{K}'_Z)] + jx_0 L [\text{Re}(\underline{K}'_Z) + (r_0/x_0) \text{Im}(\underline{K}'_Z)]. \end{aligned} \quad (4.91)$$

В соответствии с (4.84) и с учетом (4.86в)

$$\begin{aligned} \underline{Y}_L \approx \underline{Y}_0 L \underline{K}'_Y &= (g_0 + jb_0) L [\text{Re}(\underline{K}'_Y) - j\text{Im}(\underline{K}'_Y)] = \\ &= g_0 L [\text{Re}(\underline{K}'_Y) + (b_0/g_0) \text{Im}(\underline{K}'_Y)] + jb_0 L [\text{Re}(\underline{K}'_Y) - (g_0/b_0) \text{Im}(\underline{K}'_Y)]. \end{aligned} \quad (4.92)$$

Анализ выражений (4.91) и (4.92) показывает, что вместо комплексных поправочных коэффициентов можно использовать четыре действительных поправочных коэффициента непосредственно для каждого из сопротивлений и проводимостей схемы замещения, т.е. определять ее параметры в следующем виде:

$$r_L = r_0 L k_r, \quad (4.93)$$

$$x_L = x_0 L k_x, \quad (4.94)$$

$$g_L = g_0 L k_g, \quad (4.95)$$

$$b_L = b_0 L k_b. \quad (4.96)$$

Выражения этих действительных поправочных коэффициентов вытекают из (4.91) и (4.92). Подставляя в них выражения вещественных и мнимых частей \underline{K}'_Z и \underline{K}'_Y из (4.87)–(4.90), получим:

$$k_r = (1 - x_0 b_0 L^2/3) + [1 - (x_0/r_0)^2] r_0 g_0 L^2/6, \quad (4.97)$$

$$k_x = [1 - (x_0 b_0 - r_0^2 b_0/x_0) L^2/6] + r_0 g_0 L^2/3, \quad (4.98)$$

$$k_g = (1 + (x_0 b_0 L^2/6) + [(b_0/g_0)^2 - 1] r_0 g_0 L^2/12, \quad (4.99)$$

$$k_b = (1 + x_0 b_0 L^2/12) - (2 + g_0 x_0/b_0 r_0) r_0 g_0 L^2/12. \quad (4.100)$$

Из выражений (4.97)–(4.100) видно, что каждый из действительных поправочных коэффициентов может быть представлен в виде суммы двух составляющих вида

$$k_p = k_{0p} + \Delta k_p, \quad (4.101)$$

где k_{0p} — основная составляющая, определяющая значение поправочного коэффициента в предположении отсутствия потерь на корону ($g_0 = 0$); Δk_p — добавка, p — обобщенный символ параметра схемы замещения.

Отметим, что при пренебрежении потерями на корону в схеме замещения, строго говоря, должна присутствовать ветвь с эквивалентной активной проводимостью, отличной от нуля, обусловленная тем, что, несмотря на допущение об отсутствии потерь на корону, коэффициент \underline{K}'_Y остается комплексной величиной, а следовательно, \underline{Y}_L будет содержать вещественную компоненту [см. формулу (4.92)]. Однако в силу ее малости при $L \leq 1000$ км этой составляющей обычно пренебрегают, полагая $\underline{Y}_L = jb_0 L k_{0b}$ [27].

Для упрощения записи составляющих формулы (4.101) введем обозначения:

$$w = x_0 b_0 L^2, \quad (4.102)$$

$$t = r_0 g_0 L^2. \quad (4.103)$$

Тогда с учетом введенных ранее обозначений v (4.71) и s (4.72) выражения для вычисления основных составляющих (k_{0p}) приобретают простой вид:

$$k_{0r} = 1 - w/3, \quad (4.104)$$

$$k_{0x} = 1 - w(1 - v^2)/6, \quad (4.105)$$

$$k_{0g} = 1 + w/6, \quad (4.106)$$

$$k_{0b} = 1 + w/12. \quad (4.107)$$

Соответственно выражения для добавок будут иметь следующий вид:

$$\Delta k_r = [1 - (1/v)^2] t/6, \quad (4.108)$$

$$\Delta k_x = t/3, \quad (4.109)$$

$$\Delta k_g = [(1/s)^2 - 1]t/12, \quad (4.110)$$

$$\Delta k_b = (2 + s/v)t/12. \quad (4.111)$$

Анализ зависимостей k_r , k_{0r} , k_x , k_{0x} , k_b , k_{0b} от длины линии, рассчитанных для характерных диапазонов сечений проводов ВЛ 330–1150 кВ [21], позволяет сделать следующие выводы:

1. При длинах воздушной линии*, не превышающих 300 км, отличие k_r , k_x и k_b от единицы незначительно, что позволяет определять соответствующие параметры схемы замещения по следующим формулам:

$$r_L = r_0 L, \quad (4.93a)$$

$$x_L = x_0 L, \quad (4.94a)$$

$$b_L = b_0 L. \quad (4.96a)$$

2. Влияние активной проводимости, фигурирующей в добавках Δk_x и Δk_b , на величины k_x и k_b ничтожно, и для определения последних с достаточной точностью можно использовать выражения для их основной части, т.е. (4.105) и (4.107).

3. Несколько большим является влияние Δk_r на величину k_r , которой отвечает некоторая зона, куда укладываются значения этого коэффициента для всех $U_{ном}$, N и сечений одиночного провода. Однако отличие k_r от k_{0r} при длинах линии до 1000 км не превышает 5%, что свидетельствует о допустимости использования для оценки k_r при $300 \leq L \leq 1000$ км приближенного выражения (4.104).

Иная ситуация имеет место при оценке k_g . Здесь отличие k_g от k_{0g} оказывается весьма значительным, равно как и отличие k_g от единицы. Кроме того, оказывается значительным и разброс значений k_g в диапазоне используемых сечений для всех номинальных напряжений. Таким образом, при необходимости учета в схеме замещения ВЛ 330–1150 кВ активной проводимости поправочный коэффициент k_g следует определять по полной формуле (4.99) при любых длинах линии.

* Применительно к кабельным линиям 110–220 кВ, как наиболее протяженным, отказ от учета поправочных коэффициентов был бы оправдан при длинах до 70–180 км, что объясняется увеличением по сравнению с ВЛ в 1,65–4,2 раза постоянной распространения электромагнитной волны за счет использования не воздушной, а бумажно-масляной или полиэтиленовой изоляции (см. § 4.2г). Так как в мировой практике на сегодняшний день отсутствуют примеры сооружения кабельных линий протяженностью свыше 15–20 км, то в более детальном анализе учета поправочных коэффициентов для таких линий нет необходимости.

При длинах воздушной линии более 1000 км значения поправочных коэффициентов, вычисленных по (4.97)–(4.100), следует интерпретировать как ориентировочные, так как при таких длинах отличие этих значений от истинных, определяемых строго через гиперболические функции γL , становится все более существенным. Таким образом, при $L > 1000$ км параметры П-образной схемы замещения следует определять по выражениям (4.34), (4.36), либо по эквивалентным им выражениям (4.83) и (4.84), где \underline{K}_Z и \underline{K}_Y вычисляются по формулам (4.85) и (4.86).

§ 4.3. РЕЖИМНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛИНИИ

Целью расчета установившегося режима электрической сети переменного тока в целом и ее отдельных участков или даже элементов, представленных схемами замещения с продольными и поперечными ветвями, является определение следующих параметров:

- мощностей по концам продольных ветвей и в поперечных ветвях;
- токов во всех ветвях;
- напряжений во всех узлах.

Подчеркнем, что в дальнейшем, если отсутствуют специальные оговорки, речь будет идти о *суммарной мощности трех фаз* ("трехфазной" мощности) и о *линейных напряжениях*. Первое положение является естественным для анализа режимов трехфазных сетей, а второе при этом общепринято в связи с тем, что номинальные напряжения для таких электрических сетей определены в ГОСТ 721–77 как линейные (междуфазные) значения. Реальные же значения напряжений в узлах сети удобно сравнивать с номинальными. Именно поэтому при анализе установившихся режимов и вычисляются линейные значения этих напряжений. Рассмотрение режимных характеристик линий начнем с особенностей векторных диаграмм токов и напряжений.

Векторные диаграммы токов и напряжений

Векторную диаграмму построим для линии без промежуточных отборов мощности, полагая, что она относится к классу напряжений 110–220 кВ и может быть представлена симметричной П-образной схемой замещения (рис. 4.9), поперечные ветви которой не содержат активных проводимостей, т.е. предполагаем отсутствие потерь активной мощности на корону. При этом, как и ранее, будем считать, что узел 1 является началом (передающий конец), а узел 2 — приемным концом линии.

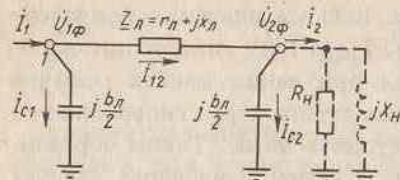


Рис. 4.9. Упрощенная схема замещения линии электропередачи

Еще одним существенным условием построения векторной диаграммы является предположение о характере нагрузки линии. Состав потребителей реальных узлов комплексной нагрузки энергосистемы таков, что она в большинстве случаев может быть представлена схемой замещения, содержащей активное (R_H) и индуктивное (X_H) сопротивление (на рис. 4.9 они показаны штриховыми линиями). Это, в свою очередь, означает, что ток в конце линии (I_2) отстает от соответствующего напряжения. Предположим, что угол сдвига между вектором фазного напряжения $U_{2\phi} = U_2\phi$ и вектором I_2 равен φ_2 , т.е. $I_2 = I_2 e^{-j\varphi_2}$, и начнем построение векторной диаграммы с изображения этих двух векторов на комплексной плоскости (рис. 4.10, а).

Ток в поперечной ветви схемы замещения, связанной с узлом 2, $I_{C2} = jU_{2\phi}b_L/2$, т.е. опережает напряжение $U_{2\phi}$ на 90° . В соответствии с первым законом Кирхгофа ток в продольной ветви схемы замещения $I_{12} = I_2 + I_{C2}$. Построив вектор $I_{12} = I_{12a} - jI_{12r}$, получаем возможность определить составляющие вектора падения напряжения ($\Delta U_{12\phi}$) на сопротивлении Z_L :

$$\Delta U_{12\phi} = I_{12}Z_L = I_{12}r_L + jI_{12}x_L, \quad (4.112)$$

или

$$\begin{aligned} \Delta U_{12} &= (I_{12a} - jI_{12r})(r_L + jx_L) = \\ &= (I_{12a}r_L + I_{12r}x_L) + j(I_{12a}x_L - I_{12r}r_L) = \Delta U_{12\phi} + j\delta U_{12\phi}, \end{aligned} \quad (4.112a)$$

где $\Delta U_{12\phi}$ и $\delta U_{12\phi}$ — соответственно продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения.

Построив вектор $\Delta U_{12\phi}$, определим вектор напряжения в начале линии*:

$$U_{1\phi} = U_{2\phi} + \Delta U_{12\phi} = U_{2\phi} + \Delta U_{12\phi} + j\delta U_{12\phi} = U_{1\phi} e^{j\delta_{12}}. \quad (4.113)$$

* Обратим внимание читателя, что в целях наглядности векторы $U_{2\phi}$, ΔU_{12} и $U_{1\phi}$ изображены так, что их количественные соотношения намеренно гипертрофированы по сравнению с реальными. Таким образом, здесь мы имеем дело лишь с качественной картиной.

Таким образом, в рассматриваемом случае (при активно-индуктивном характере нагрузки) напряжение в начале линии опережает напряжение на приемном конце на угол δ_{12} и превосходит его по значению.

Закончим построение векторной диаграммы, отложив ток $I_{C1} = jU_{1\phi}b_L/2$ и ток в начале линии $I_1 = I_{12} + I_{C1} = I_1 e^{-j\varphi_1}$, который также является отстающим как по отношению к напряжению $U_{2\phi}$ (сдвиг на угол φ_1'), так и по отношению к $U_{1\phi}$ (сдвиг на угол $\varphi_1 = \varphi_1' + \delta_{12}$).

Векторная диаграмма, показанная на рис. 4.10, а, соответствует некоторому режиму работы линии, характеризующемуся вполне определенными соотношениями между значениями токов в продольной и поперечных ветвях схемы замещения, а именно: ток I_{12} по абсолютному значению значительно больше токов I_{C1} и I_{C2} . Вместе с тем нагрузка линии в течение суток, как правило, не остается постоянной, а изменяется в некотором диапазоне от $I_{2\min}$ до $I_{2\max}$. Предположим, что рассмотренная векторная диаграмма соответствует режиму максимальной нагрузки линии, и поставим задачу выяснить, как она изменится в том случае, когда нагрузка линии минимальна. Для определенности положим, что $I_{2\min} = 0,5I_{2\max}$, угол φ_2 и напряжение $U_{2\phi}$ те же самые.

Построенная для этих условий векторная диаграмма показана на рис. 4.10, б. Ее сопоставление с векторной диаграммой для режима максимальной нагрузки (рис. 4.10, а) позволяет сделать следующие выводы:

— уменьшение нагрузки при неизменном напряжении на приемном конце приводит к уменьшению падения напряжения на продольной ветви

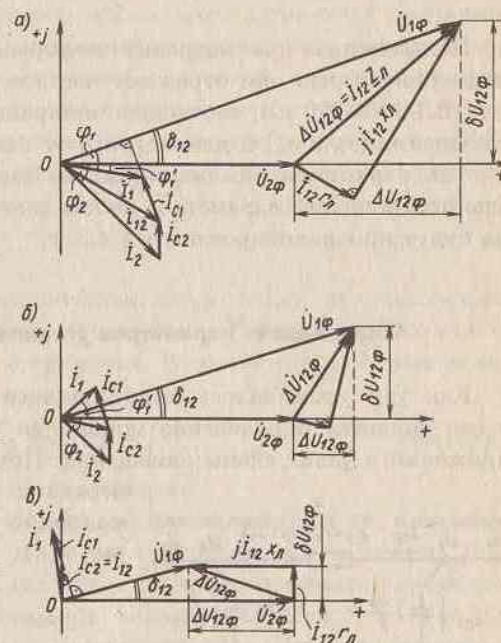


Рис. 4.10. Векторные диаграммы токов и напряжений линии при ее работе в режимах: а - максимальной нагрузки; б - минимальной нагрузки; в - холостого хода

схемы замещения и к соответствующему снижению напряжения в ее начале, причем вектор $\dot{U}_{1\phi}$ по-прежнему опережает вектор напряжения в конце линии, хотя и на несколько меньший угол δ_{12} ;

— вектор тока в начале линии из отстающего может стать опережающим ($\varphi_1 > 0$), что при принятых условиях (неизменность $\dot{U}_{2\phi}$ и φ_2) определяется соотношением значений и фаз зарядных токов \dot{I}_{C2} и \dot{I}_{C1} и тока нагрузки \dot{I}_2 .

Если теперь предположить, что нагрузка линии отсутствует, т.е. приемный конец разомкнут ($\dot{I}_2 = 0$), то в предположении неизменности величины $\dot{U}_{2\phi}$ векторная диаграмма примет вид, показанный на рис. 4.10, в. Ее сопоставление с двумя предыдущими диаграммами показывает, что:

— для поддержания в режиме холостого хода напряжения в конце линии на уровне, соответствующем нормальному режиму, напряжение в начале линии должно быть значительно снижено ($\dot{U}_{1\phi} < \dot{U}_{2\phi}$);

— ток в начале линии имеет практически чисто емкостный характер ($\varphi_1 \approx 90^\circ$), опережая напряжения $\dot{U}_{2\phi}$ и $\dot{U}_{1\phi}$; при этом он направлен в сторону, противоположную по отношению к току в режиме максимальной нагрузки, т.е. в сторону источника питания, а не потребителя.

Подытоживая рассмотрение векторных диаграмм рис. 4.10, следует подчеркнуть, что они отражают частное, хотя и довольно характерное для ВЛ 110–220 кВ, соотношение параметров продольной ветви схемы замещения (r_n и x_n) и демонстрируют качественно относительное влияние на параметры режима линии ее зарядного тока. Более подробно взаимоотношения параметров собственно линии и параметров ее режима будут проанализированы в § 4.3 г.

Определение параметров установившегося режима линии

Как уже упоминалось выше, задачей расчета установившегося режима является определение мощностей и токов во всех ветвях и напряжениях в узлах схемы замещения. Применительно к линии электро-

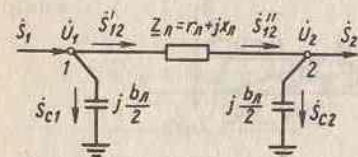


Рис. 4.11. Потоки мощности в схеме замещения линии электропередачи

передачи должны быть определены мощности и напряжения, показанные на рис. 4.11.

Прежде чем приступить к рассмотрению алгоритма расчета режима линии, напомним, что для определения полной мощности в фазе цепи (\dot{S}_{ϕ}) могут быть использованы два подхода. Согласно первому из них, мощность определяется как произведение

тока на сопряженный комплекс напряжения, т.е. $\dot{S}_{\phi(1)} = \dot{I}\hat{U}_{\phi}$. При втором подходе мощность определяется как произведение сопряженного комплекса тока на напряжение, т.е. $\dot{S}_{\phi(2)} = \hat{I}\dot{U}_{\phi}$.

Считая, что в обоих случаях вектор фазного напряжения направлен по действительной оси комплексной плоскости и что ток отстает от напряжения, т.е. $\dot{I} = I_a - jI_r$, получим

$$\dot{S}_{\phi 1} = (I_a - jI_r)U_{\phi} = I_a U_{\phi} - jI_r U_{\phi} = P_{\phi} - jQ_{\phi}, \quad (4.114)$$

$$\dot{S}_{\phi 2} = (I_a + jI_r)U_{\phi} = I_a U_{\phi} + jI_r U_{\phi} = P_{\phi} + jQ_{\phi}, \quad (4.115)$$

где P_{ϕ} , Q_{ϕ} — соответственно активная и реактивная мощности фазы.

Таким образом, рассматриваемые случаи определения \dot{S}_{ϕ} отличаются лишь противоположными знаками перед мнимой составляющей полной мощности. Если подходить с абстрактных позиций, то выбор того или иного подхода не имеет принципиального значения. Однако при анализе электроэнергетических систем целесообразно выбрать тот подход, который в наибольшей степени соответствует реальным физическим соотношениям активной и реактивной мощностей, протекающих в ее элементах. С этой точки зрения второй подход предпочтительнее, так как одинаковость знаков перед активной и реактивной мощностями [см. формулу (4.115)] соответствует реальной роли электрических станций в системе как основных источников и активной, и реактивной мощностей. Естественно при этом в качестве положительного направления потока активной мощности принять направление *от источника питания к потребителю*. В большинстве режимов такое же направление имеет и поток реактивной мощности, поэтому одинаковость знаков P_{ϕ} и Q_{ϕ} отвечает физической картине явления.

Итак, условимся, что в дальнейшем везде будет использоваться определение полной мощности как произведения сопряженного комплекса тока на прямой комплекс напряжения. В соответствии с этим мощность трех фаз ("трехфазная" мощность)

$$\dot{S} = 3\dot{S}_{\phi} = 3\hat{I}\dot{U}_{\phi} = \sqrt{3}\hat{I}\dot{U}, \quad (4.116)$$

где U — линейное (междуфазное) напряжение.

Расчет режима линии по заданным параметрам на ее приемном конце. Начиная рассмотрение алгоритма расчета режима линии, примем, что в качестве известных исходных данных выступают параметры режима на приемном конце линии, т.е. заданы мощность $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$ и модуль линейного напряжения \dot{U}_2 , которое будем считать совпадающим с действительной осью комплексной плоскости ($\dot{U}_2 = U_2$). Итак, приступим к определению потоков мощности в схеме замещения, показанной на рис. 4.11, полагая, как и ранее, что потерями на корону можно пренебречь.

Мощность в поперечной ветви, связанной с узлом 2,

$$\dot{S}_{C2} = \sqrt{3} \hat{I}_{C2} U_2 = \sqrt{3} \left[-j \frac{U_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{b_n}{2} \right] U_2 = -j U_2^2 b_n / 2 = -j Q_{C2}. \quad (4.117)$$

Обратим внимание на то, что мощность \dot{S}_{C2} , являясь чисто реактивной, имеет направление, противоположное принятому для нее на рис. 4.11 в качестве положительного направлению (от узла 2). В действительности она направлена к узлу 2, т.е. противоположно потоку реактивной мощности, идущей к потребителю (Q_2), поэтому ветвь с емкостной проводимостью можно условно рассматривать как своего рода "генератор" реактивной мощности. В этом смысле принято говорить, что в линиях электрической сети имеет место генерация реактивной мощности. Не останавливаясь здесь на анализе достоинств и недостатков этого явления*, отметим лишь, что формально при $Q_2 > Q_{C2}$ это приводит к уменьшению потока реактивной мощности, поступающей в узел 2 со стороны источника питания. Действительно, в соответствии с рис. 4.11 и с учетом (4.117)

$$\begin{aligned} \dot{S}_{12}'' &= \dot{S}_2 + \dot{S}_{C2} = P_2 + jQ_2 - jQ_{C2} = P_2 + j(Q_2 - Q_{C2}) = \\ &= P_{12}'' + jQ_{12}''. \end{aligned} \quad (4.118)$$

Протекание по продольной ветви схемы замещения мощности \dot{S}_{12}'' вызывает потери мощности $\Delta \dot{S}_{12} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}$, активная составляющая которых (ΔP_{12}) соответствует расходу электроэнергии на нагрев токоведущих элементов линии (потери в сопротивлении r_n), а реактивная (ΔQ_{12}) определяется наличием индуктивного сопротивления x_n . С учетом выражения модуля тока \dot{I}_{12} через мощность \dot{S}_{12}'' и напряжение U_2 имеем

$$\Delta \dot{S}_{12} = 3 \dot{I}_{12}^2 Z_n = 3 \left[\frac{S_{12}''}{\sqrt{3} U_2} \right]^2 Z_n = \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_2^2} (r_n + jx_n). \quad (4.119)$$

Таким образом,

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_2^2} r_n, \quad (4.120)$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_2^2} x_n. \quad (4.121)$$

* Эти вопросы более подробно будут рассматриваться в § 7.4.

Очевидно, ток \dot{I}_{12} можно выразить и через мощность \dot{S}_{12}' и напряжение U_1 и получить аналогичные выражения для составляющих $\Delta \dot{S}_{12}$, отличающиеся от (4.120) и (4.121) только индексами.

Обобщая полученный результат на ветвь с сопротивлением $Z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$, включенную между узлами i и j электрической сети, при протекании по этой ветви тока \dot{I}_{ij} получим следующие выражения для потерь активной и реактивной мощности:

$$\Delta P_{ij} = \frac{(P_{ij}')^2 + (Q_{ij}')^2}{U_i^2} r_{ij} = \frac{(P_{ij}'')^2 + (Q_{ij}'')^2}{U_j^2} r_{ij}, \quad (4.122)$$

$$\Delta Q_{ij} = \frac{(P_{ij}')^2 + (Q_{ij}')^2}{U_i^2} x_{ij} = \frac{(P_{ij}'')^2 + (Q_{ij}'')^2}{U_j^2} x_{ij}. \quad (4.123)$$

Ясно, что выражения (4.122) и (4.123) справедливы для любого элемента электрической сети, схема замещения которого содержит ветвь с комплексным сопротивлением.

Мощность в начале продольной ветви схемы замещения отличается от мощности в ее конце на величину потерь:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{12}' &= \dot{S}_{12}'' + \Delta \dot{S}_{12} = P_{12}'' + jQ_{12}'' + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = \\ &= (P_{12}'' + \Delta P_{12}) + j(Q_{12}'' + \Delta Q_{12}) = P_{12}' + jQ_{12}'. \end{aligned} \quad (4.124)$$

Дальнейший расчет потокораспределения невозможен в связи с тем, что еще не определено напряжение U_1 , необходимое для вычисления мощности S_{C1} . Поэтому перейдем к определению составляющих вектора падения напряжения:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{12} &= \sqrt{3} \Delta \dot{U}_{12\phi} = \sqrt{3} \dot{I}_{12} Z_n = \sqrt{3} \left[\frac{\dot{S}_{12}''}{\sqrt{3} U_2} \right] Z_n = \frac{P_{12}'' - jQ_{12}''}{U_2} (r_n + jx_n) = \\ &= \frac{P_{12}'' r_n + Q_{12}'' x_n}{U_2} + j \frac{P_{12}'' x_n - Q_{12}'' r_n}{U_2} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12}, \end{aligned} \quad (4.125)$$

где ΔU_{12} , δU_{12} — линейные значения продольной и поперечной составляющих вектора падения напряжения.

Аналогично предыдущему случаю определения потерь активной и реактивной мощностей можно обобщить полученный результат на произвольную ветвь электрической сети, включенную между узлами i и j с напряжениями $\dot{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$ и $\dot{U}_j = U_j e^{j\delta_j}$ при $\delta_i \neq \delta_j \neq 0$:

$$\Delta U_{ij} = \operatorname{Re} \Delta \dot{U}_{ij} = \frac{P'_{ij} r_{ij} + Q'_{ij} x_{ij}}{U_i} = \frac{P''_{ij} r_{ij} + Q''_{ij} x_{ij}}{U_j}, \quad (4.126)$$

$$\delta U_{ij} = \operatorname{Im} \Delta \dot{U}_{ij} = \frac{P'_{ij} x_{ij} - Q'_{ij} r_{ij}}{U_i} = \frac{P''_{ij} x_{ij} - Q''_{ij} r_{ij}}{U_j}. \quad (4.127)$$

При использовании этих выражений необходимо всегда помнить, что знаки перед слагаемыми, содержащими реактивную мощность, соответствуют току \dot{I}_{ij} , отстающему от соответствующего напряжения (\dot{U}_i или \dot{U}_j).

В соответствии с найденными составляющими вектора падения напряжения определяется напряжение в начале линии:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_{12} = U_2 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12} = U_1 e^{j\delta_{12}}, \quad (4.128)$$

где

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2} \quad (4.129)$$

— модуль напряжения в узле 1;

$$\delta_{12} = \arctg[\delta U_{12}/(U_2 + \Delta U_{12})] \quad (4.130)$$

— аргумент напряжения в узле 1, или, что то же, сдвиг фаз между напряжениями по концам линии.

Теперь остается закончить расчет потоков мощности в схеме замещения:

— мощность в поперечной ветви, связанной с узлом 1, определяется аналогично (4.117)

$$\dot{S}_{C1} = \sqrt{3} \hat{I}_{C1} \dot{U}_1 = \sqrt{3} \left[-j \frac{\hat{U}_1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{b_{\pi}}{2} \right] \dot{U}_1 = -j U_1^2 b_{\pi} / 2 = -j Q_{C1}; \quad (4.131)$$

— мощность, поступающая в линию со стороны источника питания,

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= \dot{S}'_{12} + \dot{S}_{C1} = P'_{12} + jQ'_{12} - jQ_{C1} = \\ &= P'_{12} + j(Q'_{12} - Q_{C1}) = P_1 + jQ_1. \end{aligned} \quad (4.132)$$

Итак, по известным значениям P_2 , Q_2 и U_2 определены все остальные интересующие нас параметры режима — мощности в поперечных ветвях (\dot{S}_{C1} , \dot{S}_{C2}), по концам продольной ветви (\dot{S}'_{12} , \dot{S}''_{12}) и поступающая в линию из сети (\dot{S}_1), а также напряжение в узле 1. При необходимости токи в ветвях схемы замещения вычисляются по соответствующим мощностям и напряжениям.

Расчет режима линии по заданным параметрам на ее передающем конце. Выясним теперь, какова специфика расчета установившегося режима в том случае, когда в качестве исходных данных используются параметры не приемного, а передающего (отправного) конца линии, т.е. заданными считаются мощность $\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1$ и модуль напряжения \dot{U}_1 . Последовательность расчета при этом принципиально не меняется, т.е. вначале рассчитывается потокораспределение в части схемы, примыкающей к узлу с заданными параметрами, затем определяется напряжение на противоположном конце линии и, наконец, оставшиеся потоки мощности.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для узла 1 (рис. 4.11) мощность в начале продольной ветви схемы замещения

$$\dot{S}'_{12} = \dot{S}_1 - \dot{S}_{C1} = P_1 + jQ_1 - (-jQ_{C1}) = P_1 + j(Q_1 + Q_{C1}). \quad (4.133)$$

Потери активной и реактивной мощности в сопротивлении определяются по выражениям (4.122) и (4.123) при подстановке в них значений P'_{12} , Q'_{12} и U_1 . Мощность в конце продольной ветви схемы замещения с учетом (4.133)

$$\dot{S}''_{12} = \dot{S}'_{12} - \Delta \dot{S}_{12} = P_1 - \Delta P_{12} + j(Q_1 + Q_{C1} - \Delta Q_{12}). \quad (4.134)$$

Составляющие вектора падения напряжения определяются по выражениям (4.126) и (4.127) при подстановке в них тех же мощностей и напряжения, что и при вычислении потерь мощности, после чего находится напряжение на приемном конце линии в предположении, что $\dot{U}_1 = U_1$:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12} = U_1 - (\Delta U_{12} + j\delta U_{12}) = U_2 e^{-j\delta_{12}} \quad (4.135)$$

где

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}, \quad (4.136)$$

$$\delta_{12} = \arctg[\delta U_{12}/(U_1 - \Delta U_{12})]. \quad (4.137)$$

Таким образом, вектор напряжения в конце линии отстает от вектора напряжения в ее начале, а его абсолютная величина по отношению к величине U_1 определяется передаваемой по линии мощностью.

Найдя мощность в поперечной ветви, связанной с узлом 2 ($\dot{S}_{C2} = -jU_2^2 b_{\pi}/2 = -jQ_{C2}$), определяем поток мощности, поступающий из линии к потребителю. С учетом (4.134)

$$\begin{aligned}\dot{S}_2 &= \dot{S}_{12}'' - \dot{S}_{C2} = P_1 - \Delta P_{12} + j(Q_1 + Q_{C1} - \Delta Q_{12} + Q_{C2}) = \\ &= P_2 + jQ_2.\end{aligned}\quad (4.138)$$

Таким образом,

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_1 - \Delta \dot{S}_{12} + j(Q_{C1} + Q_{C2}), \quad (4.139)$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{12}, \quad (4.140)$$

$$Q_2 = Q_1 - \Delta Q_{12} + (Q_{C1} + Q_{C2}). \quad (4.141)$$

Очевидно, что к аналогичным соотношениям мы могли бы прийти и в результате определения параметров режима в начале линии по заданным параметрам на ее приемном конце.

Векторные диаграммы мощностей

Рассмотрим теперь взаимное положение найденных векторов мощностей на комплексной плоскости, т.е. построим векторные диаграммы мощностей применительно к тем же соотношениям нагрузки линии, что и при анализе векторных диаграмм токов и напряжений ($I_2 = I_{2,\text{макс}}$, $I_2 = 0,5 I_{2,\text{макс}}$, $I_2 = 0$), сохраняя при этом и соотношение между активным и индуктивным ее сопротивлениями, а также относительные значения зарядных токов I_{C1} и I_{C2} , определяющих мощности Q_{C1} и Q_{C2} . С учетом этих условий построена представленная на рис. 4.12, а векторная диаграмма мощностей для режима максимальной нагрузки линии (в предположении, что заданной является мощность $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$).

Из рассмотрения диаграммы и выражений (4.140) и (4.141) вытекает, что соотношение реактивных мощностей по концам линии (Q_1 и Q_2), а следовательно, и соотношение аргументов векторов \dot{S}_1 и \dot{S}_2 (φ_1 и φ_2 соответственно) опре-

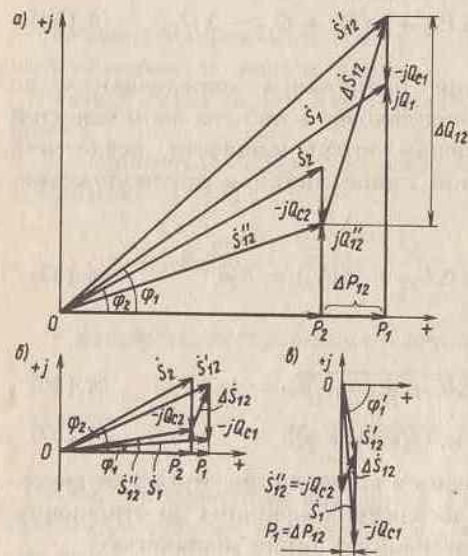


Рис. 4.12. Векторные диаграммы мощностей в линии при ее работе в режимах нагрузки: максимальной (а), минимальной (б), холостого хода (в)

деляются соотношением потерь (ΔQ_{12}) и суммарной "генерации" реактивной мощности в линии $Q_C = Q_{C1} + Q_{C2}$, называемой также общей зарядной мощностью линии.

Так, в рассматриваемом случае, т.е. в режиме максимальной нагрузки линии, из рис. 4.12, а следует, что $\Delta Q_{12} > Q_C$ и соответственно

$$\varphi_1 = \arctg(Q_1/P_1) > \varphi_2 = \arctg(Q_2/P_2).$$

Это, в свою очередь, влечет за собой то, что реактивная мощность, поступающая в линию от источника питания, оказывается больше, чем реактивная мощность, отдаваемая потребителю, т.е. $Q_1 > Q_2$. При этом говорят, что в линии имеет место *дефицит реактивной мощности*. Таким образом, в этом режиме линия представляет собой дополнительную реактивную нагрузку для системы, так как зарядная мощность не полностью компенсирует потери мощности в ней.

Иная ситуация имеет место в режиме, когда нагрузка линии, как это было условно принято в § 4.3а, составляет величину, в два раза меньшую максимальной. Векторная диаграмма мощностей для этого случая показана на рис. 4.12, б, причем в том же масштабе, что и предыдущая (рис. 4.12, а). Так как реактивная мощность, генерируемая емкостной проводимостью линии в узле 2 (Q_{C2}), при неизменном значении U_2 остается той же самой, а реактивная мощность Q_{C1} хотя и уменьшается из-за снижения напряжения U_1 по сравнению с предыдущим случаем (см. рис. 4.10, б), но незначительно, то суммарная зарядная мощность (Q_C) практически не меняется, в то время как потери реактивной мощности при сделанном допущении об уменьшении нагрузки вдвое оказываются примерно в четыре раза меньше. Это, в свою очередь, означает, что в данном режиме $\Delta Q_{12} < Q_C$, $\varphi_1 < \varphi_2$ и $Q_1 < Q_2$, т.е. в линию от источника питания должна поступать мощность, меньшая той, которая требуется потребителю. Поэтому в этом случае говорят, что в линии имеет место *избыток реактивной мощности*.

Понятно, что этот избыток имеет наибольшее значение в том случае, когда нагрузка в конце линии отсутствует ($\dot{S}_2 = 0$), т.е. когда линия разомкнута на приемном конце. Потери активной и реактивной мощности в сопротивлении Z_n при этом малы, поскольку обусловлены протеканием по нему лишь емкостного тока (см. рис. 4.10, в). Векторная диаграмма мощностей, соответствующая такому режиму, показана на рис. 4.12, в, причем для наглядности она построена в масштабе, который в два раза больше, чем на предыдущих диаграммах (сравните, например, значения Q_{C2}).

Из рассмотрения этой диаграммы следует, что мощность \dot{S}_1 , посту-

пающая в линию, при этом имеет практически чисто емкостный характер (угол φ_1 отрицателен и близок к 90°), т.е. $\dot{S}_1 \approx -jQ_C$. Фактически же это означает, что реактивная мощность Q_1 в противоположность P_1 направлена не в линию, а из линии, т.е. в сторону источника питания.

Анализ изменения соотношения параметров режима при изменении нагрузки линии, несмотря на то что он основан на рассмотрении лишь частного случая (а именно единичной тупиковой линии с одним источником питания), имеет достаточно общий смысл. Строго говоря, наличие дефицита или избытка реактивной мощности в линии как с одним, так и с двумя источниками питания (т.е. когда и U_1 , и U_2 можно считать фиксированными) определяется соотношением передаваемой по линии активной мощности и натуральной мощности. Доказательство этого положения будет дано в § 7.4в. А сейчас поставим перед собой новую задачу — выяснить, как меняются соотношения параметров режима линии при различных соотношениях параметров ее схемы замещения, которые ранее мы предполагали неизменными.

Влияние соотношений между параметрами схемы замещения линии на параметры ее режима

Из анализа векторных диаграмм токов и напряжений (см. рис. 4.10) и соответствующих им векторных диаграмм мощностей (рис. 4.12) вытекает, что взаимное положение на комплексной плоскости векторов, характеризующих режим в начале линии (\dot{U}_1 , \dot{I}_1 , \dot{S}_1) и на ее приемном конце (\dot{U}_2 , \dot{I}_2 , \dot{S}_2), при допущении об отсутствии потерь на корону зависит от трех факторов:

- 1) от абсолютных значений и соотношения активной и реактивной составляющих тока (мощности) нагрузки линии;
- 2) от абсолютных значений сопротивлений продольной ветви схемы замещения (r_l и x_l) и их соотношения $v = r_0/x_0$;
- 3) от относительного значения зарядного тока (зарядной мощности) линии.

Влияние изменения величины нагрузки линии на параметры ее режима было рассмотрено в предыдущих параграфах данной главы. Ниже мы проанализируем влияние двух других факторов в предположении, что нагрузка линии максимальна, так как именно такие режимы прежде всего интересуют как проектировщиков, так и эксплуатационный персонал энергосистем с точки зрения установления соответствия их параметров допустимым значениям, обусловленным теми или иными техническими ограничениями.

Влияние соотношения активного и индуктивного сопротивлений. Итак, вернувшись мысленно к изложенной в § 4.2 информации о погонных параметрах воздушных и кабельных линий, вспомним, что значение v , характеризующее соотношение активного и индуктивного сопротивлений линии, меняется в весьма широких пределах в зависимости от типа линии (воздушная или кабельная), ее номинального напряжения и диапазона используемых сечений проводов и жил кабелей. Систематизация и обобщение данных о величине v позволяют составить сводную таблицу, охватывающую все рассмотренные ранее линии с номинальными напряжениями от 6 до 1150 кВ (табл. 4.1).

Т а б л и ц а 4.1. Соотношения активного и индуктивного сопротивлений линий электропередачи

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	6-10	35	110	220	330-1150
Воздушная линия:					
$F, \text{мм}^2$	35-120	50-185	70-240	240-500	$2 \times 240-10 \times 400$
v , о.е.	2,2-0,7	1,4-0,4	1,0-0,3	0,3-0,15	0,18-0,03
Кабельная линия:					
с медными жилами:					
$F, \text{мм}^2$	10-240	120-300	150-800	150-800	-
v , о.е.	16,7-1,1	1,3-0,6	0,6-0,16	0,8-0,2	-
с алюминиевыми жилами:					
$F, \text{мм}^2$	10-240	120-300	270-800	270-800	-
v , о.е.	28,2-1,8	2,2-1,1	0,8-0,4	0,8-0,4	-

Анализ данных табл. 4.1 позволяет установить закономерности изменения величины v и по отношению к значению $v = 1$ ($r_0 = x_0$) выделить три категории линий:

- 1) линии с $v \geq 1$, к которым прежде всего относятся кабельные линии 6—10 кВ, а также 35 кВ с алюминиевыми жилами и, кроме того, частично ВЛ 6—35 кВ и КЛ 35 кВ с медными жилами (при небольших сечениях);
- 2) линии с $v \approx 1$, к которым относятся ВЛ 6—35 кВ и КЛ 35 кВ с медными жилами (при крупных сечениях) и частично ВЛ 110 кВ;
- 3) линии с $v \leq 1$, к которым относятся все воздушные и кабельные линии с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ, за исключением отнесенных ко второй категории ВЛ 110 кВ.

Начнем наш анализ с рассмотрения второй категории линий, которая характеризуется примерным равенством активного и индуктивного

сопротивлений линии. При этом аргумент вектора полного сопротивления линии близок к 45° . Как изменится при этом векторная диаграмма напряжений, изображенная на рис. 4.10, а и соответствующая режиму максимальной нагрузки линии? Чтобы ответить на этот вопрос, вернемся к выражению (4.112а) для вектора падения напряжения и сгруппируем в нем попарно составляющие, определяемые активной и реактивной составляющими тока \dot{I}_{12} , т.е.

$$\Delta \dot{U}_{12\phi} = (jI_{12a}x_L + I_{12a}r_L) + (I_{12r}x_L - I_{12r}r_L). \quad (4.112)$$

Первые два слагаемых являются катетами треугольника, гипотенузой которого является вектор $I_{12a}Z_L$, т.е. этот треугольник определяется протеканием в продольной ветви схемы замещения активной мощности P_{12} , причем при рассматриваемом соотношении r_L и x_L вектор $I_{12a}Z_L$ расположен под углом $\approx 45^\circ$ к действительной оси комплексной

плоскости. Построим этот треугольник на векторной диаграмме рис. 4.13, а, пометив его символом P .

Последние два слагаемых в (4.142) являются катетами треугольника с гипотенузой $I_{12r}Z_L$ и определяют протекание через сопротивление линии реактивной мощности Q_{12} . При примерном равенстве r_L и x_L вектор $I_{12r}Z_L$ направлен под углом $\approx 45^\circ$ к действительной оси комплексной плоскости. Изобразим на рис. 4.13, а этот треугольник, отметив его символом Q . Очевидно, что размеры

треугольников определяют соотношением активной и реактивной составляющих тока \dot{I}_{12} или соотношением P_{12} и Q_{12} , причем в соответствии с рис. 4.10, а $I_{12r} < I_{12a}$.

В результате построения этих двух треугольников получаем вектор $\Delta \dot{U}_{12\phi}$, который в рассматриваемом случае имеет достаточно малую поперечную составляющую. Это, в свою очередь, приводит к тому, что угол δ_{12} между векторами $\dot{U}_{1\phi}$ и $\dot{U}_{2\phi}$ также весьма мал. При

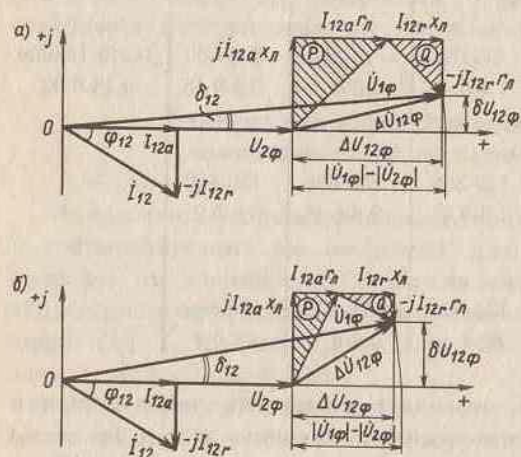


Рис. 4.13. Векторные диаграммы токов и напряжений линии при $r_L = x_L$ (а) и при $r_L = 0,5x_L$ (б)

этом если пренебречь поперечной составляющей вектора падения напряжения, то

$$U_{1\phi} \approx U_{2\phi} + \Delta U_{12\phi} \quad (4.142a)$$

и аналогично для линейных значений, согласно выражению (4.129),

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_{12}. \quad (4.142b)$$

Разность модулей векторов напряжений по концам линии носит название *потери напряжения*. Величина потери напряжения от шин источника питания до шин узла нагрузки в ряде случаев служит критерием оценки допустимости рассматриваемого режима с точки зрения обеспечения качества электроэнергии, получаемой потребителями, и поэтому является важным количественным показателем работы сети. В нашем случае потеря напряжения

$$|\dot{U}_1| - |\dot{U}_2| \approx \Delta U_{12}, \quad (4.143)$$

т.е. примерно равна продольной составляющей вектора падения напряжения и может быть рассчитана с использованием формулы (4.126).

Нетрудно убедиться, что все сказанное выше тем более справедливо и для линий первой категории, для которых $r_L \geq x_L$. Отсюда следует важное практическое обобщение: расчет напряжений в узлах электрических сетей с $U_{ном} \leq 110$ кВ допустимо выполнять без учета поперечной составляющей вектора падения напряжения, т.е. считая узловые напряжения вещественными числами и принимая потерю напряжения на каждом участке сети равной продольной составляющей вектора падения напряжения. Расчет установившегося режима сети при этом существенно упрощается, а возникающая погрешность, как правило, лежит в пределах точности задания исходных данных.

Иная ситуация имеет место при рассмотрении линий третьей категории, у которых активное сопротивление меньше реактивного. Соответствующая этому случаю векторная диаграмма* с выделением треугольников, пропорциональных активной и реактивной мощностям, показана на рис. 4.13, б. Из анализа диаграммы вытекает, что при $r_L < x_L$ поперечная составляющая вектора падения напряжения и угол сдвига напряжений по концам линии значительны, причем они тем больше, чем меньше r_L по сравнению с x_L . Отсюда следует вывод, что расчет напряжений в узлах электрических сетей с $U_{ном} \geq 220$ кВ в

* Для наглядности диаграмма построена при $r_L = 0,5x_L$.

общем случае недопустимо выполнять без учета поперечной составляющей вектора падения напряжения. При этом напряжение каждого узла характеризуется модулем и фазой, отсчитываемой от вектора напряжения узла, принятого за базисный.

Влияние зарядной мощности. Из предыдущего рассмотрения ясно, что кроме соотношения r_l и x_l размеры треугольников, пропорциональных P_{12} и Q_{12} (рис. 4.13), определяются соотношением активной и реактивной составляющих тока \dot{I}_{12} , протекающего в продольной ветви схемы замещения линии. Так как $\dot{I}_{12} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{C2}$, то его величина и положение на комплексной плоскости определяются как соотношением активной и реактивной мощности нагрузки (P_2 и Q_2), так и относительным значением зарядного тока в ветви, связанной с узлом 2 (см. рис. 4.9), отвечающей примерно половине общей зарядной мощности линии Q_C . Величина последней в свою очередь определяется номинальным напряжением, типом линии и ее длиной.

Как было без всяких доказательств отмечено в § 4.2а и 4.2г, учет зарядной мощности (что соответствует наличию в схеме замещения ветвей с емкостной проводимостью) для ВЛ производится при $U_{ном} \geq 110$ кВ, а для КЛ — при $U_{ном} \geq 35$ кВ. Степень влияния зарядной мощности на параметры режима линии, как следует из векторных диаграмм рис. 4.12, зависит от того, какова нагрузка в конце линии (\dot{S}_2). Чем меньше эта нагрузка, тем большую роль играет зарядная мощность в определении положения векторов \dot{U}_1 и \dot{S}_1 на комплексной плоскости.

Для того чтобы получить более конкретные количественные представления, рассмотрим режим, в котором активная нагрузка линии близка к ее натуральной мощности, т.е. $P_2 \approx P_{нат}$. Такая нагрузка (см. § 4.2а) для ВЛ 110–150 кВ примерно соответствует средней для данного номинального напряжения экономически целесообразной величине передаваемой мощности.

Дальность передачи при том или ином номинальном напряжении может быть приблизительно оценена по средней длине $L_{ср}$ ВЛ следующего более высокого номинального напряжения [22]. Например, для наиболее распространенной в нашей стране системы напряжений 110–220–500–1150 кВ (см. гл. 11) для сети 220 кВ расстояние между центрами питания может быть принято равным средней длине ВЛ 500 кВ, а дальность передачи мощности по сети 220 кВ в нормальных режимах можно принять примерно равной половине этого расстояния, т.е. $L_{ср}/2$. Обобщая сказанное, будем считать, что при i -м номинальном напряжении дальность передачи L_i определяется как половина средней длины ВЛ при $(i+1)$ -м номинальном напряжении, т.е. $L_i = L_{ср\ i+1}/2$.

В соответствии с этим определим относительную усредненную величину зарядной мощности для $U_{ном\ i}$ как

$$Q_{*ср\ i} = Q_{Ci}/P_{нат\ i} = Q_{C0i}L_{ср\ i}/(2P_{нат\ i}), \quad (4.144)$$

где в качестве Q_{C0i} и $P_{нат\ i}$ используются средние для применяемого при $U_{ном\ i}$ диапазона сечений проводов значения (см. § 4.2). Результаты такой оценки для двух систем напряжений даны в табл. 4.2. Для сравнения в нижней части той же таблицы приведены значения $Q_{*смакс\ i}$, подсчитанные не по средней, а по максимальной дальности передачи ($L_{макс\ i}$), определенной по данным технико-экономических расчетов [5.22]. Заметим, что приближенную оценку величины Q_{*C}

можно получить, прибегнув к идеализации линии, т.е. к ее представлению как линии без потерь активной мощности. При этом без учета распределенности параметров

$$Q_{*C} = \frac{Q_C}{P_{нат}} \approx \frac{U_{ном}^2 b_0 L}{U_{ном}^2 / Z_B} = b_0 L \sqrt{x_0 / b_0} = \sqrt{x_0 b_0} L = \beta L \approx 1,05 \cdot 10^{-3} L. \quad (4.144a)$$

Такая оценка при прочих равных условиях будет тем ближе к истинной, чем выше номинальное напряжение, т.е. чем меньше значения $v = r_0/x_0$ и $s = g_0/b_0$ (см. § 4.2).

Т а б л и ц а 4.2. Относительные значения зарядной мощности
ВЛ 110–750 кВ

Параметры линии	Система номинальных напряжений					
	первая			вторая		
$U_{ном\ i}$, кВ	110	220	500	150	330	750 ($N=4$)
$L_{ср\ i}$, км	25	100	280	20	130	300
$L_i = L_{ср\ i+1}/2$, км	50	140	280*	65	150	300*
$Q_{C0\ i}$, квар/км	33	131	919	60	378	2060
$Q_{ср\ i}$, Мвар	1,65	18,34	257,3	3,9	56,7	618
$P_{нат\ i}$, МВт	28	122	869	54	355	1954
$Q_{ср\ i}$ о.е.	0,059	0,150	0,296	0,072	0,160	0,316
$L_{макс\ i}$, км	80	300	1100	200	650	2100
$Q_{смакс\ i}$ о.е.	0,094	0,321	1,163	0,228	0,693	2,212

* Для ВЛ 500 и 750 кВ принято $L_i = L_{ср\ i}$.

Анализ данных табл. 4.2 показывает, что средние значения относительной величины зарядной мощности у ВЛ 110—150 кВ не превосходят 7,2% от активной нагрузки линии. Для ВЛ 220—330 кВ эта величина возрастает до 15—16%, а для ВЛ 500—750 кВ близка к 30%, т.е. $Q_{*ср}$ примерно удваивается при переходе к следующему номинальному напряжению в данной системе.

Максимальные значения $Q_{*с}$ закономерно растут с увеличением предельной длины линии. Характерно здесь то, что для ВЛ сверхвысоких напряжений (330—750 кВ) достаточно большой протяженности зарядные мощности соизмеримы или превышают передаваемые в режимах максимальных перетоков. Их абсолютные значения настолько велики, что в большинстве случаев требуется установка компенсирующих устройств (реакторов) для поглощения избытков реактивной мощности в режимах малых нагрузок и при работе линии на холостом ходу.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 4

К § 4.1. 1. При каких допущениях осуществляется переход от системы уравнений длинной линии, записанной для мгновенных значений тока и напряжения, к системе уравнений, записанной для их действующих значений? 2. Какими математическими моделями может быть представлена линия электропередачи? 3. Какими параметрами характеризуется каждая из трех математических моделей линии электропередачи?

К § 4.2. 1. Какие факторы влияют на отличие погонного активного сопротивления ВЛ от омического? 2. При каких допущениях определяется погонное активное сопротивление ВЛ при проектировании? 3. Какими геометрическими параметрами определяются значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщепленной фазой? 4. Какое физическое явление отражается наличием в схеме замещения ВЛ активной проводимости? 5. Чем определяется величина зарядной мощности воздушной линии? 6. Каковы средние значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщепленной фазой? 7. Как изменяются волновое сопротивление и натуральная мощность ВЛ при увеличении сечения провода? 8. Какими геометрическими параметрами характеризуется расщепленная фаза при расположении проводов по вершинам правильного многоугольника? 9. На какое число составляющих обычно расщепляются фазы ВЛ 330—1150 кВ? 10. От каких параметров зависит величина эквивалентного радиуса расщепленной фазы? 11. К каким изменениям погонных параметров ВЛ приводит расщепление ее фазы? 12. Как изменяются волновые параметры и натуральная мощность при увеличении числа проводов в расщепленной

фазе? 13. К каким изменениям погонных реактивных параметров приводит учет взаимного влияния цепей двухцепных ВЛ? 14. Какие новые идеи создания конструкций ВЛ основаны на использовании эффекта взаимного влияния цепей? 15. Какие факторы определяют отличие погонных параметров кабельных и воздушных линий? 16. Каковы особенности схем замещения кабельных линий? 17. Каковы отличия волновых параметров и натуральной мощности кабельных и воздушных линий? 18. При каких длинах воздушных линий возможен отказ от учета распределенности параметров при определении параметров П-образной схемы замещения? 19. В каком диапазоне длин допустимо использование вещественных поправочных коэффициентов при определении параметров П-образной схемы замещения воздушной линии?

К § 4.3. 1. Какова основная цель расчета установившегося режима линии электропередачи? 2. К каким изменениям векторных диаграмм токов и напряжений линии приводит уменьшение нагрузки на ее приемном конце? 3. Какова последовательность расчета установившегося режима линии при задании параметров в ее конечном узле? 4. Как отличаются векторные диаграммы напряжений при задании параметров в начале и в конце линии? 5. При каких условиях в линии имеется дефицит и при каких — избыток реактивной мощности? 6. Какие факторы определяют взаимное положение векторов токов и напряжений по концам линии? 7. На какие группы можно разделить воздушные и кабельные линии по величине соотношения активного и индуктивного сопротивлений продольной ветви П-образной схемы замещения? 8. В каком соотношении находятся продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения между началом и концом линии при примерном равенстве ее активного и индуктивного сопротивлений? 9. В чем отличие понятий "падение напряжения" и "потеря напряжения"? 10. В каких случаях допустимо выполнять расчет установившегося режима линии без учета поперечной составляющей вектора падения напряжения?

ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПАРАМЕТРЫ УЗЛОВ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

§ 5.1. ПОНЯТИЕ УЗЛА КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

Электрические сети различных номинальных напряжений образуют иерархическую структуру, на нижних уровнях которой осуществляется электроснабжение непосредственных потребителей — промышленных предприятий, коммунальных учреждений, жилых домов и т.п. На каждом из этих уровней функционирование сети определяется свойствами того состава потребителей, который питается от рассматриваемой сети через сети более низких напряжений. Так, например, для сети 110 кВ с понижающими подстанциями 110/10 кВ распределение мощностей в ветвях ее схемы замещения в каждый момент времени будет определяться потребляемыми с шин 10 кВ каждой из таких подстанций мощностями.

Изменение этих мощностей во времени и в функции таких параметров режима, как напряжение и частота, в свою очередь определяется динамикой потребления и электрическими свойствами того комплекса электроприемников, который получает питание от данной подстанции по распределительным сетям 10 и 0,38 кВ. Такую совокупность потребителей принято называть *комплексной нагрузкой* узла сети, а сам этот узел — *узлом нагрузки*. В качестве узлов нагрузки в нашем примере выступают шины 10 кВ понижающих подстанций. Вместе с тем в ряде случаев целесообразно рассматривать в качестве узлов нагрузки и шины более высоких номинальных напряжений. При этом, очевидно, сокращается общее число узлов расчетной схемы.

Однако такое эквивалентное представление нагрузки путем ее приведения к шинам более высокой ступени напряжения требует соответствующего учета характеристик трансформаторного оборудования, установленного на понижающих подстанциях. В нашем примере при приведении нагрузки к ступени 110 кВ это характеристики двухобмоточных трансформаторов 110/10 кВ. Наряду с этим типом на ряде подстанций устанавливаются трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы, которые обеспечивают связь сетей трех номи-

нальных напряжений. Таким образом, помимо свойств собственно комплексной нагрузки необходимо знать и параметры различного рода трансформаторного оборудования.

Знание всех этих свойств и характеристик требуется для разработки проектов новых электрических сетей и для рациональной эксплуатации уже существующих, поэтому в данной главе речь пойдет о всей совокупности затронутых выше вопросов, начиная со схем замещения и параметров трансформаторного оборудования и кончая представлением нагрузки в расчетных схемах электрических сетей.

§ 5.2. ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Подстанции с двухобмоточными трансформаторами

На понижающих подстанциях 35—330 кВ устанавливаются *трехфазные двухобмоточные трансформаторы*, имеющие устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации без отключения трансформатора от сети (под нагрузкой). Кратко они называются *трансформаторами с устройством РПН*, где

аббревиатура расшифровывается как "регулирование под нагрузкой". Принципиальная схема такого трансформатора показана на рис. 5.1, а, где стрелка символизирует наличие РПН в нейтрали обмотки высшего напряжения (U_1). Вторая стрелка здесь является символом нагрузки \dot{S}_2 на шинах низшего напряжения (U_2).

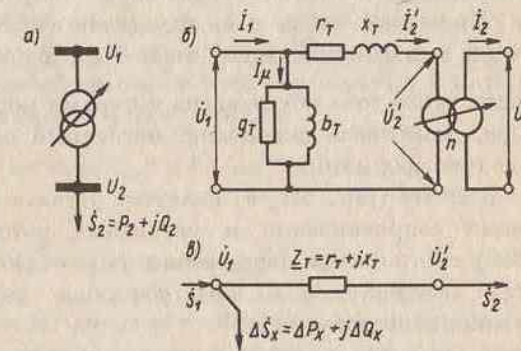


Рис. 5.1. Двухобмоточный трансформатор с РПН в принципиальной схеме сети (а), его полная (б) и упрощенная (в) схемы замещения

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы с устройством РПН характеризуются следующими каталожными данными:

$S_{T \text{ ном}}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$U_{B \text{ ном}}$ — номинальное линейное напряжение обмотки высшего напряжения (ВН), кВ;

- $\pm N_{\text{отв}}$ — максимальное число положительных и отрицательных по отношению к основному выводу обмотки ВН регулировочных ответвлений;
- $\Delta U_{*\text{отв}}$ — относительное значение изменения напряжения в процентах от $U_{\text{В ном}}$, приходящееся на одно ответвление;
- $U_{\text{Н ном}}$ — номинальное линейное напряжение обмотки низшего напряжения (НН), кВ;
- $\Delta P_{\text{к}}$ — потери короткого замыкания, кВт;
- $u_{*\text{к}}$ — относительное значение напряжения короткого замыкания, о.е.;
- $\Delta P_{\text{х}}$ — потери холостого хода, кВт;
- $I_{*\text{х}}$ — относительное значение тока холостого хода, о.е.

Полная схема замещения двухобмоточного трансформатора показана на рис. 5.1, б, где $r_{\text{т}} = r_1 + r_2'$ — сумма активного сопротивления первичной обмотки и приведенного к ней активного сопротивления вторичной обмотки; $x_{\text{т}} = x_{1l} + x_{2l}'$ — сумма индуктивного сопротивления рассеяния первичной обмотки и приведенного к ней индуктивного сопротивления вторичной обмотки. Эти два сопротивления обычно называют *активными и индуктивными сопротивлениями трансформатора*. Проводимости $g_{\text{т}}$ и $b_{\text{т}}$ определяют активную и реактивную слагающие намагничивающего тока трансформатора \dot{I}_{μ} . Активная слагающая этого тока обусловлена потерями мощности в стали трансформатора, реактивная определяет магнитный поток взаимной индукции обмоток трансформатора.

В схему (рис. 5.1, б) включен *идеальный трансформатор*, не имеющий сопротивлений и магнитных потоков рассеяния. Благодаря этому соотношение напряжений на его зажимах постоянно и определяется *коэффициентом трансформации* реального трансформатора в режиме холостого хода:

$$n = w_1/w_2,$$

где w_1, w_2 — числа витков соответственно первичной (ВН) и вторичной (НН) обмоток.

Наряду с полной схемой замещения в ряде случаев используется и упрощенная схема (рис. 5.1, в), в которой ветвь намагничивания представлена постоянным отбором мощности, равной потерям при холостом ходе ($\Delta \dot{S}_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} + j\Delta Q_{\text{х}}$). В этой схеме отсутствует символ идеального трансформатора в тех случаях, когда нас не интересует действительное напряжение на выводах обмотки НН (U_2).

Активное и индуктивное сопротивления одной фазы трансформатора могут быть экспериментально определены из опыта короткого замыкания. Как известно, этот опыт состоит в том, что вторичная обмотка трансформатора замыкается накоротко, а к первичной обмотке подводится такое напряжение, при котором токи в обеих обмотках трансформатора имеют номинальные значения. Это напряжение называется *напряжением короткого замыкания*.

Активная мощность, потребляемая трансформатором в опыте короткого замыкания, практически целиком расходуется на нагрев его обмоток. Потери в стали при этом ничтожны из-за малости приложенного напряжения, поэтому можно считать, что в опыте короткого замыкания

$$\Delta P_{\text{к}} \approx 3I_{\text{ном}}^2 r_{\text{т}} = (S_{\text{т, ном}}/U_{\text{В ном}})^2 r_{\text{т}}.$$

Отсюда вытекает выражение для определения активного сопротивления одной фазы трансформатора:

$$r_{\text{т}} = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{В ном}}^2 / S_{\text{т, ном}}^2. \quad (5.1)$$

Напряжение короткого замыкания $u_{\text{к}}$ складывается из двух составляющих: падения напряжения в активном ($u_{\text{ка}}$) и индуктивном ($u_{\text{кт}}$) сопротивлениях от тока, протекающего в режиме короткого замыкания (КЗ), причем в современных крупных трансформаторах первая слагающая составляет лишь небольшую долю от второй, так как в таких трансформаторах $r_{\text{т}} \ll x_{\text{т}}$. Пренебрегая падением напряжения в активном сопротивлении трансформатора, можно считать

$$u_{*\text{к}} \approx u_{*\text{кт}} = \sqrt{3} I_{\text{ном}} x_{\text{т}} / U_{\text{В ном}},$$

откуда

$$x_{\text{т}} \approx u_{*\text{к}} U_{\text{В ном}} / (\sqrt{3} I_{\text{ном}}) = u_{*\text{к}} U_{\text{В ном}}^2 / S_{\text{т, ном}}. \quad (5.2)$$

Проводимости $g_{\text{т}}$ и $b_{\text{т}}$ схемы замещения трансформатора определяются по результатам опыта холостого хода, в котором при разомкнутой вторичной обмотке к первичной обмотке трансформатора подводится номинальное напряжение. Как следует из схемы замещения трансформатора, ток и соответствующая мощность, потребляемая трансформатором в этом режиме, определяются параметрами цепи намагничивания. Следовательно,

$$\Delta P_{\text{х}} \approx U_{\text{В ном}}^2 g_{\text{т}} \text{ и } \Delta Q_{\text{х}} \approx U_{\text{В ном}}^2 b_{\text{т}},$$

откуда

$$g_{\text{т}} = \Delta P_{\text{х}} / U_{\text{В ном}}^2 \quad (5.3)$$

$$b_T = \Delta Q_X / U_{B \text{ ном}}^2 \quad (5.4)$$

Намагничивающая мощность ΔQ_X обычно принимается равной полной мощности потерь холостого хода трансформатора ΔS_X ввиду малости потерь активной мощности ΔP_X в сравнении с ΔQ_X , т.е. $\Delta Q_X \approx \Delta S_X$. Так как

$$I_{*X} = \frac{I_X}{I_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} I_X U_{B \text{ ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{ном}} U_{B \text{ ном}}} = \frac{\Delta S_X}{S_{T \text{ ном}}} \approx \frac{\Delta Q_X}{S_{T \text{ ном}}},$$

то

$$\Delta Q_X \approx I_{*X} S_{T \text{ ном}} \quad (5.5)$$

Обратим внимание на то, что значения сопротивлений и проводимостей, определенные по формулам (5.1) — (5.4), приведены к стороне ВН трансформатора.

Передача мощности через трансформатор всегда сопровождается потерями мощности в активном и реактивном сопротивлениях его обмоток, а также потерями, связанными с намагничиванием стали. Потери, возникающие в обмотках, зависят от протекающего по ним тока; потери, идущие на намагничивание, определяются приложенным напряжением и в первом приближении могут быть приняты неизменными и равными потерям холостого хода. Суммарные потери мощности в трансформаторе в соответствии со схемой рис. 5.1, в могут быть вычислены как

$$\Delta P_T = 3(I_2')^2 r_T + \Delta P_X = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U_2')^2} r_T + \Delta P_X \quad (5.6)$$

$$\Delta Q_T = 3(I_2')^2 x_T + \Delta Q_X = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U_2')^2} x_T + \Delta Q_X \quad (5.7)$$

В тех случаях, когда напряжение U_2' неизвестно, его принимают равным номинальному напряжению сети ($U_{\text{ном}}$) той ступени, к которой приведены сопротивления r_T и x_T .

При параллельной работе n_T одинаковых трансформаторов их эквивалентное сопротивление уменьшается в n_T раз, тогда как потери на намагничивание увеличиваются в n_T раз. При этом

$$\Delta P_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{ном}}^2} r_T + n_T \Delta P_X \quad (5.8)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{ном}}^2} x_T + n_T \Delta Q_X \quad (5.9)$$

Потери мощности могут быть найдены и непосредственно по каталожным параметрам трансформаторов без предварительного вычисления сопротивлений r_T и x_T . Действительно, подставляя в (5.8) и (5.9) выражения (5.1) и (5.2) для r_T и x_T соответственно, получим

$$\Delta P_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \cdot \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \Delta P_K \cdot \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{T \text{ ном}}^2} + n_T \Delta P_X \quad (5.8a)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \cdot \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot u_{*K} \cdot \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{T \text{ ном}}^2} + n_T \Delta Q_X \quad (5.9a)$$

В общем случае номинальное напряжение обмотки ВН ($U_{B \text{ ном}}$) отличается от номинального напряжения соответствующей сети ($U_{\text{ном}}$) в большую сторону ($U_{B \text{ ном}} \geq U_{\text{ном}}$). Если пренебречь этим отличием, то получим более простые, но вместе с тем и еще более приближенные выражения для суммарных потерь мощности в трансформаторах подстанции. При этом из (5.8a) и (5.9a) с учетом формулы (5.5) будем иметь

$$\Delta P_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \Delta P_K \frac{S_2^2}{S_{T \text{ ном}}^2} + n_T \Delta P_X \quad (5.8б)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} u_{*K} \frac{S_2^2}{S_{T \text{ ном}}^2} + n_T I_{*X} S_{T \text{ ном}} \quad (5.9б)$$

Подстанции с трехобмоточными трансформаторами

Современные трехобмоточные трансформаторы выпускаются в трехфазном исполнении на следующие сочетания номинальных напряжений связываемых ими сетей: 220/35/6(10), 110(150)/35/6(10) и 35/10/6 кВ. В настоящее время все эти трансформаторы имеют одинаковые номинальные мощности обмоток, равные номинальной мощности трансформатора, хотя ранее выпускались трансформаторы с соотношениями мощностей обмоток ВН, СН и НН 100%/100%/66,7% и 100%/66,7%/66,7%. Так же как и двухобмоточные трансформаторы, они имеют устройство РПН со стороны нейтрали обмотки ВН, что

позволяет одновременно изменять коэффициенты трансформации между обмотками ВН—СН и ВН—НН.

Принципиальная схема трехобмоточного трансформатора представлена на рис. 5.2, а. Состав каталожных данных такого трансформатора отличается от приведенного в п. "а" (для двухобмоточных трансформаторов) тем, что дополнительно указывается номинальное напряжение обмотки среднего напряжения ($U_{\text{С ном}}$) и вместо одного значения $u_{*н}$ даются три значения $u_{*В-С}$, $u_{*В-Н}$, $u_{*С-Н}$, каждое из которых соответствует одному из трех опытов короткого замыкания с участием пар обмоток, отмеченных в индексах.

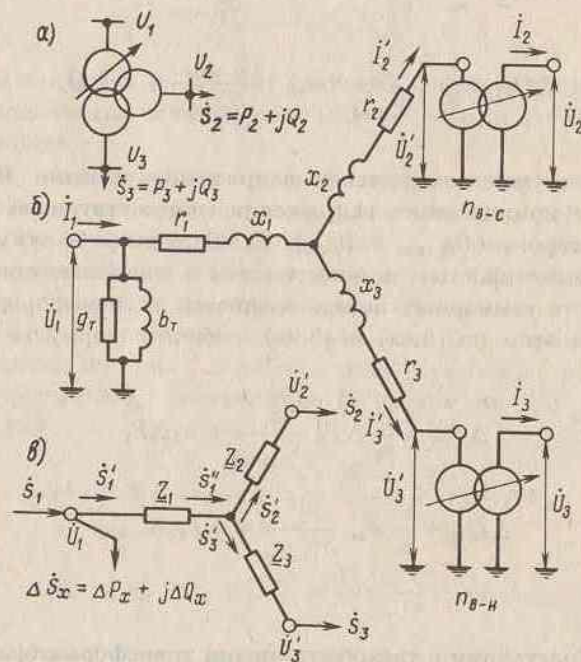


Рис. 5.2. Трехобмоточный трансформатор с РПН в принципиальной схеме сети (а), его полная (б) и упрощенная (в) схемы замещения

Полная схема замещения трехобмоточного трансформатора (рис. 5.2, б) имеет вид трехлучевой звезды, где r_1 , r_2 , r_3 — активные, а x_1 , x_2 , x_3 — индуктивные сопротивления соответствующих лучей, приведенные к стороне ВН, что соответствует расположению символов идеальных трансформаторов ($n_{В-С}$, $n_{В-Н}$) со стороны выводов обмоток среднего (луч 2) и низшего (луч 3) напряжений.

В каждом из упомянутых трех опытов короткого замыкания могут быть замерены потери активной мощности $\Delta P_{кi-j}$ и напряжение $u_{кi-j}$. Так, например, при коротком замыкании на выводах обмотки СН, разомкнутой обмотке НН и подключении к источнику выводов обмотки ВН замеряются значения $\Delta P_{кВ-С}$ и $u_{кВ-С}$ при протекании по обмоткам ВН и СН номинальных токов. При этом в соответствии со схемой рис. 5.2, б этим фактическим потерям и напряжению могут быть поставлены в соответствие фиктивные значения потерь и напряжения короткого замыкания 1-го и 2-го лучей схемы замещения, а именно:

$$\Delta P_{кВ-С} = \Delta P_{к1} + \Delta P_{к2}, \quad (5.10)$$

$$u_{кВ-С} = u_{к1} + u_{к2}. \quad (5.11)$$

Другие два опыта короткого замыкания дадут возможность записать аналогичные равенства

$$\Delta P_{кВ-Н} = \Delta P_{к1} + \Delta P_{к3}, \quad (5.10а)$$

$$\Delta P_{кС-Н} = \Delta P_{к2} + \Delta P_{к3}, \quad (5.10б)$$

$$u_{кВ-Н} = u_{к1} + u_{к3}, \quad (5.11а)$$

$$u_{кС-Н} = u_{к2} + u_{к3}. \quad (5.11б)$$

Система трех уравнений (5.10), (5.10а) и (5.10б) позволяет найти выражения потерь, соответствующих каждому из лучей схемы замещения:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{к1} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кВ-Н} - \Delta P_{кС-Н}), \\ \Delta P_{к2} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кС-Н} - \Delta P_{кВ-Н}), \\ \Delta P_{к3} &= 0,5(\Delta P_{кВ-Н} + \Delta P_{кС-Н} - \Delta P_{кВ-С}). \end{aligned} \right\} \quad (5.12)$$

Рассчитанные по (5.12) значения служат для определения приведенных к стороне ВН активных сопротивлений лучей схемы замещения по формулам, аналогичным (5.1):

$$\left. \begin{aligned} r_1 &= \Delta P_{к1} U_{В ном}^2 / S_{Т ном}^2, \\ r_2 &= \Delta P_{к2} U_{В ном}^2 / S_{Т ном}^2, \\ r_3 &= \Delta P_{к3} U_{В ном}^2 / S_{Т ном}^2. \end{aligned} \right\} \quad (5.13)$$

При одинаковых мощностях обмоток (100%/100%/100%) потери короткого замыкания, замеренные в каждом из опытов, одинаковы ($\Delta P_{кВ-Н} = \Delta P_{кВ-С} = \Delta P_{кС-Н}$). Это, в свою очередь, означает, что

$$\Delta P_{K1} = \Delta P_{K2} = \Delta P_{K3} = 0,5 \Delta P_{KB-H}. \quad (5.14)$$

При этом из (5.13) получим

$$r_1 = r_2 = r_3 = 0,5 \Delta P_{KB-H} U_{Вном}^2 / S_{Т.ном}^2. \quad (5.13a)$$

Именно по этой причине в современных справочниках приводится лишь одно значение потерь короткого замыкания без указания индексов, определяющих сочетание обмоток, участвующих в опыте.

Аналогично, из системы уравнений (5.11), (5.11a) и (5.116) получим

$$\left. \begin{aligned} u_{K1} &= 0,5(u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}), \\ u_{K2} &= 0,5(u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}), \\ u_{K3} &= 0,5(u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}). \end{aligned} \right\} \quad (5.15)$$

Эти значения служат для определения приведенных к стороне ВН индуктивных сопротивлений лучей схемы замещения по формулам, аналогичным (5.2):

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= u_{*K1} U_{Вном}^2 / S_{Т.ном}, \\ x_2 &= u_{*K2} U_{Вном}^2 / S_{Т.ном}, \\ x_3 &= u_{*K3} U_{Вном}^2 / S_{Т.ном}. \end{aligned} \right\} \quad (5.16)$$

Параметры ветви намагничивания в полной схеме замещения трехобмоточного трансформатора определяются аналогично двухобмоточным, т.е. по формулам (5.3), (5.4). Наряду с полной схемой в ряде случаев используется и упрощенная схема (рис. 5.2, в), где ΔQ_x определяется по выражению (5.5).

Так же как и в случае двухобмоточного трансформатора, суммарные потери активной и реактивной мощности могут быть приближенно определены либо непосредственно по схеме замещения трехобмоточного трансформатора при допущении, что во всех ее узлах напряжения равны номинальному напряжению сети ВН ($U_{ном}$), либо еще более грубо по каталожным данным. В первом случае (рис. 5.2, в)

$$\Delta P_T \approx \frac{(S_1'')^2}{U_{ном}^2} r_1 + \frac{S_2^2}{U_{ном}^2} r_2 + \frac{S_3^2}{U_{ном}^2} r_3 + \Delta P_x, \quad (5.17)$$

$$\Delta Q_T \approx \frac{(S_1'')^2}{U_{ном}^2} x_1 + \frac{S_2^2}{U_{ном}^2} x_2 + \frac{S_3^2}{U_{ном}^2} x_3 + \Delta Q_x. \quad (5.18)$$

Так как мощность в конце луча 1 ($\dot{S}_1'' = \dot{S}_2' + \dot{S}_3'$) заранее не определена, то иногда прибегают к ее приближенному вычислению, пренебрегая потерями в лучах 2 и 3 и полагая

$$\dot{S}_1'' \approx \dot{S}_2 + \dot{S}_3. \quad (5.19)$$

Во втором случае при том же допущении о равенстве напряжений $U_{Вном}$ и $U_{ном}$ для n_T параллельно включенных одинаковых трансформаторов получим формулы, аналогичные (5.86) и (5.96):

$$\Delta P_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \left[\Delta P_{K1} \frac{(S_1'')^2}{S_{Т.ном}^2} + \Delta P_{K2} \frac{S_2^2}{S_{Т.ном}^2} + \Delta P_{K3} \frac{S_3^2}{S_{Т.ном}^2} \right] + n_T \Delta P_x, \quad (5.17a)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \left[u_{*K1} \frac{(S_1'')^2}{S_{Т.ном}} + u_{*K2} \frac{S_2^2}{S_{Т.ном}} + u_{*K3} \frac{S_3^2}{S_{Т.ном}} \right] + n_T I_{*X} S_{Т.ном}, \quad (5.18a)$$

где \dot{S}_1'' приближенно определяется из (5.19).

Подстанции с автотрансформаторами

Автотрансформаторы (АТ) устанавливаются на мощных узловых подстанциях системообразующих и районных сетей. От шин среднего напряжения таких подстанций получают питание, как правило, целые районы с большим количеством пунктов потребления. По этой причине устройство РПН у автотрансформаторов установлено со стороны основного вывода обмотки среднего напряжения, что позволяет обеспечить регулирование напряжения на шинах СН подстанции с целью поддержания его желаемого уровня, исходя из требований питаемой сети.

Принципиальная схема АТ с РПН изображена на рис. 5.3, а. Состав каталожных данных для АТ такой же, как и у трехобмоточных транс-

форматоров, однако дополнительно указывается номинальная мощность обмотки низшего напряжения ($S_{Н\text{ ном}}$). В трехфазном исполнении выпускаются автотрансформаторы мощностью до 400 МВ·А при напряжениях до 500 кВ. Если требуется большая мощность, то на подстанциях устанавливаются группы из однофазных АТ с мощностью фазы 133–667 МВ·А при напряжениях 330–1150 кВ [5].

Каждая фаза автотрансформатора имеет три обмотки, соединенные по схеме рис. 5.3, б. Обмотка низшего напряжения 3 связана с другими обмотками только магнитной связью, отраженной на рис. 5.3, б введением в схему идеального трансформатора. Две другие обмотки — последовательная 1 и общая 2 — связаны друг с другом непосредственным соединением, а также с помощью понижающего их магнитного потока.

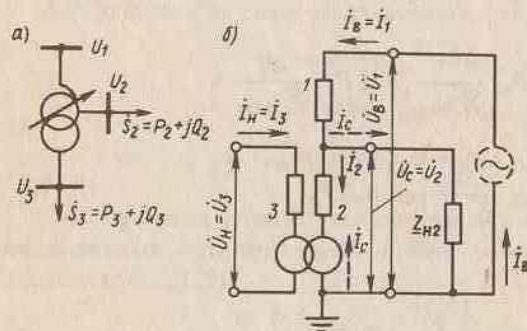


Рис. 5.3. Изображение автотрансформатора с РПН в принципиальной схеме сети (а) и схема соединения его обмоток (б)

Под номинальной мощностью автотрансформатора понимается предельная мощность, которая может быть передана через автотрансформатор со стороны высшего напряжения:

$$S_{АТ\text{ ном}} = \sqrt{3} I_{В\text{ ном}} U_{В\text{ ном}}.$$

Для характеристики автотрансформаторов введено также понятие *типовой мощности*, которая характеризует способность автотрансформаторов передавать энергию магнитным путем. Она определяет габариты и стоимость автотрансформатора, а также расход материалов и мощность отдельных обмоток. Связь типовой мощности с мощностями общей и последовательной обмоток следующая:

$$\begin{aligned} S_{\text{тип}} &= \sqrt{3} I_2 U_2 \approx \sqrt{3} I_1 (U_1 - U_2) = \sqrt{3} I_{В\text{ ном}} (U_{В\text{ ном}} - U_{С\text{ ном}}) = \\ &= \sqrt{3} I_{В\text{ ном}} U_{В\text{ ном}} \left[1 - \frac{U_{С\text{ ном}}}{U_{В\text{ ном}}} \right] = S_{АТ\text{ ном}} \alpha, \end{aligned} \quad (5.20)$$

где $\alpha = 1 - U_{С\text{ ном}}/U_{В\text{ ном}}$ — так называемый коэффициент выгодности.

Ток в общей обмотке определяется разностью токов, замыкающихся через сети высшего и среднего напряжения ($I_2 = I_B - I_C$), поэтому эта обмотка рассчитывается на ток, меньший номинального тока автотрансформатора, определяемого на стороне высшего напряжения. Расчетная мощность этой обмотки, естественно, меньше номинальной мощности автотрансформатора и равна его типовой мощности. Обмотка низшего напряжения рассчитывается обычно также на мощность, меньшую или равную типовой ($S_{Н\text{ ном}} \leq S_{\text{тип}}$).

Таким образом, конструкция автотрансформаторов делает возможность передачу через автотрансформатор мощности, большей той, на которую рассчитываются его обмотки. Благодаря этому автотрансформаторы оказываются дешевле трехобмоточных трансформаторов равной номинальной мощности, характеризуются меньшим расходом активных материалов на их изготовление и, как следствие, меньшими потерями активной мощности.

Различие технико-экономических характеристик трансформаторов и автотрансформаторов зависит от соотношения между номинальной и типовой мощностями, т.е. от коэффициента выгодности α . Очевидно, преимущества автотрансформаторов проявляются в большей степени тогда, когда с их помощью связываются сети более близких номинальных напряжений (при малых α).

В опытах короткого замыкания, где участвует обмотка низшего напряжения, по обмоткам протекают токи, соответствующие номинальной мощности обмотки НН. Поэтому замеренные значения потерь и напряжений отнесены к $S_{Н\text{ ном}}$ и дополнительно индексируются штрихом ($\Delta P'_{кв-н}$, $\Delta P'_{кс-н}$, $u'_{кв-н}$, $u'_{кс-н}$). Для определения параметров лучшей схемы замещения АТ, которая совпадает со схемой для трехобмоточных трансформаторов (см. рис. 5.2, б), необходимо предварительно привести указанные параметры к номинальной мощности автотрансформатора по следующим выражениям

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{кв-н} &= \frac{\Delta P'_{кв-н}}{(S_{Н\text{ ном}}/S_{АТ\text{ ном}})^2}, \\ \Delta P_{кс-н} &= \frac{\Delta P'_{кс-н}}{(S_{Н\text{ ном}}/S_{АТ\text{ ном}})^2}, \\ u_{кв-н} &= \frac{u'_{кв-н}}{S_{Н\text{ ном}}/S_{АТ\text{ ном}}}, \\ u_{кс-н} &= \frac{u'_{кс-н}}{S_{Н\text{ ном}}/S_{АТ\text{ ном}}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.21)$$

В частном случае, когда $S_{\text{Нном}} = S_{\text{тип}}$, отношение $S_{\text{Нном}}/S_{\text{АТном}} = \alpha$ (см. (5.20)) и выражения (5.21) примут вид

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\text{кв-н}} &= \Delta P'_{\text{кв-н}}/\alpha^2, \\ \Delta P_{\text{кС-н}} &= \Delta P'_{\text{кС-н}}/\alpha^2, \\ u_{\text{кв-н}} &= u'_{\text{кв-н}}/\alpha, \\ u_{\text{кС-н}} &= u'_{\text{кС-н}}/\alpha. \end{aligned} \right\} \quad (5.21a)$$

Осуществив это приведение, можно определить параметры короткого замыкания для отдельных лучей схемы замещения по выражениям (5.12) и (5.15), а затем определить активные и индуктивные сопротивления лучей по формулам (5.13) и (5.16), а проводимости ветви намагничивания — по (5.3) и (5.4). При необходимости суммарные потери мощности в автотрансформаторах подстанции ($\Delta P_{\text{АТЭ}}$, $\Delta Q_{\text{АТЭ}}$) могут быть вычислены по тем же формулам, что и для трехобмоточных трансформаторов.

§ 5.3. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

Одними из наиболее существенных характеристик нагрузки любого узла сети являются величины потребляемых активной и реактивной мощностей и их зависимости от времени. Эти величины зависят от числа и режима работы отдельных электроприемников. Так, например, мощность, получаемая промышленными предприятиями, определяется количеством станков, работающих одновременно, характером технологического процесса, числом ламп, включенных для освещения цехов, и т.д. Очевидно, что в течение суток мощность, требуемая данным предприятием, может изменяться в широких пределах, увеличиваясь в вечерние рабочие часы и уменьшаясь во время обеденных перерывов, в светлые часы дня, в ночные часы при двухсменной работе. Так же изменяются в течение суток нагрузки и других потребителей. Поэтому характеристика нагрузки по потребляемой мощности будет полной лишь тогда, когда известна вся совокупность возможных значений мощности, необходимой данным потребителям энергии. Эта характеристика дается так называемыми *графиками нагрузки*, которые представляют собой плавные, ломаные или ступенчатые кривые, построенные в прямоугольных осях координат, причем по оси ординат откладываются мощности нагрузки, а по оси абсцисс — время, в течение

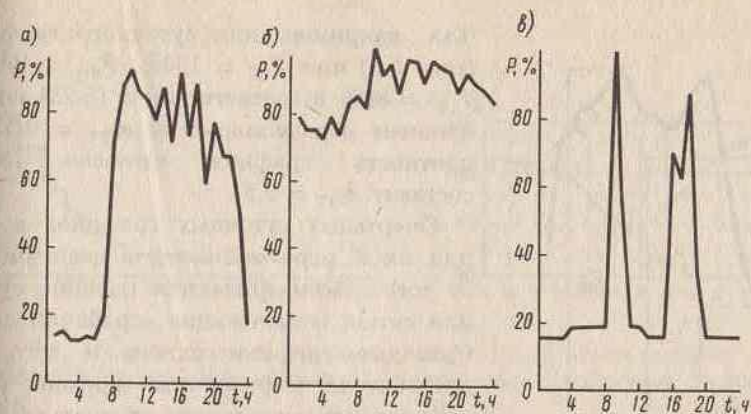


Рис. 5.4. Суточные графики нагрузки часового завода (а), молокозавода (б) и школы (в)

которого рассматривается ее изменение. На рис. 5.4 в качестве примера представлены графики нескольких видов нагрузки, характеризующие изменение активной мощности, потребляемой нагрузкой за одни сутки. Такие графики называются *суточными графиками нагрузки*. Нетрудно видеть, что приведенные графики существенно отличаются один от другого, отражая характерные условия работы таких различных потребителей, как часовая завод, молочный завод, школа. Тем не менее целесообразно отметить для каждого из графиков некоторые общие количественные показатели. К числу таких показателей прежде всего относятся *наибольшее* ($P_{\text{нб}}$) и *наименьшее* ($P_{\text{нм}}$) значения *мощности нагрузки* (рис. 5.5).

Другими важными показателями суточного графика являются *среднесуточная нагрузка* ($P_{\text{ср}}$), *коэффициент неравномерности графика* ($\alpha_{\text{сут}}$) и *плотность графика* ($\beta_{\text{сут}}$). Среднесуточная нагрузка определяется как отношение потребленной за сутки электроэнергии ($\mathcal{E}_{\text{сут}}$) к числу часов в сутках:

$$P_{\text{ср}} = \mathcal{E}_{\text{сут}}/24. \quad (5.22)$$

Коэффициент неравномерности представляет собой отношение наименьшей и наибольшей нагрузки в течение рассматриваемых суток:

$$\alpha_{\text{сут}} = P_{\text{нм}}/P_{\text{нб}}. \quad (5.23)$$

Плотность суточного графика характеризуется отношением среднесуточной нагрузки к наибольшей:

$$\beta_{\text{сут}} = P_{\text{ср}}/P_{\text{нб}}. \quad (5.24)$$

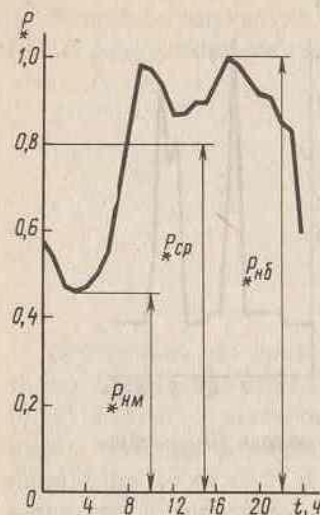


Рис. 5.5. Иллюстрация понятий максимальной $P_{нб}$ и минимальной $P_{нм}$ суточных активных нагрузок

Часто для получения приближенного, но все же более полного представления пользуются суточными графиками для трех характерных периодов работы потребителей: зимнего, летнего и весенне-осеннего. Соответственно различают наибольшую и наименьшую нагрузки для этих периодов. При этом для большинства районов нашей страны зимний график характеризуется максимальным значением наибольшей мощности $P_{нб}$, а летний — минимальным значением наименьшей мощности $P_{нм}$.

Графики для отмеченных характерных периодов и число суток, которые могут быть отнесены к тому или иному периоду, позволяют получить годовые графики нагрузки. Одной из форм таких графиков, широко используемой при проектировании и в практике эксплуатации электрических сетей, являются так называемые *годовые графики по продолжительности нагрузки*. Такой график (рис. 5.6) представляет собой диаграмму постепенно убывающих значений мощности, каждому из которых соответствует время, в течение которого данная мощность требуется потребителю в разрезе года.

Другой важной формой годового графика следует считать *график месячных максимумов нагрузки* (рис. 5.7). На таком графике по оси абсцисс откладываются месяцы в календарном порядке, а по оси ординат отмечаются максимальные значения нагрузки за данные месяцы.

Так, например, для суточного графика (рис. 5.5) при $P_{нб} = 100\%$, $P_{нм} = 45\%$ и $P_{ср} = 80\%$ в соответствии с (5.23) коэффициент неравномерности $\alpha_{сут} = 0,45$, а плотность графика согласно (5.24) составит $\beta_{сут} = 0,8$.

Очертания суточных графиков в той или иной мере меняются в зависимости от того, рассматриваются рабочие сутки или сутки, включающие нерабочий день. Суточные графики одного и того же потребителя в различные времена года также могут существенно отличаться друг от друга. Причиной этого является разная продолжительность светлого времени суток, изменение числа рабочих на предприятиях из-за отпусков, условий вентиляции и отопления и т.д. Все это не позволяет характеризовать потребление мощности каким-либо одним суточным графиком.

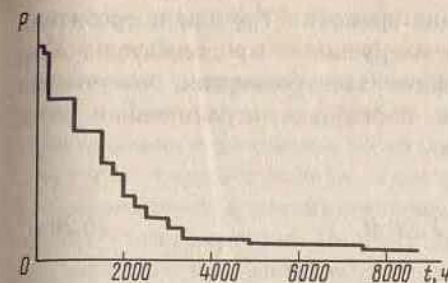


Рис. 5.6. Пример годового графика активной нагрузки по продолжительности

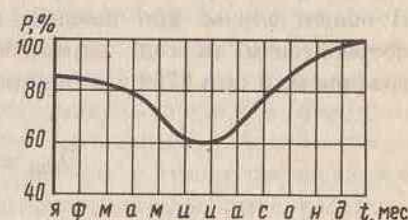


Рис. 5.7. Пример годового графика месячных максимумов активной нагрузки

Обычно для такого графика характерны спад в летние месяцы вследствие уменьшения осветительной нагрузки и возрастание к концу года, которое объясняется присоединением новых потребителей.

Суточные и годовые графики нагрузки по продолжительности позволяют определить энергию, получаемую потребителем соответственно за сутки и за год. При известной мощности нагрузки P_n получаемая потребителем энергия за бесконечно малый промежуток времени dt составляет

$$d\mathcal{E}_n = P_n dt. \quad (5.25)$$

Энергия, получаемая за период T при изменяющейся во времени мощности, определяется при интегрировании уравнения (5.25):

$$\mathcal{E}_n = \int_0^T P_n(t) dt. \quad (5.26)$$

Правая часть выражения (5.26) характеризует площадь, ограниченную осями координат и графиком нагрузки. Ее вычисление не представляет труда, если график нагрузки имеет вид ступенчатой линии. Поэтому в тех случаях, когда очертание графика имеет иной вид, удобно заменить его ступенчатым, сохраняя при этом характерные точки исходного графика (наибольшие и наименьшие нагрузки и отдельные закономерные повышения и понижения мощности) и выдерживая равенство площадей исходного и ступенчатого графиков.

Годовой график нагрузки удобно характеризовать показателем, который называется *числом часов использования наибольшей нагрузки* $T_{нб}$. Этот показатель определяет время, в течение которого потребитель, работая с наибольшей нагрузкой, получил бы из сети то же количество энергии, что и при работе по действительному графику.

Рис. 5.8 иллюстрирует определение времени $T_{нб}$ для потребителя с некоторым ступенчатым графиком нагрузки по продолжительности. В общем случае при плавном графике электроэнергии, полученная потребителем за год, определяется площадью, ограниченной этим графиком, и при 8760 ч в году равна

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \int_0^{8760} P_{\text{н}}(t) dt. \quad (5.26a)$$

Та же площадь при неизменной нагрузке, равной наибольшей мощности, может быть вычислена так

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}.$$

Следовательно,

$$T_{\text{нб}} = \int_0^{8760} P_{\text{н}}(t) dt / P_{\text{нб}}, \quad (5.27)$$

т.е. время использования наибольшей нагрузки определяется отношением площади, ограниченной действительным графиком нагрузки, к ординате, отвечающей наибольшей мощности нагрузки.

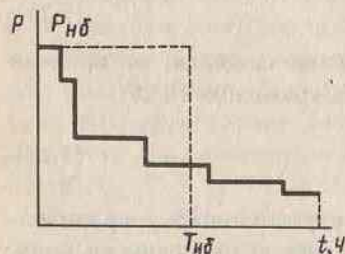


Рис. 5.8. К определению числа часов использования наибольшей нагрузки

Время $T_{\text{нб}}$ может вычисляться как применительно к годовому, так и к суточному графику. И в том, и в другом случаях это время зависит от конкретных условий работы каждого потребителя. Однако опыт позволяет назвать пределы, в которых обычно лежит время $T_{\text{нб}}$ для некоторых характерных потребителей. Эти пределы указаны в табл. 5.1 [5].

Значительно отличаются среднестатистические величины $T_{\text{нб}}$ для различных отраслей народного хозяйства. Так,

например, непрерывное химическое и металлургическое производства характеризуются средним значением $T_{\text{нб}} = 8500$ ч/год, промышленность стройматериалов — 6300, магистральный электрифицированный транспорт — 8000, сельскохозяйственное производство — 5000, нефтедобыча — 7400 ч/год [5].

Графики нагрузки потребителей эксплуатируемых электрических сетей могут быть получены по данным непосредственных измерений

мощности, получаемой потребителями. Такие графики будут отражать условия работы потребителей в некоторый случайно выбранный период времени, точно характеризую потребление мощности именно в этот период. Ценность такого графика определяется его строгим соответствием реальным условиям работы потребителя, но в то же время на очертание такого графика оказывают влияния случайные факторы, проявляющиеся в рассматриваемый период времени и исчезающие в последующие периоды. Поэтому для суждения о типичном характере графика того или иного потребителя необходима обработка графиков, полученных экспериментальным путем в натурных условиях. Методика такой обработки зависит от задач, при решении которых должны использоваться графики нагрузки. Следует различать две задачи: проектирование новой электрической сети и определение предполагаемой нагрузки существующей сети на некоторый период в будущем.

Т а б л и ц а 5.1. Продолжительность использования наибольших активных нагрузок в течение года

Группы потребителей	$T_{\text{нб}}$, ч/год
Внутреннее освещение и бытовые электроприборы	1400-3400
Промышленные предприятия, работающие в одну смену	2000-3000
То же, в две смены	3000-4500
То же, в три смены	4500-8000

В первом случае нагрузки должны учитываться ожидаемыми графиками, которые могут считаться типовыми для того или иного потребителя, например для машиностроительного или металлургического завода, текстильной фабрики и т.д. Такие графики могут быть получены на основании замеров мощности у большого количества потребителей, однотипных с тем, для которого определяется типовой график. Замеры, выполняемые в сходственные периоды времени, позволяют провести статистическую обработку экспериментальных данных, найти среднее по рассматривавшимся потребителям значение мощности в каждый час суток, а затем получить усредненный график. Этот график с тем большим основанием может считаться типовым, чем большее количество потребителей обследуется. Рассматривая нагрузки этих потребителей в одни и те же часы суток как случайные независимые величины, возможно найти не только средние значения мощностей в эти часы, но также другие числовые характеристики случайных величин (дисперсию и т.п.).

В отличие от рассмотренного случая эксплуатационные графики нагрузки необходимо получать для конкретных существующих потребителей, учитывая возможные случайные изменения условий их работы в некоторый период времени. Для получения таких графиков применяется также статистическая обработка графиков предшествующих периодов, интересующих потребителей, причем для каждого из них анализируются графики, характеризовавшие работу именно данного потребителя.

Для работы потребителей электрической энергии необходима задача по сети не только активной, но и реактивной мощности. Поэтому для полной характеристики нагрузки по потребляемой мощности необходимо также и знание графиков изменения реактивной мощности. Эти графики могут быть получены теми же методами, что и графики активной мощности. Конфигурации графиков активной и реактивной нагрузки в общем случае не совпадают.

При проектировании в ряде случаев требующаяся потребителям реактивная мощность учитывается приближенно. При этом для характеристики величины необходимой реактивной мощности используется коэффициент мощности ($\cos \varphi_n$), значение которого либо принимается неизменным, либо задается применительно к периодам наибольшей и наименьшей активной мощности нагрузки, причем в эти периоды для коэффициента мощности принимаются разные числовые значения. В качестве примеров в табл. 5.2 приведены значения $\cos \varphi_n$ и $\operatorname{tg} \varphi_n$ для некоторых промышленных предприятий [5], соответствующие периоду $P_{нб}$ (максимум активной нагрузки).

Т а б л и ц а 5.2. Средние значения коэффициента мощности промышленных предприятий

Предприятия	$\cos \varphi_{n(нб)}$	$\operatorname{tg} \varphi_{n(нб)}$
Нефтеперерабатывающие	0,90	0,484
Металлообрабатывающие	0,87	0,567
Электротехнического оборудования	0,82	0,698
Автотракторные и сельхозмашин	0,79	0,776
Тяжелого машиностроения	0,73	0,936
Вагоноремонтные	0,69	1,049
Станкостроения	0,68	1,078
Горнорудные	0,65	1,169

При перспективном проектировании электрических сетей реактивную мощность узла нагрузки, т.е. группы потребителей, питающихся

от общих шин, определяют путем умножения максимальной расчетной активной нагрузки на *усредненные значения* $\operatorname{tg} \varphi_{n(нб)}$, которые учитывают компенсирующие устройства, установленные у потребителей, и потери реактивной мощности в сетях предшествующих ступеней напряжения. Так, например, для нагрузки, приведенной к шинам 6—20 кВ понижающих подстанций, по данным [5], $\operatorname{tg} \varphi_{n(нб)} = 0,4$ ($\cos \varphi_{n(нб)} = 0,93$). Для нагрузки, приведенной к шинам 110 и 220 кВ, эти ориентировочные значения $\operatorname{tg} \varphi_{n(нб)}$ принимаются равными соответственно 0,55 ($\cos \varphi_{n(нб)} = 0,88$) и 0,6 ($\cos \varphi_{n(нб)} = 0,86$).

Сопоставление этих данных показывает, что чем выше ступень напряжения, к которой приведена комплексная нагрузка, тем больше значение требующейся ей в режиме максимальной активной нагрузки реактивной мощности. Это обстоятельство вызвано прежде всего большими потерями реактивной мощности в трансформаторном оборудовании понижающих подстанций.

§ 5.4. СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОСТАВЛЯЮЩИХ КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

Понятия статических и динамических характеристик нагрузки

Потребление мощности в электрических системах изменяется при изменении параметров режима, т.е. при изменении значения и частоты напряжения, питающего потребителей. Эти изменения отражаются в изменениях потоков мощности в линиях, что, в свою очередь, влияет на распределение напряжений в сети и, в частности, на напряжение на зажимах электроприемников. Поэтому при расчетах режимов сетей весьма существенное значение имеет учет характеристик, отражающих изменение мощности, потребляемой нагрузкой при изменениях подведенного к ней напряжения по величине и частоте. Такие характеристики, отвечающие *установившемуся режиму*, называются *статическими характеристиками нагрузки по напряжению* [$P_n = f_p(U)$, $Q_n = f_q(U)$] и *по частоте* [$P_n = \varphi_p(f)$, $Q_n = \varphi_q(f)$].

Аналогичные характеристики, но отвечающие тому или иному *переходному режиму*, называются *динамическими*. Это, например, характеристики, полученные при быстрых изменениях напряжения и частоты, когда вызванные этими изменениями переходные процессы не успевают затухнуть при переходе от одной точки статической характеристики нагрузки к другой. Динамические характеристики $P_n = f_p(U, t)$, $Q_n = f_q(U, t)$ и соответственно $P_n = \varphi_p(f, t)$, $Q_n = \varphi_q(f, t)$ в отличие

от статических являются функциями времени. На статической характеристике каждую ее точку можно считать соответствующей одному установившемуся режиму.

Динамическая характеристика нагрузки в общем случае представляется в виде зависимости мощности от параметров режима и от их производных. Например, динамическая характеристика активной мощности нагрузки является следующей функцией:

$$P_H = F_P \left(U, f, \frac{dU}{dt}, \frac{df}{dt}, \frac{d^2U}{dt^2}, \frac{d^2f}{dt^2}, \dots \right).$$

В данном случае динамическая характеристика отражена гиперповерхностью, проходящей в фазовом пространстве с координатами $U, f, dU/dt, df/dt, \dots$

Простейшим случаем динамической характеристики будет поверхность в пространстве трех измерений, например $P_H = F_P(U, dU/dt)$. При заданном диапазоне изменения напряжения такая динамическая характеристика может быть представлена на плоскости в виде серии кривых.

При малых отклонениях от установившегося режима изменение мощности нагрузки может быть представлено следующими выражениями:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_H &= \frac{\partial P_H}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial P_H}{\partial f} \Delta f = a_U \Delta U + a_f \Delta f, \\ \Delta Q_H &= \frac{\partial Q_H}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial Q_H}{\partial f} \Delta f = b_U \Delta U + b_f \Delta f, \end{aligned} \right\} \quad (5.28)$$

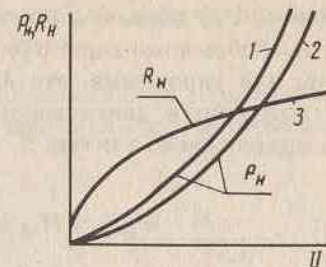
где a_U, a_f, b_U, b_f — коэффициенты, каждый из которых называется *регулирующим эффектом*, соответственно активной (a) и реактивной (b) нагрузки по напряжению и частоте.

Ниже в данном параграфе мы познакомимся лишь со статическими характеристиками основных составляющих комплексной нагрузки, имея в виду, что динамические характеристики рассматриваются в курсе "Переходные процессы в электрических системах".

Характеристики осветительной нагрузки

Активная мощность, потребляемая осветительной установкой, содержащей лампы накаливания, не зависит от частоты и примерно пропорциональна напряжению в степени 1,6. Реактивной мощности такая нагрузка не потребляет. Активная мощность осветительной

Рис. 5.9. Зависимости активной мощности, потребляемой лампами накаливания, от напряжения при допущении о постоянстве их сопротивления (1) и при изменении R_H (2) в соответствии с зависимостью 3



нагрузки, состоящей из люминесцентных ламп, заметно зависит от частоты, уменьшаясь на 0,5—0,8% с изменением частоты на 1%, но мало зависит от напряжения.

На рис. 5.9 представлены статические характеристики осветительной нагрузки $P_H = f_P(U)$, состоящей из ламп накаливания при неизменном сопротивлении нитей ламп (кривая 1) и при изменении этого сопротивления в функции напряжения (кривая 2) в соответствии с кривой 3.

Характеристики асинхронной нагрузки

При рассмотрении основных соотношений будем исходить из известной приближенной Г-образной схемы замещения асинхронного двигателя (рис. 5.10). В этой схеме исключены активное сопротивление статора двигателя и активная проводимость ветви намагничивания.

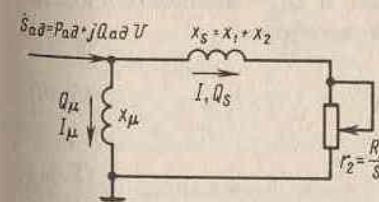


Рис. 5.10. Упрощенная схема замещения асинхронного двигателя

Потребляемая из сети активная мощность и соответственно вращающий момент асинхронного двигателя (АД) определяются мощностью приводимого во вращение механизма, т.е. характеристикой $M_{мех} = f(\omega)$. Существует три основных типа таких характеристик:

- постоянный или мало зависящий от скорости момент ($M_{мех} \approx \text{const}$, $P_{мех} \approx \omega$);
- момент, примерно пропорциональный скорости вращения ($M_{мех} \approx \omega$, $P_{мех} \approx \omega^2$);
- момент, примерно пропорциональный квадрату скорости вращения ($M_{мех} \approx \omega^2$, $P_{мех} \approx \omega^3$).

На рис. 5.11 показаны построенные в относительных единицах три типовые обобщенные характеристики, отвечающие указанным случаям. Примем для упрощения, что $M_{\text{мех}}$ не зависит от скольжения. Пренебрегая потерями в двигателе и рассматривая установившийся режим, будем приближенно считать

$$M_{\text{мех}} = M_{\text{ад}} = \frac{P_{\text{ад}}}{\omega_0} = \frac{3I^2 R_2}{\omega_0 s} = \text{const}, \quad (5.29)$$

откуда при $\omega_{*0} = 1$ получим, что $s = 3I^2 R_2 / P_{\text{ад}}$, т.е. при $M_{\text{мех}} = \text{const}$ $s \propto I^2$.

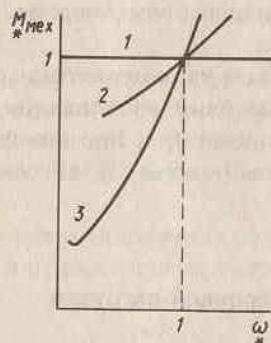


Рис. 5.11. Типичные зависимости механического момента приводимых во вращение асинхронными двигателями механизмов от скорости вращения:

1 - $M_{\text{мех}} = \text{const}$; 2 - линейная; 3 - квадратичная

Согласно схеме замещения (см. рис. 5.10), реактивная мощность $Q_{\text{ад}}$, потребляемая двигателем, имеет две составляющие: Q_{μ} — мощность, связанную с намагничивающим током, и Q_s — мощность, связанную с созданием полей рассеяния в статоре и роторе:

$$Q_{\text{ад}} = Q_{\mu} + Q_s. \quad (5.30)$$

При сделанных выше допущениях имеем

$$Q_s = 3I^2 x_s; \quad (5.31)$$

$$Q_{\mu} = U^2 / x_{\mu} = \sqrt{3} I_{\mu} U, \quad (5.32)$$

где I_{μ} — ток холостого хода.

Значения тока холостого хода при $U = U_0$ зависят от мощности двигателя (чем больше мощность двигателя, тем меньше намагничивающий ток, выраженный в долях номинального) и от скорости (у тихоходных двигателей намагничивающий ток больше). Примерные значения лежат в пределах 15–40% от номинального тока. При учете

уменьшения x_{μ} с насыщением зависимость Q_{μ} от напряжения заметно отклоняется от квадратичной параболы.

Зависимость активной мощности от напряжения и скольжения при медленных их изменениях может быть получена согласно схеме замещения (см. рис. 5.10):

$$P_{\text{ад}} = \varphi(s, U) = 3I^2 \frac{R_2}{s} = \frac{U^2 R_2}{\left[\left(\frac{R_2}{s}\right)^2 + x_s^2\right] s} = \frac{U^2 R_2 s}{R_2^2 + (x_s s)^2}. \quad (5.33)$$

На рис. 5.12, а приведено графическое изображение этой зависимости и показана связь между напряжением U и скольжением s (рис. 5.12, б). Так как $Q_s = 3I^2 x_s$ и при постоянном механическом моменте $P \equiv s$, то зависимость $Q_s = f(U)$ имеет такой же вид, как и зависимость $s = f(U)$. Из приведенных характеристик видно, что при данной механической нагрузке $P_{\text{мех}}$ у каждого двигателя есть определенный критический режим (точка 4). Значения напряжения ($U_{\text{кр}}$) и скольжения ($s_{\text{кр}}$), при которых этот режим наступает, называются *критическими*. Максимальная мощность двигателя в критическом режиме равна мощности приводимого во вращение механизма. При дальнейшем понижении напряжения работа невозможна, так как электрическая мощность и соответственно электромагнитный момент оказываются меньше механической мощности (момента).

Определим значения максимального момента (или мощности) и критического скольжения, воспользовавшись выражением (5.33). Продифференцируем это выражение и приравняем производную нулю:

$$\frac{dP_{\text{ад}}}{ds} = U^2 R_2 \frac{R_2^2 - x_s^2 s^2}{(R_2^2 + x_s^2 s^2)^2} = 0.$$

Отсюда

$$s_{\text{кр}} = R_2 / x_s. \quad (5.34)$$

При этом скольжении характеристика мощности асинхронного двигателя имеет максимум

$$P_{\text{ад макс}} = U^2 / (2x_s). \quad (5.35)$$

Величина критического скольжения $s_{\text{кр}}$ может быть определена через рабочее скольжение s_0 , соответствующее режиму работы при $U = U_0$, и отношение $b_0 = P_{\text{ад макс}} / P_0$ следующим образом:

$$s_{\text{кр}} = s_0 (b_0 + \sqrt{b_0^2 - 1}). \quad (5.36)$$

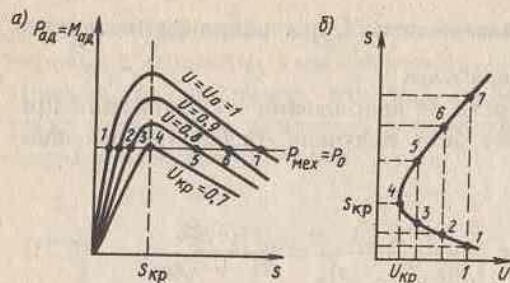


Рис. 5.12. Зависимости мощности асинхронного двигателя от скольжения при различных напряжениях на его зажимах (а) и зависимость скольжения от напряжения (б)

Значения s_0 в основном зависят от мощности двигателя. При малой мощности (порядка нескольких киловатт) $s_0 = 5 \div 6\%$, при средней мощности — 2–4%, при большой мощности (сотни киловатт) — 1–1,5%.

Реактивная мощность, поглощаемая в сопротивлении x_s ,

$$Q_s = 3I^2 x_s = \frac{U^2 x_s s^2}{R_2^2 + x_s^2 s^2} \quad (5.31a)$$

или из сопоставления с (5.33) и с учетом (5.34)

$$Q_s = P_{ад} s / s_{кр}. \quad (5.31б)$$

Изменение мощности Q_s в функции напряжения на зажимах двигателя показано на рис. 5.13 в виде характеристики 1, мощности Q_μ — в виде характеристики 2. Зависимость от напряжения всей потребляемой реактивной мощности, определяющейся как $Q_\mu + Q_s = Q_{ад} = f(U)$, приведена в виде характеристики 3.

Режим в точке, где $Q_{ад} = Q_{кр}$ и $U = U_{кр}$ ($dQ_{ад}/dQ = -\infty$ или, что одно и то же, $dU/dQ_{ад} = 0$), соответствует точке, где $dP_{ад}/ds = 0$ (режиму работы в точке 4 на рис. 5.2). Заметим, что при этом меньшие значения скольжения всегда отвечают положительным значениям $dP_{ад}/ds$. Как известно из курса "Электрические машины", режимы двигателя при положительных значениях $dP_{ад}/ds$ (точки 1, 2, 3) устойчивы, а режимы при отрицательных $dP_{ад}/ds$ (точки 5, 6, 7 и др.) неустойчивы.

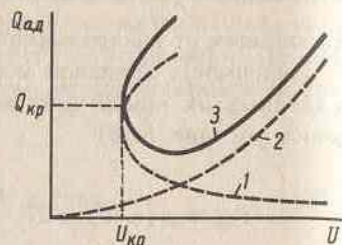


Рис. 5.13. Зависимости от напряжения реактивных мощностей асинхронного двигателя, потребляемых в сопротивлении рассеяния (1) и в ветви намагничивания (2), и их сумма (3)

Теперь рассмотрим изменения активной и реактивной мощностей двигателя при изменении частоты системы и при неизменном напряжении. Если механический момент $M_{мех}$ на валу двигателя остается постоянным, то активная мощность, потребляемая двигателем, меняется пропорционально частоте согласно выражению $P_{ад} = \omega M_{ад}$. Снижение частоты приводит к уменьшению рабочего скольжения, которое можно найти из выражения

$$M_{ад} = \frac{U^2 R_2 s}{\left[R_2^2 + \left(\frac{x_{s0} \omega s}{\omega_0} \right)^2 \right] \omega} \quad (5.36a)$$

где $x_{s0} = x_s$ при $\omega = \omega_0$.

При $M_{мех} = \text{const}$ можно грубо заменить зависимость $s = \varphi(\omega)$ прямой, т.е. принять $s \propto f$. Однако критическое скольжение при снижении частоты оказывается больше, так как $s_{кр} = R_2 \omega_0 / (\omega x_{s0})$. Это является благоприятным в смысле запаса устойчивости фактором, тем более что и максимальная величина $M_{ад}$ при этом несколько увеличивается.

Потребляемая двигателем реактивная мощность также зависит от изменения частоты, т.е. $Q_{ад} = \varphi(\omega)$. Чтобы установить характер этого изменения, необходимо рассмотреть в отдельности влияние частоты на составляющие Q_s и Q_μ . Если $s = 3I^2 R_2 / (\omega M_{ад})$, то $I^2 \propto \omega s$, $Q_s = 3I^2 x_{s0} \omega / \omega_0$ или $Q_s \propto \omega^2 s$. Таким образом, составляющая Q_s уменьшается с уменьшением частоты и возрастает с ее увеличением.

Составляющая $Q_\mu = U^2 / (x_{\mu 0} \omega / \omega_0) \propto 1/f$, напротив, возрастает с уменьшением частоты. Соотношение между этими составляющими в обычных асинхронных двигателях таково, что снижению частоты отвечает рост суммарной мощности ($Q_{ад} = Q_s + Q_\mu$).

Характеристики синхронной нагрузки

Из выражений для момента и мощности синхронной машины, известных из курса "Электрические машины", можно найти мощность и вращающий момент при изменении напряжения, подведенного к двигателю. Если не учитывать в схеме замещения активные сопротивления фаз статора и считать синхронный двигатель неявнополюсным ($x_d = x_q$), то

$$P_{сд} = \frac{UE_q}{x_d} \sin \delta, \quad (5.37)$$

$$M_{сд} = P_{сд} / \omega_0 = \frac{UE_{q0} \omega_*^{n-2}}{x_{d0}} \sin \delta. \quad (5.38)$$

Здесь x_{d0} определено при $\omega = \omega_0$; $\omega_* = \omega / \omega_0$; n характеризует систему возбуждения двигателя.

У явнополюсных двигателей имеется еще момент явнополюсности

$$M_{явн} = \frac{U^2}{2\omega_*} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta. \quad (5.39)$$

Этот момент пропорционален квадрату подведенного напряжения и обратно пропорционален частоте.

Величина момента $M_{сд}$, если не учитывать насыщение, пропорциональна току ротора. Синхронный двигатель (СД) обычно работает при угле $\delta = 25 \div 30^\circ$ и обладает значительной (большей, чем у асинхронного) перегрузочной способностью $k_n = M_{\max} / M_0 = 2 \div 2,5$ (у некоторых специальных машин $k_n = 3 \div 4$).

Реактивная мощность синхронного двигателя

$$Q_{сд} = \frac{UE_{q0} \omega_*^{n-1}}{x_{d0}} \cos \delta - \frac{U^2}{x_{d0}}. \quad (5.40)$$

При $E_{q0} \omega_*^{n-1} \cos \delta > U$ двигатель выдает реактивную мощность ($Q_{сд} > 0$).

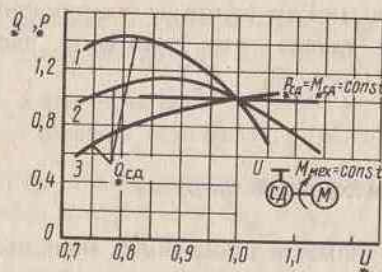


Рис. 5.14. Зависимости от напряжения реактивной мощности синхронного двигателя при $x_{*d} = 0,5$ (1), $x_{*d} = 1$ (2) и $x_{*d} = 2$ (3)

Статические характеристики синхронного двигателя показаны на рис. 5.14, где приведены зависимости реактивной мощности от напряжения при $x_{*d} = 0,5$ (кривая 1) и $x_{*d} = 1$ и 2 (кривые 2 и 3).

Характеристики преобразовательной и электропечной нагрузки

Зависимости активной и реактивной мощностей, потребляемых или выдаваемых преобразователем, от подведенного к нему напряжения связаны с условиями его регулирования. Не проводя здесь подробного анализа работы преобразователей и не выводя соответствующих аналитических выражений, приведем лишь примерные характеристики выпрямителя и инвертора. Мощность выпрямителя (рис. 5.15, а) и инвертора (рис. 5.15, б) зависит от подведенного напряжения, от параметров системы постоянного тока, от углов зажигания выпрямителя и инвертора. В качестве нагрузки системы переменного тока могут рассматриваться и электропередачи постоянного тока, где обычно производится совместное регулирование углов зажигания на обеих преобразовательных подстанциях.

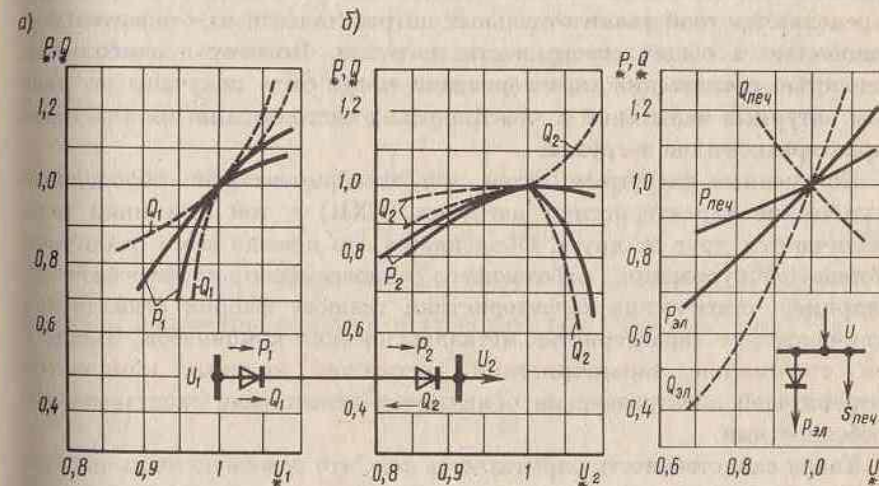


Рис. 5.15. Статические характеристики по напряжению выпрямительной (а) и инверторной (б) подстанций электропередачи постоянного тока

Рис. 5.16. Статические характеристики по напряжению электролизной и электропечной нагрузки

На рис. 5.16 показаны примерные характеристики ($P_{ал}$, $Q_{ал}$) ртутно-преобразовательных установок, питающих электролизную нагрузку. Печная нагрузка имеет весьма различные характеристики в зависимости от типа печи. Дуговые печи и печи сопротивления всех типов от мощных до малых бытовых потребляют чисто активную мощность, ее значение примерно пропорционально квадрату напряжения. Характе-

ристика печей $P_{\text{печ}} = f(U)$ имеет сходство с характеристикой осветительной нагрузки. Мощные карборундовые печи потребляют также реактивную мощность $Q_{\text{печ}} = f(U)$, имеющую в области нормальной работы совершенно специфический характер (рис. 5.16).

§ 5.5. ОБОБЩЕННЫЕ СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

Для расчетов электрических сетей, как правило, представляют интерес характеристики не отдельных потребителей электроэнергии, а их совокупностей, определяющих потребление мощности заводами, фабриками, а в ряде случаев достаточно крупными районами, на территории которых расположен ряд разнохарактерных предприятий и других потребителей. Такие *обобщенные статические характеристики* определяются свойствами отдельных потребителей и их относительной мощностью в общей совокупности нагрузки. Поэтому с наибольшей точностью статические характеристики могут быть получены по данным натурных испытаний в электрических системах для тех или иных характерных видов нагрузки.

Полученные расчетным путем или экспериментально обобщенные статические характеристики нагрузки (СХН) в той или иной мере различаются друг от друга. Объясняется это прежде всего различием состава оборудования, работающего одновременно у потребителей. Например, статические характеристики ткацких фабрик существенно отличаются от характеристик металлургических комбинатов. Вместе с тем статические характеристики достаточно крупных комплексов потребителей электроэнергии обладают и некоторыми сходственными особенностями.

Такая сходственность определяется тем, что основную часть нагрузки большинства крупных потребителей электрической сети составляют асинхронные двигатели и лампы накаливания. Поэтому свойства этих потребителей электроэнергии оказывают определяющее влияние и на форму обобщенных статических характеристик узлов нагрузки электрической сети.

Асинхронные двигатели потребляют из сети активную и реактивную мощность. Энергия, соответствующая потребляемой активной мощности, преобразуется двигателем в механическую энергию, которая идет на приведение в движение машин-орудий и совершение ими полезной работы. Значение активной мощности, забираемой асинхронным двигателем из сети, определяется нагрузкой машины-орудия. Для большинства работающих в электрической системе машин эта нагрузка

на очень незначительно изменяется в зависимости от напряжения на зажимах двигателей, но существенно зависит от частоты переменного тока в сети. Связано это с тем, что изменение напряжения у потребителей в установившихся режимах работы электрической системы допускается в сравнительно узких пределах. При небольших же отклонениях напряжения скольжение асинхронных двигателей, а следовательно, и частота их вращения меняются незначительно. От скорости вращения двигателей зависит производительность машин-орудий, приводимых этими двигателями в движение, причем малому изменению скорости отвечает и малое изменение производительности большинства механизмов, которое лишь в незначительной степени сказывается на потреблении активной мощности.

На рис. 5.17, а, б показаны качественно обобщенные статические характеристики узла нагрузки электрической сети соответственно по напряжению и частоте в окрестности точки исходного установившегося режима, в качестве которого в большинстве случаев рассматривается режим при номинальных значениях напряжения и частоты. В наиболее общем виде эти характеристики могут быть аппроксимированы следующими выражениями [6]:

$$P_{*n} = (a_p U_{*n}^2 + b_p U_{*n} + c_p)[1 + d_p(f_* - 1)], \quad (5.41)$$

$$Q_{*n} = (a_q U_{*n}^2 + b_q U_{*n} + c_q)[1 + d_q(f_* - 1)], \quad (5.42)$$

где $P_{*n} = P_n/P_{n0}$, $Q_{*n} = Q_n/Q_{n0}$, $U_{*n} = U_n/U_{n0}$, $f_* = f/f_0$. Индекс 0 отмечает параметры исходного установившегося режима.

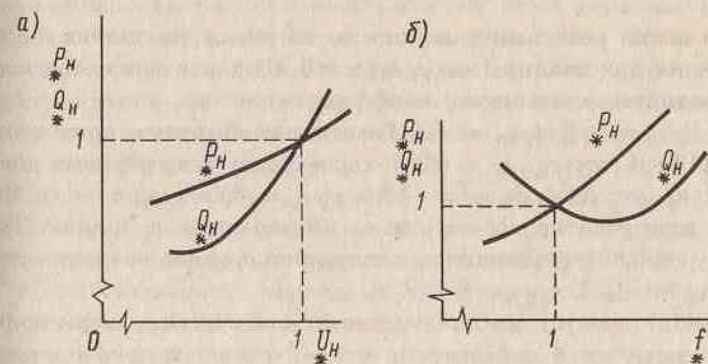


Рис. 5.17. Обобщенные статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению (а) и частоте (б)

Значения коэффициентов a , b , c и d в выражениях (5.41), (5.42) зависят от степени "пологости" СХН. Различают "пологие", "средние" и "крутые" характеристики. В случае зависимостей активной мощности от напряжения и частоты обычно принимается $a_p = 0$, а коэффициенты b_p , c_p и d_p для каждой степени пологости меняются в зависимости от наличия или отсутствия в составе узла нагрузки крупных промышленных предприятий. В случае реактивной мощности коэффициенты a_q , b_q , c_q и d_q определяются как степенью пологости, так и значением коэффициента мощности узла нагрузки для периода прохождения ее максимума (см. § 5.2).

Диапазоны изменения всех этих коэффициентов достаточно велики, поэтому в качестве иллюстрации приведем их значения для характеристик средней крутизны, которые соответствуют следующему составу нагрузки узла [6] в процентах от суммарной активной мощности:

- крупные асинхронные двигатели — 15
- мелкие асинхронные двигатели — 35
- крупные синхронные двигатели — 9
- преобразователи и электропечи — 11
- освещение и бытовая нагрузка — 22
- потери в сетях — 8.

Для такого состава нагрузки средние значения коэффициентов для активной мощности нагрузки:

$$b_p \text{ ср} = 0,9, c_p \text{ ср} = 0,1, d_p \text{ ср} = 1.$$

В этом случае зависимость (5.41) принимает вид

$$P_{*н} = (0,9 U_{*н} + 0,1) f_*. \quad (5.41a)$$

Зависимость реактивной мощности нагрузки на шинах 6–20 кВ понижающих подстанций ($\cos \varphi_{н(нб)} = 0,93$) характеризуется следующими средними значениями коэффициентов: $a_q \text{ ср} = 13,5$, $b_q \text{ ср} = -22,2$, $c_q \text{ ср} = 9,7$, $d_q \text{ ср} = -2$. Реактивная нагрузка, приведенная к ступени 110 кВ ($\cos \varphi_{н(нб)} = 0,88$), характеризуется средними коэффициентами $a_q \text{ ср} = 11,4$, $b_q \text{ ср} = -18,5$, $c_q \text{ ср} = 8,1$, $d_q \text{ ср} = -1,5$. В свою очередь, для реактивной нагрузки, приведенной к шинам 220 кВ ($\cos \varphi_{н(нб)} = 0,86$), справедливы следующие средние значения: $a_q \text{ ср} = 9,6$, $b_q \text{ ср} = -15,3$, $c_q \text{ ср} = 6,7$, $d_q \text{ ср} = -1,1$.

Из (5.41a) следует, что обобщенные статические характеристики активной нагрузки в окрестности точки, соответствующей номинальным значениям напряжения и частоты ($U_{н0} = U_{ном}$, $f_0 = f_{ном}$), являются линейными функциями соответствующих режимных параметров и характеризуются средними регулируемыми эффектами (см. § 5.4a)

$$a_{U \text{ ср}} = \partial P_{*н} / \partial U_{*н} = b_p \text{ ср} = 0,9, a_f \text{ ср} = \partial P_{*н} / \partial f = d_p \text{ ср} = 1.$$

Регулирующие эффекты обобщенных статических характеристик реактивной нагрузки в соответствии с (5.42) равны

$$b_U = \partial Q_{*н} / \partial U_{*н} = 2a_q + b_q, b_f = \partial Q_{*н} / \partial f = d_q.$$

Значения $b_{U, f}$, вычисленные по средним значениям коэффициентов a_q и b_q для нагрузок, приведенных к шинам различных номинальных напряжений, составляют:

$$b_U \text{ ср} (6-20) = 2 \cdot 13,5 - 22,5 = 4,8;$$

$$b_U \text{ ср} (110) = 2 \cdot 11,4 - 18,5 = 4,3;$$

$$b_U \text{ ср} (220) = 2 \cdot 9,6 - 15,3 = 3,9.$$

Этим значениям соответствуют углы наклона касательной к статической характеристике $Q_{*н} = f(U_{*н})$ в точке с абсциссой $U_{н0} = U_{ном}$, равные 78,2; 76,9 и 75,6°.

§ 5.6. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ НАГРУЗОК В РАСЧЕТНЫХ СХЕМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

При выполнении расчетов электрических сетей должны быть учтены основные характеристики всех их элементов, в том числе нагрузок. При расчетах установившихся режимов для каждого заданного момента времени такой основной характеристикой нагрузки является ее статическая характеристика по напряжению, поскольку предполагается, что в этих режимах $f = \text{const}$.

Наиболее полно свойства нагрузки в этих расчетах можно учесть с помощью характеристик, учитывающих состав потребителей каждого конкретного узла нагрузки. Однако для большинства проектных расчетов такой уточненный подход не представляется возможным и не является необходимым. Он может быть оправдан лишь в отдельных эксплуатационных расчетах. В общем случае при расчетах сетей можно использовать обобщенные статические характеристики.

Несмотря на значительное облегчение учета нагрузки введением обобщенных характеристик, рассчитывать режимы электрических

систем с помощью этих характеристик все же достаточно затруднительно, так как они определяют нелинейную зависимость между напряжением и током нагрузки. Кроме того, их непосредственное применение осложнено необходимостью установления напряжения U_{H0} . Поэтому рабочие режимы электрических сетей с учетом обобщенных или действительных характеристик нагрузки рассчитываются сравнительно редко, причем обычно в тех случаях, когда отказ от учета этих характеристик может привести к качественно неверному результату. Чаще же ограничиваются менее строгим отображением в расчете свойств нагрузки.

При расчетах рабочих режимов электрических сетей нагрузка обычно характеризуется неизменными активной и реактивной мощностями. Представление нагрузки неизменной мощностью соответствует замене действительных характеристик нагрузки условными (рис. 5.18), представляющими собой прямую линию AB , идущую параллельно оси абсцисс. Нетрудно видеть, что расхождение условных характеристик с действительными сравнительно невелико только в небольшом диапазоне изменения напряжения. Эти изменения обычно соответствуют условиям, принимаемым при проектных расчетах электрических сетей, для потребителей которых требуется обеспечить малые отклонения напряжения от номинального значения.

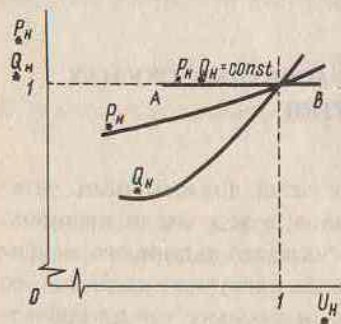


Рис. 5.18. Представление комплексной нагрузки неизменными активной и реактивной мощностями

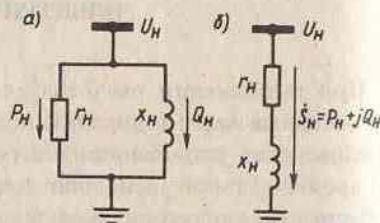


Рис. 5.19. Представление комплексной нагрузки неизменными активным и реактивным сопротивлениями при их параллельном (а) и последовательном (б) соединении

При необходимости учета изменения мощности нагрузки в функции напряжения в ряде случаев пользуются представлением нагрузки неизменным током ($I_H = \text{const}$). Активная и реактивная составляющие этого тока вычисляются по заданным значениям мощности нагрузки и

напряжению в исходном режиме. Изменение напряжения в точке подключения нагрузки при рассматриваемом способе ее представления определяет изменение мощности, поскольку

$$\dot{S}_H = \sqrt{3} \dot{U}_H \dot{I}_H. \quad (5.43)$$

Таким образом достигается определенное качественное соответствие с действительной статической характеристикой нагрузки, определяющей снижение ее мощности при уменьшении напряжения и рост при повышении напряжения в точке включения нагрузки.

При расчетах режимов, для которых характерны значительные изменения напряжения в узлах сети, нагрузку удобно представить параллельно (рис. 5.19, а) или последовательно (рис. 5.19, б) соединенными неизменными активным и реактивным сопротивлениями. Величины этих сопротивлений выбираются таким образом, чтобы определяемая ими мощность при напряжении нормального режима была равна заданной мощности нагрузки. Тогда при параллельном соединении сопротивлений

$$r_H = U_{H0}^2 / P_{H0}, \quad x_H = U_{H0}^2 / Q_{H0}, \quad (5.44)$$

а при последовательном соединении

$$r_H = \frac{U_{H0}^2}{S_{H0}} \cos \varphi_{H0}; \quad x_H = \frac{U_{H0}^2}{S_{H0}} \sin \varphi_{H0}, \quad (5.45)$$

где

$$S_{H0} = \sqrt{P_{H0}^2 + Q_{H0}^2}; \quad \cos \varphi_{H0} = P_{H0} / S_{H0}; \quad \sin \varphi_{H0} = Q_{H0} / S_{H0}.$$

При представлении нагрузки неизменными сопротивлениями ее мощность меняется пропорционально квадрату приложенного напряжения. На рис. 5.20 характеристика такой нагрузки (кривая 3) нанесена

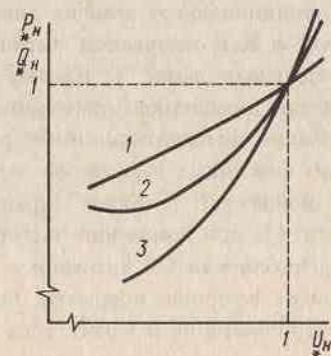


Рис. 5.20. Обобщенные зависимости активной (1) и реактивной (2) мощности нагрузки и частная зависимость ($P_{*H} = Q_{*H}$) при представлении нагрузки неизменными и равными по величине активным и индуктивным сопротивлениями (3)

на одном графике с обобщенными статическими характеристиками комплексной нагрузки (кривая 1 — $P_{\text{ан}}$, кривая 2 — $Q_{\text{ан}}$). Их сопоставление показывает, что близкое совпадение характеристик реактивной мощности имеет место в значительно большем диапазоне изменения напряжения, нежели при учете нагрузки постоянной мощностью.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 5

К § 5.1. 1. Что понимается под комплексной нагрузкой узла сети? 2. Какие узлы сети можно отнести к категории узлов нагрузки?

К § 5.2. 1. Какими каталожными данными характеризуются двухобмоточные трансформаторы с РПН? 2. В чем отличие полной и упрощенной схем замещения двухобмоточного трансформатора? 3. Как приближенно оценить потери мощности в двухобмоточных трансформаторах подстанции, не прибегая к использованию схемы замещения? 4. Какие сочетания номинальных напряжений имеют современные трехобмоточные трансформаторы? 5. В чем отличие состава каталожных данных для двух- и трехобмоточных трансформаторов? 6. Из каких опытов определяются параметры схемы замещения трехобмоточного трансформатора? 7. В чем отличие понятий номинальной и типовой мощности автотрансформатора? 8. Каковы преимущества АТ перед трехобмоточными трансформаторами? 9. Как осуществляется приведение каталожных параметров АТ к номинальной мощности?

К § 5.3. 1. Какие виды графиков нагрузки используются для характеристики потребления активной мощности в узлах сети? 2. Какими показателями характеризуется суточный график нагрузки? 3. По какому графику нагрузки можно определить электроэнергию, получаемую потребителем за год? 4. От каких факторов зависит число часов использования наибольшей нагрузки? 5. Как производится определение реактивной мощности узла нагрузки при проектировании?

К § 5.4. 1. Что понимается под статической характеристикой нагрузки? 2. В чем принципиальное отличие динамических характеристик нагрузки от статических? 3. Как отличаются статические характеристики ламп накаливания и люминесцентных ламп? 4. Каковы основные типы моментно-скоростных характеристик механизмов, приводимых во вращение асинхронными двигателями? 5. Какие составляющие имеет реактивная мощность, потребляемая АД? 6. От каких режимных параметров зависит потребляемая АД активная и реактивная мощность? 7. Каков характер изменения составляющих реактивной мощности АД при изменении частоты? 8. От каких режимных параметров зависит потребляемая СД активная и реактивная мощность? 9. От каких факторов зависит величина мощности, потребляемой выпрямителем и инвертором? 10. Электрические печи какого типа потребляют лишь активную мощность?

К § 5.5. 1. Что понимается под обобщенными статическими характеристиками комплексной нагрузки? 2. Какими математическими выражениями могут быть аппроксимированы реальные обобщенные статические характеристики? 3. От каких факторов зависят значения коэффициентов аппроксимирующего СХН полинома? 4. Каково соотношение отдельных составляющих комплексной нагрузки узла, СХН которого характеризуются средней крутизной? 5. Что понимается под регулирующим эффектом нагрузки? 6. Каковы средние значения регулирующих эффектов активной и реактивной нагрузки по напряжению и частоте?

К § 5.6. 1. Каковы возможные способы представления комплексной нагрузки в расчетных схемах? 2. В каких случаях используется представление нагрузки постоянной мощностью? 3. Какие преимущества имеет представление нагрузки неизменным сопротивлением перед представлением постоянной мощностью?

РАСЧЕТЫ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПРОСТЕЙШИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ОДНИМ ИСТОЧНИКОМ ПИТАНИЯ

§ 6.1. ЗАДАЧИ РАСЧЕТОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

При проектировании и эксплуатации электрических сетей необходимо оценивать условия, в которых будут работать потребители и оборудование электрической сети. Такие оценки дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии, а также установить допустимость предполагаемого режима сети для ее оборудования. Кроме того, расчеты, выполняемые при такого рода оценках, позволяют найти оптимальные условия для производства и передачи требуемого количества электроэнергии, т.е. осуществить так называемую "оптимизацию режима" электрической сети или энергетической системы в целом.

Определение параметров режима составляет задачу расчета установившегося режима сети. Исходными данными для расчета служат схема электрических соединений сети, характеризующая взаимную связь ее элементов, сопротивления и проводимости этих элементов, известные расчетные мощности нагрузок и заданные значения напряжения в отдельных точках, а иногда также и заданные диспетчерским графиком мощности, поступающие от ряда источников питания.

Электрическая сеть представляет собой объект, который в электротехнике относится к категории электрических цепей, поэтому к расчету ее режима должны быть применены основные законы электрической цепи — законы Кирхгофа. Однако, несмотря на возможность применения общих методов, разработанных в теории цепей, расчет режима сети в общем случае представляет собой весьма сложную задачу. Связано это как с большим количеством элементов, входящих в сети современных систем, так и со специфическими особенностями задания исходных данных.

Пусть задана мощность некоторой нагрузки $\dot{S}_i = P_i + jQ_i$, которая должна быть учтена наряду с другими нагрузками при расчете режима сети. Ток этой нагрузки

$$\dot{I}_i = \frac{\dot{S}_i}{\sqrt{3} \hat{U}_i}, \quad (6.1)$$

и, следовательно, может быть вычислен только при известном напряжении \hat{U}_i на шинах этой нагрузки. Между тем напряжения в точках электрической сети являются искомыми величинами, неизвестными в начале расчета. Это обстоятельство препятствует непосредственному использованию законов Кирхгофа для получения однозначного решения.

В этих условиях для простейших сетей практическое применение нашли два метода расчета: последовательных приближений (итерационный способ решения) и систематизированного подбора. Первый из них следует рассматривать как основной в общем случае, второй (метод систематизированного подбора) может быть эффективным в сравнительно простых случаях.

Как известно, *метод последовательных приближений* предусматривает постепенный переход от более грубых решений поставленной задачи к более точным. Первое приближение (нулевая итерация) при этом может быть просто задано на основании тех или иных представлений о возможных значениях искомых величин. Применительно к электрическим сетям в качестве первого приближения целесообразно рассматривать предположение о равенстве напряжений во всех точках сети номинальному напряжению ее элементов. Введение такого предположения позволяет определить в соответствии с (6.1) токи нагрузок и остальные параметры режима сети, в том числе и напряжения на шинах узлов нагрузки. Последние являются уже вторым приближением к истинному решению. Основываясь на нем, можно вновь с помощью (6.1) найти токи и продолжать указанным путем выполнять расчеты до тех пор, пока результаты последующих приближений не будут с заданной точностью отличаться от результатов предыдущих.

Практика показала, что во многих расчетах электрических сетей можно ограничиться решениями, полученными при второй и первой итерациях. К числу этих расчетов относятся расчеты местных сетей, а в ряде случаев — проектные расчеты районных сетей напряжением 110 и 220 кВ. При анализе режима местных сетей принято ограничиваться первым приближением. Связано это с тем, что требования потребителей к качеству энергии определяют необходимость обеспечивать для всех точек таких сетей напряжения, мало отличающиеся от номинальных, которые принимаются при расчетах первого приближения. Получаемая при этом ошибка лежит в пределах точности расчета. Ошибка, получаемая при ограничении расчетов районных сетей 110 и 220 кВ вторым приближением, также оказывается в пределах точности расчета при выполнении многих проектных расчетов, исходные данные для которых не могут быть заданы с высокой точностью. В тех случаях, когда выполняются эксплуатационные расчеты режима сложных сетей,

параметры которых известны с высокой степенью достоверности, целесообразно продолжать итерационный процесс до получения повышенной точности решения. Такой подход необходим также и тогда, когда расчеты ведутся с целью уточнения оценки потерь мощности (например, в задачах оптимизации), составляющих в электрических сетях сравнительно небольшую величину от мощности, передаваемой потребителям.

Возможность ограничения первыми приближениями, характерная для многих расчетов электрических сетей, привела к разработке специфических методов расчета, широко применяемых в расчетной практике при проектировании электрических сетей, особенно в простых случаях.

Изложение таких методов в основном составляет содержание настоящей главы, в котором рассматриваются также и некоторые строгие методы расчета, но применительно к простейшим схемам электрических сетей. Общему же случаю строгого подхода к решению посвящена гл. 8.

§ 6.2. РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Режим электрической сети рассчитывается применительно к схеме замещения. Эта схема получается в результате объединения схем замещения отдельных элементов сети в соответствии с последовательностью соединения этих элементов в рассчитываемой сети. Схему замещения сети иногда называют расчетной.

В практике выделяют два типа электрических сетей и соответствующих им расчетных схем: разомкнутые и замкнутые сети. Принципиальные схемы этих сетей показаны на рис. 6.1, а и 6.2, а; их схемы замещения при напряжениях 110 кВ и выше — на рис. 6.1, б и 6.2, б; схемы замещения местных разомкнутых и замкнутых сетей — на рис. 6.1, в и 6.2, в. К числу простейших замкнутых относятся кольцевые сети (рис. 6.2), а также сети и отдельные электропередачи с двусторонним питанием, связывающие друг с другом независимые источники мощности (рис. 6.3).

В расчетных схемах местных электрических сетей линии представляются их активным и индуктивным сопротивлениями, линии районных сетей входят в расчетные схемы П-образными схемами замещения. Для упрощения расчетных схем сетей с номинальным напряжением, не превышающим 220 кВ, при расчетах вводят понятие так называемой *расчетной нагрузки* (мощности) подстанции. Возможность упрощения расчетной схемы при использовании этого понятия может быть проил-

люстрирована на примере схемы, показанной на рис. 6.4, а. В этой схеме к шинам подстанции 1, на которой установлен трансформатор, подходят две линии районной электрической сети. На рис. 6.4, б показана схема замещения, характеризующая условия распределения мощностей в ветвях, связанных с узловой точкой 1. На этой схеме суммарная мощность, проходящая по сопротивлениям Z_1 и Z_2 ,

$$\dot{S}_{\Sigma 1} = \dot{S}'_1 - jQ'_{c1} - jQ'_{c2},$$

Причем мощность \dot{S}'_1 отличается от мощности нагрузки \dot{S}_{H1} на величину потерь в обмотке трансформатора (в сопротивлении Z_T) и его потерь холостого хода, т.е.

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}_{H1} + \Delta P_T + j\Delta Q_T.$$

Если перед расчетом режима всей сети в целом предварительно определить мощность $\dot{S}_{\Sigma 1}$, то она отразит влияние и емкостной проводимости, и потерь мощности в трансформаторе на режим ветвей расчетной схемы, примыкающих к точке 1, а следовательно, и на режим всей рассчитываемой сети. В этом случае схема замещения существенно упрощается и принимает вид, показанный

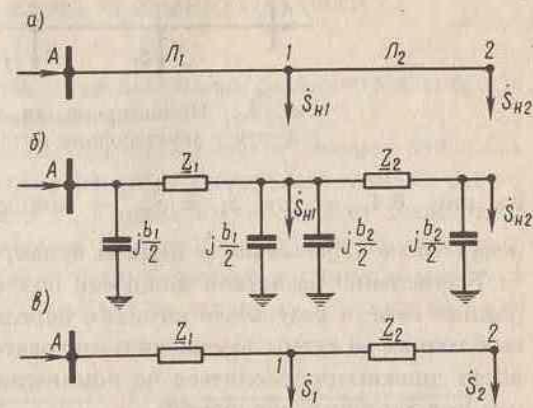


Рис. 6.1. Разомкнутая сеть: принципиальная схема (а), схема замещения при напряжении 110 кВ и выше (б), схема замещения местной сети (в)

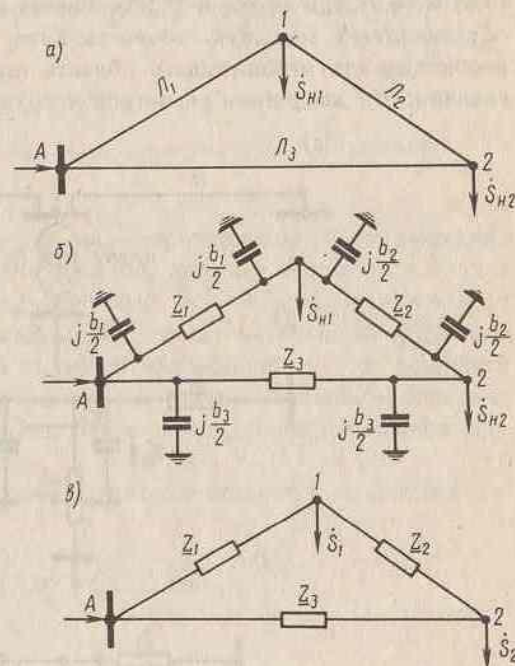


Рис. 6.2. Замкнутая (кольцевая) сеть: принципиальная схема (а), схема замещения при напряжении 110 кВ и выше (б), схема замещения местной сети (в)

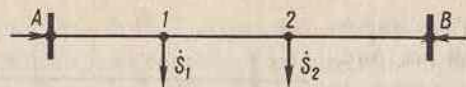


Рис. 6.3. Принципиальная схема замкнутой сети с двусторонним питанием

на рис. 6.4, а, где $\dot{S}_1 = \dot{S}_{\Sigma 1}$ — мощность, называемая *расчетной мощностью подстанции* (в данном примере — подстанция 1).

Вычисление расчетной мощности подстанции предшествует расчету режима сети, в результате которого определяются напряжения в узловых точках ее схемы замещения; следовательно, слагающие этой мощности должны определяться по номинальному напряжению сети, причем для зарядных мощностей

$$Q'_{c1} = U_{\text{ном}}^2 \frac{b_1}{2} \text{ и } Q'_{c2} = U_{\text{ном}}^2 \frac{b_2}{2}.$$

Потери в трансформаторах в этом случае вычисляются по формулам (5.8) и (5.9) или (5.86) и (5.96). Расчет по номинальному напряжению обуславливает меньшую точность. Это, в свою очередь, определяет необходимость ограничивать область применения расчетного приема, связанного с введением расчетной нагрузки подстанции.

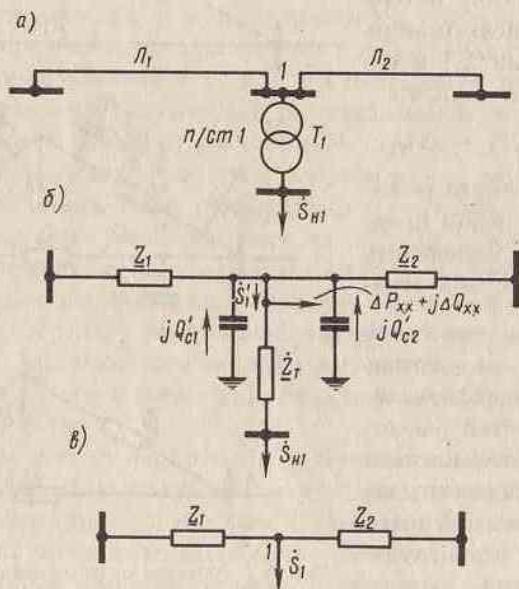


Рис. 6.4. Принципиальная схема сети (а), ее полная (б) и упрощенная (в) схемы замещения

§ 6.3. РАСЧЕТ РЕЖИМА РАЗОМКНУТОЙ СЕТИ

На рис. 6.5 показаны общая расчетная схема разомкнутой сети с n нагрузками (а) и ее схема замещения (б).

Рассмотрим вначале последовательность расчета режима районных сетей, причем выделим два характерных расчетных случая: расчет сети по заданному напряжению \dot{U}_n в точке n (иногда для такого расчетного случая применяется термин "расчет по заданным параметрам в конце передачи") и расчет, в котором заданной величиной является напряжение в точке питания \dot{U}_A (расчет по заданным параметрам на ее передающем конце).

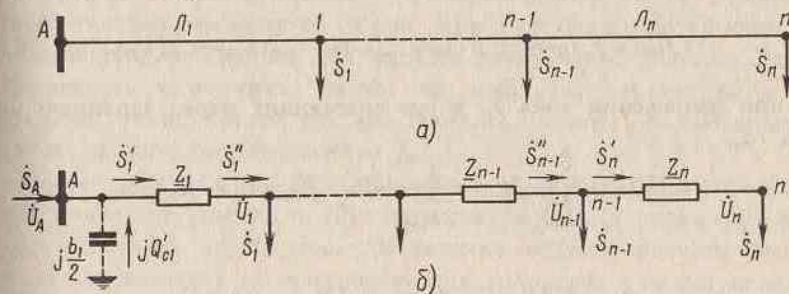


Рис. 6.5. Общая расчетная схема (а) и схема замещения (б) разомкнутой сети с n нагрузками

При протекании мощности \dot{S}_n по сопротивлению Z_n происходит потеря активной и реактивной мощностей, поэтому мощность в начале участка схемы замещения между точками $(n-1)$ и n отличается от известной мощности \dot{S}_n . Напряжение \dot{U}_{n-1} также не равно напряжению \dot{U}_n . Если заданной величиной является напряжение \dot{U}_n , то мощности на всех участках сети и напряжения во всех ее точках однозначно определяются в результате одной серии последовательно выполняющихся однотипных расчетов.

Действительно, при известном \dot{U}_n потери мощности в сопротивлении Z_n определяются как

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_n &= 3I_n^2 r_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} r_n; \\ \Delta Q_n &= 3I_n^2 x_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} x_n \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

и, следовательно, мощность в начале участка n

$$\dot{S}'_n = P'_n + jQ'_n = P_n + \Delta P_n + j(Q_n + \Delta Q_n). \quad (6.3)$$

Мощность в конце участка ($n - 1$) по балансу мощности в узловой точке ($n - 1$) может быть определена как сумма:

$$\dot{S}''_{n-1} = P''_{n-1} + jQ''_{n-1} = P'_n + P_{n-1} + j(Q'_n + Q_{n-1}). \quad (6.4)$$

Падение напряжения в фазе линии с сопротивлением \underline{Z}_n при индуктивном характере нагрузки \dot{S}_n

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{n\phi} &= \dot{I}_n \underline{Z}_n = (I_{na} - jI_{nr})(r_n + jx_n) = \\ &= I_{na}r_n + I_{nr}x_n + j(I_{na}x_n - I_{nr}r_n) = \Delta U_{n\phi} + j\delta U_{n\phi}, \end{aligned} \quad (6.5)$$

или при выражении тока \dot{I}_n и его слагающих через заданную мощность \dot{S}_n

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{n\phi} &= \frac{\hat{S}_n}{3\hat{U}_{n\phi}} \underline{Z}_n = \frac{1}{3\hat{U}_{n\phi}} [(P_n - jQ_n)(r_n + jx_n)] = \\ &= \frac{1}{3\hat{U}_{n\phi}} [P_n r_n + Q_n x_n + j(P_n x_n - Q_n r_n)]. \end{aligned} \quad (6.6)$$

Если направление вектора \dot{U}_n совместить с осью отсчета аргументов, то $\hat{U}_{n\phi} = \dot{U}_{n\phi} = U_{n\phi}$ и, следовательно,

$$\Delta \dot{U}_{n\phi} = \frac{1}{3} \left[\frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_{n\phi}} + j \frac{P_n x_n - Q_n r_n}{U_{n\phi}} \right] = \Delta U_{n\phi} + j\delta U_{n\phi}. \quad (6.6a)$$

Выражениям (6.5) и (6.6a) соответствует векторная диаграмма, показанная на рис. 6.6. На этой диаграмме $\Delta U_{n\phi}$ — продольная составляющая вектора падения напряжения $\Delta \dot{U}_{n\phi}$, а $\delta U_{n\phi}$ — его поперечная составляющая. В соответствии с векторной диаграммой

$$\dot{U}_{(n-1)\phi} = U_{n\phi} + \Delta U_{n\phi} + j\delta U_{n\phi}.$$

В раскрытой форме при переходе к линейным напряжениям

*При емкостном характере нагрузок в формулах (6.5), (6.6) и аналогичных им, приведенным ниже, следует изменить знак перед реактивным током или перед реактивной мощностью Q_n .

$$\dot{U}_{n-1} = U_n + \sqrt{3}[I_{na}r_n + I_{nr}x_n + j(I_{na}x_n - I_{nr}r_n)] \quad (6.7)$$

или

$$\dot{U}_{n-1} = U_n + \frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_n} + j \frac{P_n x_n - Q_n r_n}{U_n}. \quad (6.8)$$

Из (6.8) модуль напряжения в точке ($n - 1$)

$$U_{n-1} = \sqrt{\left[U_n + \frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_n} \right]^2 + \left[\frac{P_n x_n - Q_n r_n}{U_n} \right]^2}. \quad (6.9)$$

Определением напряжения \dot{U}_{n-1} заканчивается расчет режима конечного участка разомкнутой линии. При этом оказываются известными все необходимые данные для расчета следующего участка. Это дает возможность выполнить "расчет по заданным параметрам в конце передачи" точно так же, как выполнялись расчеты режима последнего участка схемы с сопротивлением \underline{Z}_n .

Расчет участка ($n - 1$) выполняется по формулам, которые приведены ранее для участка n . При этом вектор $\dot{U}_{(n-1)\phi}$ вновь совмещается с осью отсчета аргументов. Аналогично ведутся расчеты для всех остальных участков. В частности, для головного участка исходными данными являются напряжение \dot{U}_1 и мощность \dot{S}_1 , при этом определяются напряжение \dot{U}_A и мощности \dot{S}'_1 и \dot{S}_A .

Напряжение \dot{U}_A в общем случае отличается от \dot{U}_n как по величине, так и по фазе, причем различие по фазе характеризуется некоторым углом δ_{An} . В рассмотренном расчете напряжение в конце каждого участка линии принималось совпадающим с осью отсчета, причем ось отсчета для напряжения $U_{(n-1)\phi}$ сдвинута по фазе относительно оси отсчета при расчете режима участка n (рис. 6.6). Аналогичный сдвиг

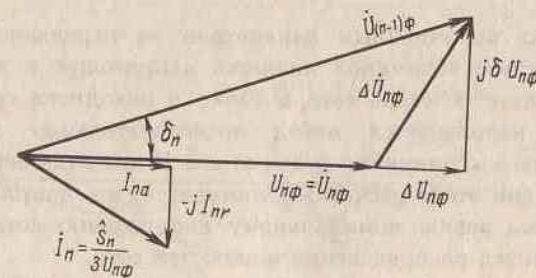


Рис. 6.6. Векторная диаграмма напряжений и токов для участка сети

характерен и для других участков. Это иллюстрируется векторными диаграммами для двух соседних участков, которые совмещены на одном рис. 6.7.

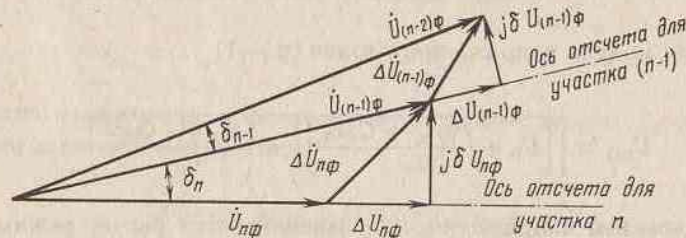


Рис. 6.7. Векторные диаграммы напряжений для двух соседних участков сети

Сдвиг напряжения по фазе за счет поперечной слагающей падения напряжения на участке n определяется в соответствии с рис. 6.6 выражением

$$\delta_n = \arctg \frac{\delta U_{n\phi}}{U_{n\phi} + \Delta U_{n\phi}}, \quad (6.10)$$

справедливым для каждого участка линии. Рис. 6.7 показывает, что напряжения в точках, отделенных двумя участками линий, различаются по фазе на угол, равный сумме углов, которые определяют сдвиг по фазе напряжений в начале и конце каждого из участков. В общем случае

$$\delta_{An} = \sum_{i=1}^n \delta_i. \quad (6.11)$$

В "расчетах по заданным параметрам на передающем конце", в которых известной величиной является напряжение в точке питания \dot{U}_A , а напряжение в конце сети в точке n находится среди искоемых неизвестных, используется метод последовательных приближений, причем расчеты выполняются в два этапа. В качестве первого приближения (на первом этапе расчета) принимается, что напряжения во всех узловых точках равны номинальному напряжению сети. При таком условии находится распределение мощностей сети.

Применительно к обозначениям на схеме (см. рис. 6.5) расчет ведется в приведенной ниже последовательности. Вычисляются потери мощности на концевом участке сети:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_n &= \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} r_n; \\ \Delta Q_n &= \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} x_n. \end{aligned} \right\} \quad (6.12)$$

Затем находится мощность \dot{S}'_n в начале этого участка в соответствии с (6.3). По балансу мощности в узле $(n-1)$ определяется мощность в конце $(n-1)$ -го участка по формуле (6.4). Аналогично расчет ведется и для всех остальных участков сети. Расчет продолжается до тех пор, пока не будут найдены мощности \dot{S}'_1 и \dot{S}_1 . При определении последней учитывается зарядная мощность Q'_{el} , которая вычисляется по заданному напряжению \dot{U}_A и емкостной проводимости $b_1/2$. На следующем этапе расчета определяются напряжения в узловых точках во втором приближении. Исходными данными при этом служат напряжение \dot{U}_A и найденные на предыдущем этапе расчета мощности в конце каждого из участков. При этом для головного участка сети имеем

$$\dot{U}_{1\phi} = \dot{U}_{A\phi} - \Delta \dot{U}_{1\phi}. \quad (6.13)$$

Совмещая ось отсчета аргументов с направлением вектора $\dot{U}_{A\phi}$ и переходя к линейным напряжениям, из (6.13) получим

$$\dot{U}_1 = U_A - \Delta U_1 - j\delta U_1, \quad (6.14)$$

или в раскрытой форме

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_A - \frac{P'_1 r_1 + Q'_1 x_1}{U_A} - j \frac{P'_1 x_1 - Q'_1 r_1}{U_A} = \\ &= U_A - \sqrt{3} [I_{1a} r_1 + I_{1r} x_1 + j(I_{1a} x_1 - I_{1r} r_1)]. \end{aligned} \quad (6.14a)$$

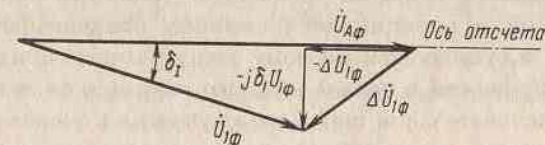


Рис. 6.8. Векторная диаграмма напряжений для головного участка сети

На рис. 6.8 показана векторная диаграмма, соответствующая выражениям (6.13) и (6.14). Из этой векторной диаграммы и формулы (6.14а) следует, что модуль напряжения в точке 1 (рис. 6.9, а)

$$U_1 = \sqrt{\left[U_A - \frac{P'_1 r_1 + Q'_1 x_1}{U_A} \right]^2 + \left[\frac{P'_1 x_1 - Q'_1 r_1}{U_A} \right]^2}, \quad (6.15)$$

а аргумент этого напряжения

$$\delta_1 = \arctg \frac{-\delta U_1}{U_A - \Delta U_1}. \quad (6.16)$$

Расчет напряжений в других узловых точках сети ведется аналогично. В частности, для конечного участка линии напряжение

$$\dot{U}_n = U_{n-1} - \frac{P'_n r_n + Q'_n x_n}{U_{n-1}} - j \frac{P'_n x_n - Q'_n r_n}{U_{n-1}},$$

причем угол δ_{An} определяется выражением (6.11).

Второй этап завершает расчет режима сети.

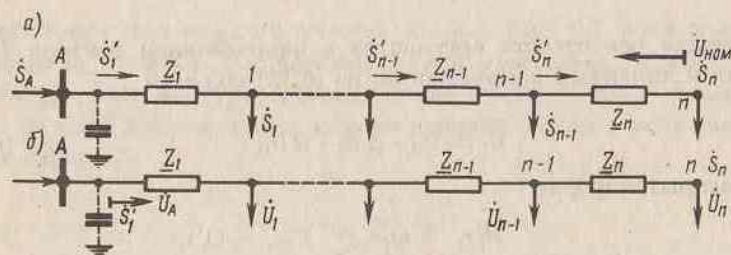


Рис. 6.9. Последовательность операций расчета "по данным начала": а - первый этап расчета; б - второй этап расчета

Последовательность операций "расчета по заданным параметрам на передающем конце" иллюстрируется схемами, приведенными на рис. 6.9. На рис. 6.9, а, отвечающем первому этапу расчета, показаны параметры режима (мощности в начале каждого из участков линии), полученные при последовательном переходе от участка к участку в направлении от конца сети к ее началу. Опорными исходными данными для расчета являются напряжение $U_{ном}$ и мощность S_n . На рис. 6.9, б показаны параметры режима, получаемые на втором этапе расчета

(напряжения в узловых точках) при последовательном переходе от начала линии к ее концу. Исходными данными в этом случае служат напряжение U_A и мощность S'_1 , найденная на первом этапе.

При расчете сетей с номинальным напряжением 110 кВ и ниже общие расчетные формулы, приведенные в настоящем параграфе для определения напряжений в узловых точках сети, можно упростить. Для таких сетей характерно либо примерное равенство активного и индуктивного сопротивлений, либо превышение активного сопротивления над индуктивным (см. § 4.3 г). В этих случаях поперечная слагающая падения напряжения, определяемая выражением

$$\delta U_n = \frac{P_n x_n - Q_n r_n}{U_n},$$

имеет при передаче по линии индуктивной реактивной мощности незначительную величину. При этом влияние ее на модуль напряжения

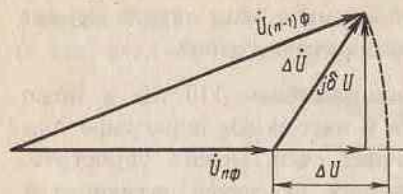
$$U_n = \sqrt{(U_{n-1} - \Delta U_n)^2 + \delta U_n^2}$$

практически лежит в пределах точности расчета. Поэтому в расчетной практике принято оценивать падение напряжения в сетях с номинальным напряжением 110 кВ и ниже по его продольной слагающей. В этом случае продольная слагающая падения напряжения ΔU приравнивается потере напряжения. Векторная диаграмма (рис. 6.10) показывает, что в общем случае такое равенство не имеет места и неучет поперечной слагающей падения напряжения при оценке разности напряжений может привести к существенным ошибкам. Однако практика расчетов приводит к выводу, что при напряжении 110 кВ и ниже такой учет практически не оправдан, так как создает впечатление большой точности расчета, между тем эти уточнения, требующие затраты дополнительного труда, лежат в пределах точности всего расчета в целом. Следовательно, для сетей с номинальным напряжением 110 кВ и ниже следует расчетную формулу (6.8) привести к виду

$$U_{n-1} = U_n + \sqrt{3}(I_{na} r_n + I_{nr} x_n) = U_n + \frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_n}. \quad (6.17)$$

При "расчетах по заданным параметрам на передающем конце" в этом случае следует пользоваться формулой

$$U_n = U_{n-1} - \sqrt{3}(I_{na} r_n + I_{nr} x_n) = U_{n-1} - \frac{P'_n r_n + Q'_n x_n}{U_n}. \quad (6.18)$$



6.10. Векторная диаграмма напряжений участка линии $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

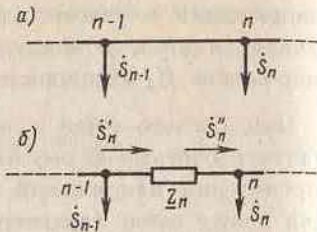


Рис. 6.11. Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) участка местной сети

В расчеты местных сетей вносятся дополнительные упрощения. Для этих сетей характерны достаточно малые отклонения напряжения от номинального значения, что определяется требованиями, которые предъявляют потребители к качеству электроснабжения. Поэтому при расчетах потерь напряжения для всех точек сети напряжение принимается равным номинальному значению. Это приближение позволяет перейти к более простым формулам.

Пусть имеется некоторый участок местной сети (рис. 6.11, а). Если по сопротивлению в схеме замещения этого участка (рис. 6.11, б) протекает ток \hat{I}_n , то для начала участка имеем

$$\dot{S}'_n = \sqrt{3} \dot{U}_{n-1} \hat{I}_n$$

тогда как для его конца

$$\dot{S}''_n = \sqrt{3} \dot{U}_n \hat{I}_n$$

При условии равенства напряжений $\dot{U}_n = \dot{U}_{n-1} = U_{\text{ном}}$ эти мощности равны: $\dot{S}'_n = \dot{S}''_n$. Следовательно, неучет изменений напряжения связан с неучетом потерь мощности в сети.

Таким образом, принятое допущение в сущности означает возможность ограничиться при выполнении расчетов первым приближением.

Неучет потерь мощности в местных сетях позволяет получить общую потерю напряжения в сети непосредственно по заданным мощностям нагрузок. На рис. 6.12 показан участ

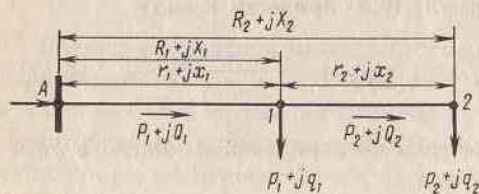


Рис. 6.12. Участок местной сети с принятыми в расчетах обозначениями

ток местной сети с обозначениями, которые обычно принимаются для расчетных схем таких сетей. Здесь мощности нагрузок отмечены малыми буквами, а мощности, протекающие к узловым точкам со стороны источника питания (так называемые линейные мощности), — большими буквами с теми же индексами. При принятых условиях суммарная потеря напряжения в рассматриваемой сети

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} [(I_{1a} r_1 + I_{2a} r_2) + (I_{1r} x_1 + I_{2r} x_2)] = \\ &= \frac{1}{U_{\text{ном}}} [(P_1 r_1 + P_2 r_2) + (Q_1 x_1 + Q_2 x_2)], \end{aligned} \quad (6.19)$$

или в общем случае при n нагрузках в сети

$$\Delta U = \sqrt{3} \left[\sum_{i=1}^n I_{ia} r_i + \sum_{i=1}^n I_{ir} x_i \right] = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \left[\sum_{i=1}^n P_i r_i + \sum_{i=1}^n Q_i x_i \right]. \quad (6.20)$$

Для схемы, изображенной на рис. 6.12, при неучете потерь мощности имеем

$$\dot{S}_2 = \dot{s}_2, \dot{S}_1 = \dot{s}_1 + \dot{s}_2, \quad (6.21)$$

так же как

$$\dot{I}_2 = i_2, \dot{I}_1 = i_1 + i_2. \quad (6.22)$$

Следовательно, суммарная потеря напряжения, согласно (6.19), (6.21) и (6.22),

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} [(i_{1a} + i_{2a}) r_1 + i_{2a} r_2] + \sqrt{3} [(i_{1r} + i_{2r}) x_1 + i_{2r} x_2] = \\ &= \sqrt{3} [(i_{1a} r_1 + i_{2a} (r_1 + r_2)) + \sqrt{3} [i_{1r} x_1 + i_{2r} (x_1 + x_2)]] \end{aligned}$$

или

$$\Delta U = \sqrt{3} [(i_{1a} R_1 + i_{2a} R_2) + (i_{1r} X_1 + i_{2r} X_2)]. \quad (6.23)$$

Аналогично, при задании нагрузок мощностями

$$\Delta U = \frac{1}{U_{\text{ном}}} [(p_1 R_1 + p_2 R_2) + (q_1 X_1 + q_2 X_2)]. \quad (6.24)$$

В формулах (6.23) и (6.24) в соответствии с рис. 6.12 приняты следующие обозначения: R_1, R_2, X_1 и X_2 — суммарные активные и реактивные сопротивления от точки питания до соответствующих нагрузок.

Для общего случая местной сети с n нагрузками справедливы аналогичные выражения

$$\Delta U = \sqrt{3} \left[\sum_{i=1}^n i_{ia} R_i + \sum_{i=1}^n i_{ir} X_i \right] = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \left[\sum_{i=1}^n p_i R_i + \sum_{i=1}^n q_i X_i \right] \quad (6.25)$$

Часто местные сети характеризуются большим количеством потребителей, получающих энергию от одной линии. В этих условиях применение формул (6.20) и (6.25) существенно упрощает расчеты. Кроме того, формулы (6.20) и (6.25) позволяют получить достаточно простые зависимости, с помощью которых при проектировании определяют сечения проводов и кабелей местной сети, обеспечивающие допустимые потери напряжения.

§ 6.4. РАСЧЕТ РЕЖИМА КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ

На рис. 6.13, а показана схема кольцевой сети с несколькими нагрузками. Головные участки этой сети включены на шины питательного пункта А, которым может явиться либо одна из подстанций системы, либо электрическая станция. Если схему такой сети представить разрезанной по питательному пункту и развернутой, то она будет иметь вид, свидетельствующий о возможности классифицировать кольцевую сеть как линию с двусторонним питанием, у которой напряжения по концам равны по величине и фазе (рис. 6.13, б).

На рис. 6.14 приведена расчетная схема такой сети, на которой указаны принятые обозначения. Здесь $\hat{S}_1, \dots, \hat{S}_3$ — расчетные нагрузки подстанций, включающие в общем случае часть зарядной мощности линий и потери мощности в трансформаторах. Направление потоков мощности на отдельных участках этой схемы принято условно. Действительное их направление определяется в результате расчета.

Рис. 6.13. Схема кольцевой сети с несколькими нагрузками (а) и ее развернутая схема (б)

Известными величинами при выполнении расчета режима рассматриваемой сети являются

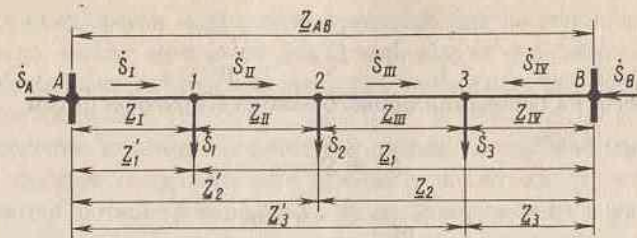


Рис. 6.14. Расчетная схема кольцевой сети с принятыми обозначениями

ся напряжение в точке питания и мощности нагрузок. Поскольку напряжение и мощности заданы для разных точек сети, расчет должен выполняться с помощью последовательных приближений методом, уже использованным в § 6.3 при расчете режима разомкнутой сети.

В качестве первого приближения и в этом случае принимают равенство напряжений вдоль линий номинальному напряжению линии. При этих допущениях токи, протекающие по отдельным участкам схемы, определяются соотношением

$$i_n = \frac{\hat{S}_n}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}$$

Условие равенства напряжений по концам линии, означающее равенство нулю падения напряжения в схеме (рис. 6.14), на основании второго закона Кирхгофа можно записать следующим образом:

$$\frac{\hat{S}_I}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} Z_I + \frac{\hat{S}_{II}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} Z_{II} + \frac{\hat{S}_{III}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} Z_{III} - \frac{\hat{S}_{IV}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} Z_{IV} = 0,$$

или

$$\hat{S}_I \hat{Z}_I + \hat{S}_{II} \hat{Z}_{II} + \hat{S}_{III} \hat{Z}_{III} - \hat{S}_{IV} \hat{Z}_{IV} = 0, \quad (6.26)$$

где \hat{Z} — комплексно-сопряженные величины сопротивлений. Выразим входящие в это уравнение мощности 2, 3 и 4-го участков линии через мощности \hat{S}_I и известные мощности нагрузок $\hat{s}_1, \hat{s}_2, \hat{s}_3$.

Принятое допущение об отсутствии потерь мощности позволяет записать

$$\hat{S}_I + \hat{S}_{IV} = \hat{s}_1 + \hat{s}_2 + \hat{s}_3,$$

откуда

$$\dot{S}_I = \dot{s}_1 + \dot{s}_2 + \dot{s}_3 - \dot{S}_{IV} \quad (6.27)$$

Кроме того, на основании первого закона Кирхгофа имеем

$$\dot{S}_{II} = \dot{S}_I - \dot{s}_1, \quad (6.28)$$

$$\dot{S}_{III} = \dot{S}_I - \dot{s}_1 - \dot{s}_2. \quad (6.29)$$

Подставив (6.27) — (6.29) в исходное уравнение (6.26), после преобразований получим

$$\begin{aligned} \dot{S}_I(\hat{Z}_I + \hat{Z}_{II} + \hat{Z}_{III} + \hat{Z}_{IV}) - \dot{s}_1(\hat{Z}_{II} + \hat{Z}_{III} + \hat{Z}_{IV}) - \\ - \dot{s}_2(\hat{Z}_{III} + \hat{Z}_{IV}) - \dot{s}_3\hat{Z}_{IV} = 0, \end{aligned}$$

откуда с учетом обозначений рис. 6.14 следует, что

$$\dot{S}_I = \dot{S}_A = \frac{\dot{s}_1\hat{Z}_1 + \dot{s}_2\hat{Z}_2 + \dot{s}_3\hat{Z}_3}{\hat{Z}_{AB}} \quad (6.30)$$

Аналогично можно получить

$$\dot{S}_{IV} = \dot{S}_B = \frac{\dot{s}_1\hat{Z}_1' + \dot{s}_2\hat{Z}_2' + \dot{s}_3\hat{Z}_3'}{\hat{Z}_{AB}} \quad (6.31)$$

В общем случае при n нагрузках на кольцевой линии

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{s}_m\hat{Z}_{mB}}{\hat{Z}_{AB}}, \quad (6.32)$$

$$\dot{S}_B = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{s}_m\hat{Z}_{mA}}{\hat{Z}_{AB}}, \quad (6.33)$$

где \hat{Z}_{mA} и \hat{Z}_{mB} — комплексно-сопряженные величины сопротивлений линий от точки m , в которой включена некоторая промежуточная нагрузка \dot{S}_m , до точек питания A и B соответственно.

После определения мощностей, протекающих по головным участкам сети, можно найти мощности на остальных ее участках с помощью закона Кирхгофа, последовательно примененного для каждой точки включения нагрузки.

Определение потоков мощности в линии по найденным формулам является первым этапом расчета режима этой линии. На втором этапе определяются потери мощности, а также напряжения в узловых точках схемы. Допустим, что в результате первого этапа расчетов найдено распределение мощностей, показанное на рис. 6.15, *а*, где к точке 2 мощность поступает с двух сторон. Такая точка в схеме называется *точкой потокораздела* и на рисунке обычно отмечается зачерненным треугольником.

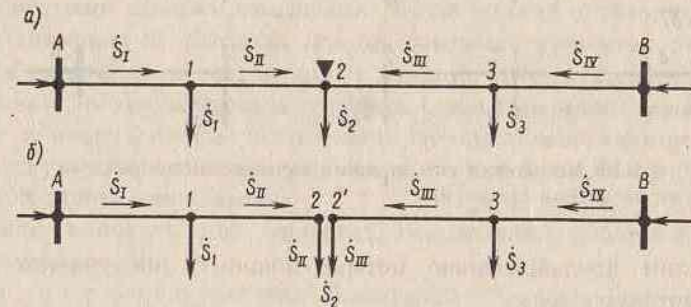


Рис. 6.15. Найденное распределение мощностей в кольцевой сети (*а*) и ее расчетная схема (*б*)

Найденной схеме распределения мощностей можно поставить в соответствие схему, показанную на рис. 6.15, *б*. Ее можно получить, если исходную схему на рис. 6.15, *а* мысленно разрезать по точке потокораздела. Очевидно, что такая операция не изменит распределения мощностей по всей сети в целом, если, как показано на рис. 6.15, *б*, считать в точке 2 включенной нагрузку с потребляемой мощностью \dot{S}_{II} в точке 2' — нагрузку с мощностью \dot{S}_{III} .

Схема, изображенная на рис. 6.15, *б*, состоит из двух независимых частей, каждая из которых характеризует разомкнутую сеть с заданными нагрузками и напряжениями $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ на шинах общего источника питания. Следовательно, дальнейший расчет режима кольцевой схемы должен осуществляться так же, как для разомкнутых сетей по "заданным параметрам на передающем конце". При этом для районных сетей должны быть найдены уточненные значения мощности, учитывающие потери мощности на участках каждой из схем, а затем

вычислены напряжения в их узловых точках. Для местных сетей напряжения рассчитываются без учета потерь мощности.

Может оказаться, что первый этап расчета кольцевой сети выявит две точки потокоораздела: одну — для активной, а другую — для реактивной мощности. Такой случай иллюстрируется на рис. 6.16, а, где точка 2 является точкой потокоораздела для активной, а точка 3 — для реактивной мощности. В этом случае кольцевая сеть для дальнейшего расчета может быть также разделена на две разомкнутые линии.

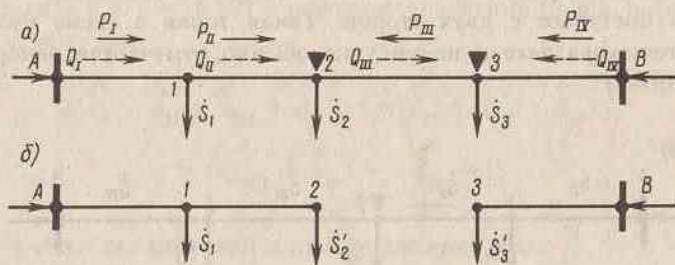


Рис. 6.16. Кольцевая сеть с двумя точками потокоораздела (а) и ее расчетная схема (б)

Вычислим предварительно потери мощности на участке между точками потокоораздела:

$$\Delta P_{III} = \frac{P_{III}^2 + Q_{III}^2}{U_{НОМ}^2} r_{III};$$

$$\Delta Q_{III} = \frac{P_{III}^2 + Q_{III}^2}{U_{НОМ}^2} x_{III};$$

Если теперь принять, что в точке 2 включена нагрузка

$$\dot{S}'_2 = P'_2 + jQ'_2 = P_{II} + j(Q_{II} + \Delta Q_{III}),$$

а в точке 3 нагрузка

$$\dot{S}'_3 = P'_3 + jQ'_3 = P_{IV} + \Delta P_{III} + jQ_{IV},$$

то при дальнейшем расчете можно вместо кольцевой схемы рассматривать две разомкнутые линии, показанные на рис. 6.16, б.

§ 6.5. УПРОЩАЮЩИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Электрические сети современных крупных электрических систем, городов и промышленных предприятий содержат большое количество отдельных линий и нагрузок, связанных в общую схему. Расчеты сетей такого рода представляют собой достаточно сложную задачу, трудности в решении которой резко возрастают при росте числа элементов в схемах замещения. Поэтому наряду с разработкой методов расчета сложных электрических сетей (они будут рассмотрены в гл. 8) требования инженерной практики обусловили также развитие методов упрощения расчетных схем путем их преобразования. В этих условиях преобразование схем стало рассматриваться как средство упрощения расчетных схем путем эквивалентной замены тех или иных их участков более простыми схемами замещения. Такой подход позволяет сосредоточить внимание на расчетах режима основных элементов сети, являющихся предметом исследования, а влияние группы второстепенных с этой точки зрения элементов отразить с той или иной степенью точности с помощью эквивалентных схем. Это дало основание назвать все операции по выполнению упрощающих преобразований условным термином *эквивалентирование*.

Можно выделить два основных направления развития методов эквивалентирования.

Для первого из них характерно последовательное использование приемов, каждый из которых позволяет осуществить преобразование участка сети с малым числом элементов. Совокупность всех выполненных преобразований, которые можно назвать элементарными, приводит к искомой эквивалентной схеме замещения для значительных районов сети. Одним из элементарных преобразований является замена источников напряжения (или ЭДС), присоединенных к одной и той же узловой точке схемы замещения, одним эквивалентным источником. На рис. 6.17 показана исходная схема, к которой может

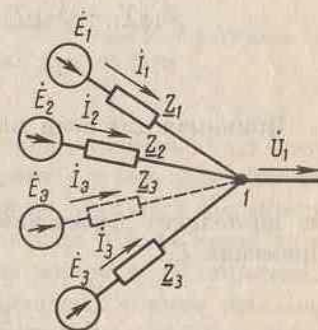


Рис. 6.17. Исходная схема и ее эквивалент (параметры отмечены индексом "э")

быть применено такое преобразование. В этой схеме ЭДС трех источников отделены от общей точки 1 сопротивлениями Z_1 , Z_2 , Z_3 . При преобразовании схемы необходимо, чтобы режим остальной сети, находящейся правее точки 1, оставался одним и тем же как в исходной, так и в преобразованной схеме. Для этого следует преобразование

вести таким образом, чтобы напряжение в точке 1 и ток в цепи правее этой точки не изменялись.

Токи в ветвях каждой из станций, подключенных к точке 1, определяются следующими уравнениями:

$$\begin{aligned}\dot{I}_1 &= (\dot{E}_{1\phi} - \dot{U}_{1\phi})Y_1; \quad \dot{I}_2 = (\dot{E}_{2\phi} - \dot{U}_{1\phi})Y_2; \\ \dot{I}_3 &= (\dot{E}_{3\phi} - \dot{U}_{1\phi})Y_3.\end{aligned}$$

Требование неизменности напряжения в точке 1 и тока правее ее позволяет написать уравнение, определяющее ток в цепи эквивалентной станции:

$$\dot{I}_\Sigma = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 = (\dot{E}_{\Sigma\phi} - \dot{U}_{1\phi})Y_\Sigma.$$

Подставляя выражения токов \dot{I}_1 , \dot{I}_2 и \dot{I}_3 , получим

$$\begin{aligned}(\dot{E}_{1\phi} - \dot{U}_{1\phi})Y_1 + (\dot{E}_{2\phi} - \dot{U}_{1\phi})Y_2 + (\dot{E}_{3\phi} - \dot{U}_{1\phi})Y_3 = \\ = (\dot{E}_{\Sigma\phi} - \dot{U}_{1\phi})Y_\Sigma,\end{aligned}$$

откуда после преобразований следует, что

$$\begin{aligned}\dot{E}_{1\phi}Y_1 + \dot{E}_{2\phi}Y_2 + \dot{E}_{3\phi}Y_3 - \dot{U}_{1\phi}(Y_1 + Y_2 + Y_3) = \\ = \dot{E}_{\Sigma\phi}Y_\Sigma - \dot{U}_{1\phi}Y_\Sigma.\end{aligned}$$

Принимая для цепи эквивалентной станции проводимость

$$Y_\Sigma = Y_1 + Y_2 + Y_3,$$

из последнего выражения получим ЭДС $\dot{E}_{\Sigma\phi}$, не зависящую от напряжения U_1 :

$$\dot{E}_{\Sigma\phi} = \frac{\dot{E}_{1\phi}Y_1 + \dot{E}_{2\phi}Y_2 + \dot{E}_{3\phi}Y_3}{Y_\Sigma}.$$

В общем виде выражение для эквивалентной ЭДС при n объединяемых станций или генераторов, очевидно, имеет вид

$$\dot{E}_{\Sigma\phi} = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{E}_{m\phi} Y_m}{\sum_{m=1}^n Y_m}. \quad (6.34)$$

Замене нескольких источников питания или нескольких параллельных линий одной эквивалентной цепью нередко может препятствовать существование промежуточных нагрузок (рис. 6.18). Чтобы иметь возможность в этих случаях осуществить требуемое уменьшение числа цепей в схеме, необходимо предварительно осуществить второе характерное преобразование, называемое *переносом* нагрузки. Идея этого преобразования заключается в замене схемы с промежуточной нагрузкой схемой, в которой нагрузка разделена на части и включена по концам рассматриваемого участка линии (рис. 6.19). При этом режим сети за границами преобразованного участка должен оставаться таким же, как и до преобразования.

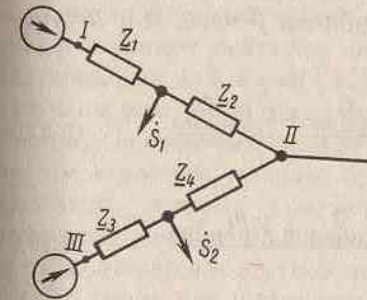


Рис. 6.18. Схема с промежуточными нагрузками

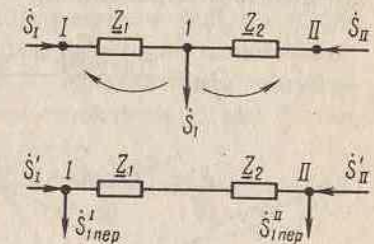


Рис. 6.19. "Перенос" нагрузки по концам участка сети

Вывод зависимостей, определяющих величины перенесенных нагрузок и удовлетворяющих этому условию, можно сделать для общего случая, когда между точками сети, в которые требуется перенести нагрузку, имеется несколько потребителей энергии. Схема такой сети показана на рис. 6.20. Рассматривая ее как линию с двусторонним питанием и принимая напряжения во всех узловых точках равными друг другу по величине и фазе, имеем в соответствии с (6.32) и (6.33) следующие выражения, характеризующие мощность, которая направлена к точкам A и B из внешней по отношению к рассматриваемому участку сети:

$$\dot{S}_A = \frac{\dot{s}_1 \hat{Z}_{1B} + \dot{s}_2 \hat{Z}_{2B} + \dots + \dot{s}_n \hat{Z}_{nB}}{\hat{Z}_{AB}}, \quad (6.35)$$

$$\dot{S}_B = \frac{\dot{s}_1 \hat{Z}_{1A} + \dot{s}_2 \hat{Z}_{2A} + \dots + \dot{s}_n \hat{Z}_{nA}}{\hat{Z}_{AB}}, \quad (6.36)$$

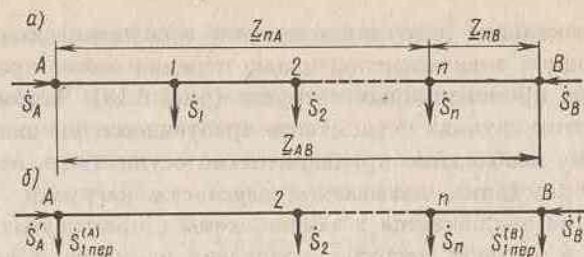


Рис. 6.20. Исходная схема (а), схема сети после ее преобразования (б)

Если нагрузку \dot{S}_1 разнести в точки А и В, то схема участка сети примет вид, показанный на рис. 6.20, б, а мощности у точек А и В будут определяться выражениями

$$\dot{S}'_A = \frac{\dot{s}_{1пер}^{(A)} \hat{Z}_{AB} + \dot{s}_2 \hat{Z}_{2B} + \dots + \dot{s}_n \hat{Z}_{nB} + \dot{s}_{1пер}^{(B)} \hat{Z}_{BB}}{\hat{Z}_{AB}}, \quad (6.37)$$

$$\dot{S}'_B = \frac{\dot{s}_{1пер}^{(A)} \hat{Z}_{AA} + \dot{s}_2 \hat{Z}_{2A} + \dots + \dot{s}_n \hat{Z}_{nA} + \dot{s}_{1пер}^{(B)} \hat{Z}_{BA}}{\hat{Z}_{AB}}, \quad (6.38)$$

где $\hat{Z}_{AA} = \hat{Z}_{BB} = 0$.

Так как перенесение нагрузок не должно менять режима сети, находящейся за границами рассматриваемого участка, то $\dot{S}_A = \dot{S}'_A$ и $\dot{S}_B = \dot{S}'_B$. Приравняв выражения (6.35) и (6.37), а также (6.36) и (6.38), получим

$$\dot{s}_{1пер}^{(A)} = \dot{s}_1 \frac{\hat{Z}_{1B}}{\hat{Z}_{AB}} \text{ и } \dot{s}_{1пер}^{(B)} = \dot{s}_1 \frac{\hat{Z}_{1A}}{\hat{Z}_{AB}}.$$

Аналогично, в общем случае для любой промежуточной нагрузки можно найти

$$\left. \begin{aligned} \dot{s}_{nпер}^{(A)} &= \dot{s}_n \frac{\hat{Z}_{nB}}{\hat{Z}_{AB}} \\ \dot{s}_{nпер}^{(B)} &= \dot{s}_n \frac{\hat{Z}_{nA}}{\hat{Z}_{AB}} \end{aligned} \right\} \quad (6.39)$$

С помощью найденных формул может быть вычислена перенесенная нагрузка и в том случае, когда перенос ее осуществляется в какую-либо промежуточную точку рассматриваемой линии. Например, нагрузка \dot{s}_2 может быть перенесена в точки 1 и n, потребление мощности в которых в результате разнесения нагрузки \dot{s}_2 возрастет на величины мощностей

$$\dot{s}_{2пер}^{(1)} = \dot{s}_2 \frac{Z_{2n}}{Z_{1n}};$$

$$\dot{s}_{2пер}^{(n)} = \dot{s}_2 \frac{Z_{21}}{Z_{1n}}.$$

Следует подчеркнуть, что операция разнесения нагрузок связана с предположением равенства напряжений вдоль линии, поскольку использованные для вывода выражений (6.39) уравнения (6.32) и (6.33) получены для линии с двусторонним питанием при таких допущениях. Поэтому перенесение нагрузок приводит к определенным погрешностям в расчете, которые будут тем менее существенны, чем ближе принятые условия соответствуют реальному режиму. Близкое соответствие получается в местных электрических сетях, где метод разнесения нагрузок широко применяется. Применение этого метода при расчетах районных сетей связано с большей погрешностью, поэтому следует ограничить область применения сетями 110 кВ.

К числу рассматриваемых характерных преобразований электрической системы относятся также широко известные преобразования звезды в треугольник и обратно. Преобразование звезды в треугольник (рис. 6.21) осуществляется по формулам

$$\left. \begin{aligned} Z_{12} &= Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}; \\ Z_{13} &= Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_2}; \\ Z_{23} &= Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_1}. \end{aligned} \right\} \quad (6.40)$$

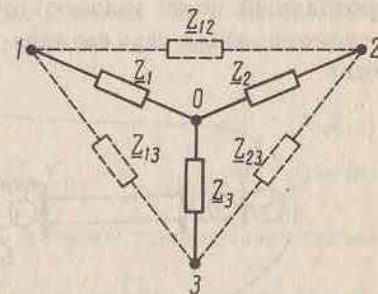


Рис. 6.21. Преобразование звезды в треугольник и обратно

При обратном преобразовании сопротивления эквивалентной звезды определяются зависимостями

$$\left. \begin{aligned} Z_1 &= \frac{Z_{12}Z_{13}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}}; \\ Z_2 &= \frac{Z_{12}Z_{23}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}}; \\ Z_3 &= \frac{Z_{13}Z_{23}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}}. \end{aligned} \right\} \quad (6.41)$$

Второе направление в развитии методов преобразования связано с разработкой единой последовательности (алгоритма) расчета, справедливой для схем любой конфигурации. На рис. 6.22 в качестве примера приведена схема, одна часть ее (обведенная штриховой линией) содержит участок сети с двумя источниками питания, подлежащий преобразованию, а другая — справа от точки 1 — обобщенную сеть произвольной конфигурации при произвольном числе источников питания. Преобразуемый участок связан с остальной схемой одной ветвью, проходящей через узловую точку 1. Эта ветвь и узел 1 называются *ветвью и узлом примыкания* (преобразуемого участка к остальной сети).

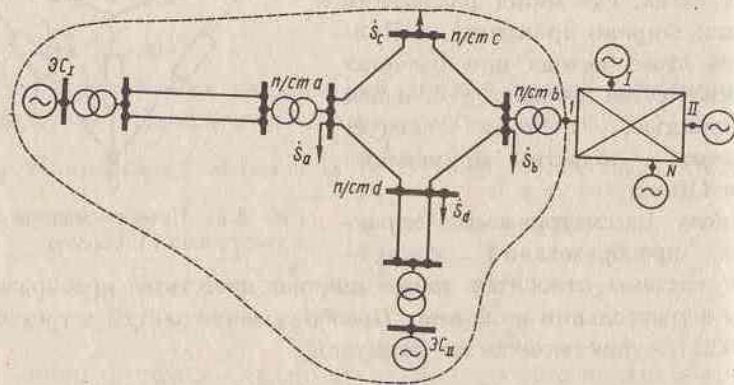


Рис. 6.22. Исходная схема сложной сети, подлежащая преобразованию

Пусть целью преобразования является замена преобразуемого участка эквивалентной схемой замещения, содержащей лишь один эквивалентный источник напряжения, при сохранении неизменным режима в непреобразуемой части схемы. Последнее условие будет выдержано в том случае, если при одном и том же напряжении \dot{U}_1 в

ветви примыкания исходной и преобразованной схем будет протекать один и тот же ток, причем независимо от модуля и аргумента напряжения \dot{U}_1 . Параметры эквивалентной схемы будем искать в предположении, что преобразуемый участок может быть представлен линейной схемой замещения, в которую все нагрузки этого участка введены неизменными сопротивлениями. В этом случае, применяя метод наложения, имеем

$$\dot{I}_1 = \dot{U}_{1\Phi} Y_{11} - \dot{U}_{I\Phi} Y_{11} - \dot{U}_{II\Phi} Y_{11} \quad (6.42)$$

Для преобразованной схемы, в которой должен действовать эквивалентный источник напряжения, можно записать аналогичное по структуре выражение:

$$\dot{I}_1^0 = \dot{U}_{1\Phi} Y_{11}^0 - \dot{U}_{\mathcal{E}\Phi} Y_{1\mathcal{E}} \quad (6.43)$$

Приравнявая (6.42) и (6.43), получим, что условие тождественности режимов в ветви примыкания в исходной и преобразованной схемах будет удовлетворяться независимо от того, какое напряжение имеет место в узле примыкания 1, если параметры эквивалентной схемы будут найдены из уравнений

$$Y_{11} = Y_{11}^0, \quad (6.44a)$$

$$\dot{U}_{\mathcal{E}} Y_{1\mathcal{E}} = \dot{U}_I Y_{1I} + \dot{U}_{II} Y_{1II} \quad (6.44b)$$

Уравнения (6.44a) и (6.44b) могут быть названы *критериями эквивалентности преобразования*.

В ряде случаев при выполнении упрощающих преобразований ставится условие, согласно которому мощность в ветви эквивалентной станции должна быть равна сумме мощностей ветвей источников питания исходной схемы. Применительно к рассматриваемому примеру (см. рис. 6.29) это условие приводит к уравнению

$$\dot{S}_{\mathcal{E}} = \dot{S}_I + \dot{S}_{II} \quad (6.45)$$

Выразив входящие в это уравнение мощности через напряжения источников питания исходной схемы (\dot{U}_I , \dot{U}_{II}) и эквивалентного источника питания ($\dot{U}_{\mathcal{E}}$), а также через собственные и взаимные проводимости и напряжение в узле примыкания, можно найти, что условие (6.45) удовлетворяется, если параметры эквивалентной схемы будут определены по уравнениям

$$\dot{U}_3 \hat{Y}_{13} = \dot{U}_1 \hat{Y}_{11} + \dot{U}_{II} \hat{Y}_{1II} \quad (6.46a)$$

$$U_{3,3}^2 \hat{Y}_{3,3} = U_1^2 \hat{Y}_{11} + U_{II}^2 \hat{Y}_{1II} - (\dot{U}_1 \hat{U}_{II} + \hat{U}_1 \dot{U}_{II}) \hat{Y}_{1II} \quad (6.46b)$$

Последние являются критериями эквивалентности преобразования, отвечающими условию (6.45). Узловая точка замыкания I и узловые точки исходной схемы I, II, \dots, N , в которых поддерживается заданное напряжение источников питания, ограничивают преобразуемый участок в общей схеме замещения электрической сети. Поэтому можно сказать, что критерии (6.44) определяют параметры эквивалентной схемы, отвечающие неизменности (инвариантности) мощности на одной границе преобразуемого участка, а критерии (6.46) — неизменности (инвариантности) мощности на другой его границе. Параметры, найденные при соблюдении обоих этих критериев, позволяют построить схему замещения и найти параметры ее режима и инвариантности на обеих границах.

Собственная проводимость ветви замыкания такой схемы однозначно определяется условием (6.44a) и равна собственной проводимости этой ветви в исходной схеме замещения сети. Взаимная проводимость \underline{Y}_{13} и напряжение эквивалентного источника питания входят в уравнение (6.44b) и в уравнение (6.46a), которое может быть представлено в виде

$$\dot{U}_3 \underline{Y}_{13} = e^{j2\psi_{13}} (\dot{U}_1 \hat{Y}_{11} + \dot{U}_{II} \hat{Y}_{1II}) \quad (6.47)$$

Выражения (6.44b) и (6.47) показывают, что критерии эквивалентности определяют лишь произведение напряжения \dot{U}_3 и проводимости \underline{Y}_{13} , а не сами эти величины, которые, следовательно, могут приниматься произвольно с сохранением определенной величины их произведения. Кроме того, из (6.46b) и (6.47) следует, что нельзя построить эквивалентную схему с неизменными параметрами, отвечающую условию инвариантности мощности на обеих границах преобразования, поскольку критерии (6.46a) и (6.44b) требуют разных значений произведения $\dot{U}_3 \underline{Y}_{13}$.

Эти противоречивые требования могут быть удовлетворены, если при определении мощности в ветви I эквивалентной схемы ввести одно напряжение эквивалентного источника ($\dot{U}_3^{(1)}$), а при определении мощности в ветви этого источника — другое ($\dot{U}_3^{(3)}$). Тогда, принимая произвольно значение производимости \underline{Y}_{13} , можно из (6.44b) однозначно найти

$$\dot{U}_3^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{13}} (\dot{U}_1 \underline{Y}_{11} + \dot{U}_{II} \underline{Y}_{1II}), \quad (6.48)$$

а из (6.46a)

$$\dot{U}_3^{(3)} = \frac{1}{\hat{Y}_{13}} (\dot{U}_1 \hat{Y}_{11} + \dot{U}_{II} \hat{Y}_{1II}). \quad (6.49)$$

Вычислив напряжение $\dot{U}_3^{(3)}$, из уравнения (6.46b) можно найти проводимость ветви эквивалентного источника, сопряженный комплекс которой

$$\hat{Y}_{3,3} = \frac{1}{|\dot{U}_3^{(3)}|^2} [U_1^2 \hat{Y}_{11} + U_{II}^2 \hat{Y}_{1II} - (\dot{U}_1 \hat{U}_{II} + \hat{U}_1 \dot{U}_{II}) \hat{Y}_{1II}]. \quad (6.50)$$

При найденных проводимостях \underline{Y}_{11} , \underline{Y}_{13} и $\underline{Y}_{3,3}$ для преобразуемого участка можно построить П-образную эквивалентную схему замещения. В этой схеме (рис. 6.23, а) точки I и 3 должны быть связаны сопротивлением $\underline{Z}_{13} = 1/\underline{Y}_{13}$. Согласно определению, собственная проводимость \underline{Y}_{11} в схеме определяет величину и фазу тока в ветви замыкания при приложении напряжения в точке I и замыкании накоротко ветви 3 . В этом случае, как следует из рис. 6.23, б,

$$\dot{I}_{11} = \frac{\dot{U}_{1\Phi}}{\frac{\underline{Z}_{10} \underline{Z}_{13}}{\underline{Z}_{10} + \underline{Z}_{13}}} = \dot{U}_{1\Phi} (\underline{Y}_{10} + \underline{Y}_{13}).$$

Следовательно,

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{10} + \underline{Y}_{13},$$

откуда проводимость одной из нагрузочных ветвей П-образной схемы замещения

$$\underline{Y}_{10} = \underline{Y}_{11} - \underline{Y}_{13}. \quad (6.51)$$

Аналогично может быть найдена проводимость и другой нагрузочной ветви:

$$\underline{Y}_{30} = \underline{Y}_{3,3} - \underline{Y}_{13}. \quad (6.52)$$

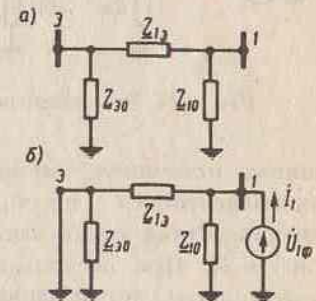


Рис. 6.23. П-образная эквивалентная схема замещения (а) и схема для определения ее проводимостей (б)

Результатом расчетов по эквивалентированию электрической сети, показанной на рис. 6.22, является схема, приведенная на рис. 6.24. В нее включается один из двух эквивалентных источников питания. Напряжение одного принимается во внимание при расчетах режима ветви примыкания и преобразованного участка сети, а напряжение другого — при определении мощности ветви самого эквивалентного источника.

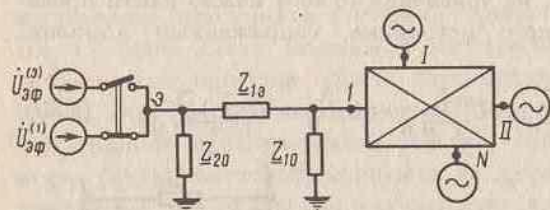


Рис. 6.24. Эквивалентная схема сети

Рассмотренное эквивалентирование позволяет получить общие критерии эквивалентности преобразования при любом числе источников напряжения на преобразуемом участке электрической сети и при задании как напряжения на шинах источника питания, так и его ЭДС. Структура критериев эквивалентности преобразования при этом не меняется, а эквивалентная схема замещения остается такой же, как показана на рис. 6.24. При нескольких ветвях примыкания эквивалентная схема усложняется, но ее параметры могут быть определены на основании общих критериев, аналогичных (6.44) и (6.46).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ В ГЛАВЕ 6

К § 6.1. 1. Какие исходные данные необходимы для выполнения расчета установившегося режима электрической сети? 2. Какие методы наиболее широко используются для расчета установившихся режимов простейших сетей? 3. В каких случаях при расчете методом последовательных приближений можно ограничиться одной-двумя итерациями?

К § 6.2. 1. Что понимается под расчетной нагрузкой подстанции? 2. При каких условиях допустимо представление подстанции расчетной нагрузкой?

К § 6.3. 1. Какова последовательность расчета режима разомкнутой сети при задании напряжения в ее конечном узле? 2. При каком допущении выполняется расчет режима разомкнутой сети при задании напряжения в ее конечном узле? 3. В чем сущность метода расчета режима разомкнутой сети "в два этапа"? 4. При каком допущении выполняется расчет режима разомкнутой сети на первом этапе? 5. В каких случаях можно вести расчет напряжений в узлах разомкнутой сети без учета поперечной составляющей вектора падения

напряжения? 6. Каковы особенности расчета режима местных электрических сетей?

К § 6.4. 1. При каком допущении определяются потоки мощности на головных участках кольцевой сети? 2. Что называется точкой потокораздела в кольцевой сети? 3. Как выполняется расчет режима кольцевой сети, если точки потокораздела по активной и реактивной мощности не совпадают?

К § 6.5. 1. Чем вызвана необходимость эквивалентирования при расчетах режимов электрических сетей? 2. Как выполняется эквивалентирование нескольких источников питания, работающих на общую нагрузку? 3. Каким образом осуществляется перенос нагрузок в другие узлы схемы? 4. Как определяются параметры эквивалентной схемы, при которых выполняется условие тождественности режимов в ветви примыкания?

АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ДВУМЯ ИСТОЧНИКАМИ ПИТАНИЯ

§ 7.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ДВУМЯ ИСТОЧНИКАМИ ПИТАНИЯ

В предыдущей главе были рассмотрены режимные свойства простейших электрических сетей одного номинального напряжения (разомкнутых и кольцевых), характерной особенностью которых является наличие единственного источника питания. Напряжение на его шинах, как правило, считается заданным или предварительно определенным исходя из условий обеспечения качества электроэнергии у потребителей сети, получающей питание от этого источника. Как уже упоминалось в гл. 1, сети современных энергосистем представляют собой сложносвязанные структуры с большим числом источников питания (электростанций), нагрузочных узлов (подстанций) и разнообразных связей между ними не только в пространстве, но и между сетями различных номинальных напряжений. В таких сложных структурах, конечно, могут встретиться отдельные участки, где относительно небольшое количество подстанций получает питание от одного источника, например от узловой районной подстанции. Такого рода ситуация более характерна для местных электрических сетей с $U_{ном} \leq 20$ кВ, однако и здесь можно считать сеть с одним источником питания скорее частным, чем общим случаем построения сети. Несмотря на это, с практической и методической точек зрения понимание режимных свойств таких простейших сетей необходимо для дальнейшего рассмотрения характеристик сетей более сложной структуры. Вместе с тем непосредственный переход от анализа режимов таких простейших сетей, какими являются сети с одним источником питания, к анализу свойств сетей с большим числом источников питания связан с потенциальным риском утраты четкого представления о физической картине взаимосвязей и взаимозависимостей режимных параметров отдельных звеньев сложной системы. Поэтому закономерным этапом такого перехода является рассмотрение простейшего прототипа системы

схоль угодно большой сложности, какии является сеть с двумя источниками питания.

Самым простым примером такой сети является линия межсистемной связи, соединяющая между собой две крупные узловые подстанции системного значения. Эта линия, условно изображенная на рис. 7.1 а как одноцепная, в действительности может иметь две, а иногда и больше цепей. Такие межсистемные связи в настоящее время сооружаются при номинальных напряжениях 330 кВ и выше. Потоки активной мощности в них могут быть как однонаправленными (например, из системы С1 в систему С2), так и реверсивными. Для анализа установившихся режимов такой связи каждая из систем может быть представлена некоторым эквивалентным генератором, изображенным на рис. 7.1, а штриховой линией, от которого питается собственная нагрузка системы (\dot{S}_{H1} или \dot{S}_{H2}) и межсистемная связь. Так как наибольшая мощность, передаваемая по такой связи, в большинстве случаев значительно меньше суммарной установленной мощности генераторов в каждой из систем, то общепринятым является их представление *шинами неизменного напряжения* (U_1 , U_2). При достаточной протяженности линии по ее концам могут быть установлены шунтирующие реакторы ($P1$, $P2$), назначение которых мы рассмотрим позднее. Кроме того, в ряде случаев на таких линиях может оказаться необходимым и применение *установки продольной емкостной компенсации* (УПК), представляющей собой последовательно включенную в линию батарею конденсаторов (рис. 7.1, б), к выводам которой обычно подключены реакторы $P3$, $P4$. Таким образом, межсистемная связь в общем случае является совокупностью элементов, включающей в себя не только собственно линию электропередачи, но и ряд дополнительных устройств, обеспечивающих ее нормальное функционирование в различных режимах.

Вторым, несколько более сложным примером является схема выдачи мощности крупной электростанции (ЭС) в приемную систему (С) по электропередаче сверхвысокого напряжения, в промежуточной точке которой имеется подстанция (ПС) с автотрансформаторами (АТ), служащая для электроснабжения с шин СН достаточно крупного района (рис. 7.1, в). Приемная система здесь, так же как и на рис. 7.1, а, б, показана условно в виде эквивалентных генератора и нагрузки, подключенных к шинам неизменного напряжения (U_2). Поток активной мощности в таких электропередачах на том и другом участке (ЭС — ПС и ПС — С) обычно направлен в сторону системы, а мощность, отбираемая с шин ВН промежуточной подстанции, составляет 20–50% от мощности, выдаваемой электростанцией.

В ряде случаев крупные электростанции осуществляют выдачу мощности с шин двух номинальных напряжений (например, 500 и

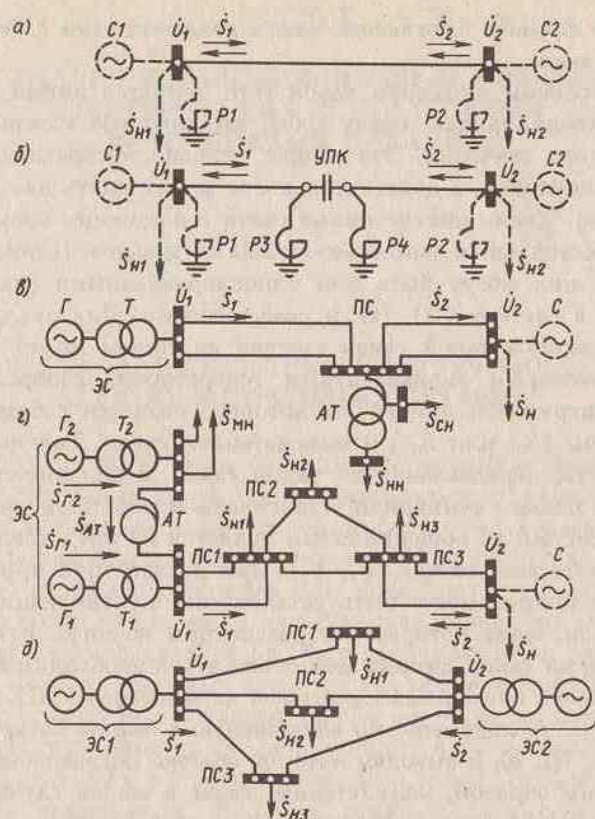


Рис. 7.1. Примеры схем электрической сети с двумя источниками питания:

а - межсистемная связь с реакторами по концам; б - то же с установкой продольной емкостной компенсации; в - схема электропередачи от крупной электростанции в систему с промежуточной подстанцией; г - схема крупной электростанции, осуществляющей электроснабжение местного района и выдачу мощности в систему через сеть с тремя подстанциями; д - двухконтурная схема электроснабжения трех районных подстанций от двух электростанций соизмеримой мощности

220 кВ), связанных между собой через автотрансформатор (рис. 7.1, в). При этом с шин более низкого номинального напряжения осуществляется электроснабжение ближайшего к электростанции района (местной нагрузки \dot{S}_{MH}), а на более высоком номинальном напряжении мощность передается в систему С. Группа генераторов G_2 обычно полностью покрывает местную нагрузку и оставшуюся часть мощности (\dot{S}_{AT}) выдает на шины высшего напряжения. В сумме с мощностью, выдаваемой группой генераторов G_1 (\dot{S}_{G1}), эта мощность составляет поток \dot{S}_1 , оттекающий от шин ВН в сторону приемной системы. Таким образом, так же как и в предыдущем случае, по отношению к электро-

передаче, связывающей ЭС с системой, станция может быть представлена в виде эквивалентного генератора, отдающего с шин ВН мощность \dot{S}_1 .

Связь между ЭС и С может быть и более сложной, чем в предыдущем случае. Так, на рис. 7.1, г в качестве примера показана схема с тремя промежуточными подстанциями (ПС1, ПС2, ПС3), подключенными к кольцевому участку сети. Эти подстанции по схеме аналогичны промежуточной подстанции ПС на рис. 7.1, в, поэтому здесь они изображены символически в виде нагрузки, приведенной к шинам ВН. Потокораспределение в схеме рис. 7.1, г определяется соотношением суммарной нагрузки подстанций ПС1, ПС2 и ПС3 ($\dot{S}_{\text{ПС}\Sigma} = P_{\text{ПС}\Sigma} + jQ_{\text{ПС}\Sigma}$) и мощности, выдаваемой ЭС. В некоторых режимах (при $P_{\text{ПС}\Sigma} > P_1$) поток активной мощности на последнем участке (P_2) может быть направлен не в сторону системы, а наоборот, т.е. может иметь реверсивный характер.

И наконец, последний из примеров (рис. 7.1, д) отвечает случаю электроснабжения изолированного района от двух электростанций соизмеримой мощности, т.е. относительно небольшой районной энергосистеме. Электрическая сеть, по которой мощность ЭС1 и ЭС2 поступает к подстанциям районного значения ПС1, ПС2 и ПС3, на рис. 7.1, д условно показана в виде двух контуров, каждый из которых связывает два нагрузочных и два генерирующих узла, т.е. в общем случае сеть предполагается сложноразветвленной.

Таким образом, в каждом из рассмотренных примеров оба источника питания (генерирующие узлы) представляются шинами, напряжение на которых задано исходя из режимных соображений и считается неизменным для определенной серии режимов вне зависимости от степени сложности связи между источниками питания и конкретной конфигурации сети. Поэтому рассматриваемую категорию сетей можно изобразить обобщенно в виде некоторого "черного ящика" с двумя входами, напряжения которых фиксированы (рис. 7.2). В этом состоит главное отличие таких сетей от рассмотренных в предыдущей главе. Это, в свою очередь, является и причиной отличия режимных свойств таких сетей, рассмотрению которых будет посвящен отдельный параграф после того, как мы познакомимся с инструментом, необходимым для их анализа, а именно с угловыми характеристиками и круговыми диаграммами мощности.

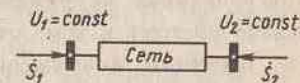


Рис. 7.2. Обобщенное представление электрической сети с двумя источниками питания

§ 7.2. УГЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МОЩНОСТИ

Общие положения

Начнем наше рассмотрение с выявления математического описания установившегося режима такого объекта, каким является сеть, показанная на рис. 7.2. Легче всего это можно сделать применительно к наиболее простому случаю связи между двумя источниками питания в виде одиночной линии электропередачи (см. рис. 7.1, а). Соотношения между токами и напряжениями по концам такой линии были установлены нами в гл. 4, где были рассмотрены три математические модели линии, соответствующие ее представлению симметричным четырехполюсником, симметричной П-образной схемой замещения и собственными и взаимными проводимостями. При любом из этих представлений связь между параметрами в начале (\dot{U}_1 , \dot{I}_1) и в конце (\dot{U}_2 , \dot{I}_2) линии имеет следующий обобщенный вид [см. выражения (4.19), (4.30) и (4.46)]:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{K} & \sqrt{3}\underline{Z} \\ \underline{Y}/\sqrt{3} & \underline{K} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix}. \quad (7.1)$$

Однако в отличие от гл. 4, где линия рассматривалась до некоторой степени абстрактно, т.е. без конкретной привязки к источникам питания, здесь нас будут интересовать не соотношения между токами и напряжениями вообще, а соотношения между мощностями при фиксированных напряжениях по концам линии. Таким образом, наша задача состоит в том, чтобы определить мощности \hat{S}_1 и \hat{S}_2 (рис. 7.2) как функции напряжений (\dot{U}_1 , \dot{U}_2) и параметров соответствующей математической модели (\underline{K} , \underline{Z} и \underline{Y}).

Первое из уравнений системы (7.1) позволяет нам выразить ток \dot{I}_2 через \dot{U}_1 , \dot{U}_2 , \underline{K} и \underline{Z} :

$$\sqrt{3}\dot{I}_2 = \dot{U}_1/\underline{Z} - \dot{U}_2\underline{K}/\underline{Z}. \quad (7.2)$$

Из второго уравнения системы (7.1) найдем выражение для тока \dot{I}_1 :

$$\sqrt{3}\dot{I}_1 = \dot{U}_2\underline{Y} + \sqrt{3}\dot{I}_2\underline{K}, \quad (7.3)$$

или с использованием (7.2)

$$\sqrt{3}\dot{I}_1 = \dot{U}_1\underline{K}/\underline{Z} + \dot{U}_2(\underline{Y}\underline{Z} - \underline{K}^2)/\underline{Z}. \quad (7.3a)$$

Так как коэффициенты \underline{K} , \underline{Z} и \underline{Y} являются аналогами коэффициентов симметричного четырехполюсника ($\underline{A} = \underline{D}$, \underline{B} и \underline{C} соответственно), то

выражение в скобках равно -1 (так как $\underline{A}\underline{D} - \underline{B}\underline{C} = 1$). Тогда, объединяя (7.3a) и (7.2) в общую систему и меняя знаки в (7.2) на противоположные, получим

$$\sqrt{3} \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ -\dot{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{\underline{Z}} \begin{bmatrix} \underline{K} & -1 \\ -1 & \underline{K} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \end{bmatrix}. \quad (7.4)$$

Из сопоставления (7.4) с (4.37a) вытекает, что матрица коэффициентов системы (7.4) есть не что иное, как матрица узловых проводимостей, выраженная через коэффициенты \underline{K} и \underline{Z} , а в левой части имеем матрицу задающих токов, т.е. в общем виде (7.4) запишем как

$$\sqrt{3}\dot{\mathbf{J}} = \underline{\mathbf{Y}}_y \dot{\mathbf{U}}_y, \quad (7.4a)$$

где

$$\underline{\mathbf{Y}}_y = \begin{bmatrix} \underline{K}/\underline{Z} & -1/\underline{Z} \\ -1/\underline{Z} & \underline{K}/\underline{Z} \end{bmatrix}. \quad (7.5)$$

Умножая обе части (7.4a) слева на диагональную матрицу сопряженных комплексов узловых напряжений ($\hat{\mathbf{U}}_{y,d}$), в левой части получим матрицу-столбец сопряженных значений узловых мощностей:

$$\hat{\mathbf{S}}_y = \sqrt{3}\hat{\mathbf{U}}_{y,d} \dot{\mathbf{J}} = \hat{\mathbf{U}}_{y,d} \underline{\mathbf{Y}}_y \dot{\mathbf{U}}_y. \quad (7.6)$$

В данной форме выражение (7.6) может быть обобщено и на сеть с произвольным числом узлов (см. гл. 8).

Из (7.6) вытекают искомые общие выражения для мощностей источников питания через напряжения \dot{U}_1 , \dot{U}_2 и коэффициенты \underline{K} и \underline{Z} :

$$\hat{S}_1 = \sqrt{3}\hat{U}_1\dot{I}_1 = U_1^2\underline{K}/\underline{Z} - \hat{U}_1\dot{U}_2/\underline{Z}, \quad (7.6a)$$

$$\hat{S}_2 = \sqrt{3}\hat{U}_2\dot{I}_2 = U_2^2\underline{K}/\underline{Z} - \hat{U}_2\dot{U}_1/\underline{Z}. \quad (7.6b)$$

Структура выражений (7.6a) и (7.6b) идентична. Первое слагаемое, определяющееся собственным напряжением узла, в общем виде может быть представлено как

$$\hat{S}_{ii} = U_i^2\underline{K}/\underline{Z}. \quad (7.7)$$

а второе слагаемое, являющееся функцией напряжений обоих узлов, обозначим

$$\hat{S}_{ij} = -\hat{U}_i\dot{U}_j/\underline{Z}. \quad (7.8)$$

При этом

$$\dot{S}_i = \dot{S}_{ii} + \dot{S}_{ij} \quad (7.9)$$

Если напряжение одного из узлов (например, второго) принять совпадающим по фазе с положительной вещественной полуосью комплексной плоскости, а сдвиг фаз между векторами \dot{U}_1 и \dot{U}_2 обозначать, как и ранее (см. гл. 4), через δ_{12} , то каждая из мощностей будет являться функцией пяти параметров, а именно: модулей напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 , угла δ_{12} и коэффициентов \underline{K} и \underline{Z} , т.е.

$$\dot{S}_i = F_i(U_1, U_2, \delta_{12}, \underline{K}, \underline{Z}). \quad (7.9a)$$

В большинстве случаев нас интересуют в отдельности величины активных и реактивных мощностей P_i и Q_i , которые в соответствии с (7.9a) могут быть записаны в следующей обобщенной форме:

$$P_i = \operatorname{Re} \dot{S}_i = f_i(U_1, U_2, \delta_{12}, \underline{K}, \underline{Z}), \quad (7.10)$$

$$Q_i = \operatorname{Im} \dot{S}_i = \varphi_i(U_1, U_2, \delta_{12}, \underline{K}, \underline{Z}). \quad (7.11)$$

При известных коэффициентах \underline{K} и \underline{Z} и заданных значениях модулей напряжений источников питания мощности P_i и Q_i оказываются функцией единственного переменного параметра, каким является угол сдвига векторов напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 . Поэтому зависимости вида (7.10) и (7.11) получили название *угловых характеристик мощности*.

Теперь после того, как стал ясен общий смысл термина "угловые характеристики мощности", нам предстоит получить их выражения для ряда частных случаев, используя при этом конкретные выражения коэффициентов \underline{K} и \underline{Z} через параметры соответствующих математических моделей.

Угловые характеристики мощности при представлении сети четырехполюсником

Первая математическая модель, т.е. представление линии четырехполюсником, может быть использована и для сети с двумя источниками питания в случаях, показанных на рис. 7.1, а и 7.1, б, т.е. при рассмотрении межсистемной связи без или с дополнительными устройствами компенсации реактивных параметров (шунтирующих реакторов и УПК). В последнем случае электропередача в целом представляется эквивалентным четырехполюсником с параметрами \underline{A}_3 , \underline{B}_3 , \underline{C}_3 , \underline{D}_3 , который, вообще говоря, может быть и несимметричным. При этом матрица узловых проводимостей имеет вид

$$\underline{Y}_{yl} = \begin{bmatrix} \underline{D}_3/\underline{B}_3 & -1/\underline{B}_3 \\ -1/\underline{B}_3 & \underline{A}_3/\underline{B}_3 \end{bmatrix}. \quad (7.5a)$$

Подставляя (7.5a) в правую часть (7.6), с учетом замены сопряженных комплексов на прямые и наоборот получим

$$\dot{S}_1 = U_1^2 \hat{D}_3 / \hat{B}_3 - \dot{U}_1 \hat{U}_2 / \hat{B}_3; \quad (7.12)$$

$$\dot{S}_2 = U_2^2 \hat{A}_3 / \hat{B}_3 - \hat{U}_1 \dot{U}_2 / \hat{B}_3. \quad (7.13)$$

Для выделения вещественных и мнимых составляющих \dot{S}_1 и \dot{S}_2 предварительно обозначим аргументы коэффициентов эквивалентного четырехполюсника следующим образом:

$$\psi_A = \arg \underline{A}_3, \quad \psi_B = \arg \underline{B}_3, \quad \psi_D = \arg \underline{D}_3.$$

Полагая также $\dot{U}_2 = U_2$ и $\dot{U}_1 = U_1 e^{j\delta_{12}}$, с учетом этих обозначений представим выражения (7.12) и (7.13) в виде

$$\dot{S}_1 = (U_1^2 D_3 / B_3) e^{j(\psi_B - \psi_D)} - (U_1 U_2 / B_3) e^{j(\delta_{12} + \psi_B)}, \quad (7.12a)$$

$$\dot{S}_2 = (U_2^2 A_3 / B_3) e^{j(\psi_B - \psi_A)} - (U_1 U_2 / B_3) e^{j(-\delta_{12} + \psi_B)}. \quad (7.13a)$$

Из (7.12a) и (7.13a) непосредственно вытекают искомые выражения *угловых характеристик мощности для электропередачи, представленной эквивалентным четырехполюсником*, в виде функций (7.10) и (7.11):

$$P_1 = (U_1^2 D_3 / B_3) \cos(\psi_B - \psi_D) - (U_1 U_2 / B_3) \cos(\delta_{12} + \psi_B), \quad (7.14)$$

$$Q_1 = (U_1^2 D_3 / B_3) \sin(\psi_B - \psi_D) - (U_1 U_2 / B_3) \sin(\delta_{12} + \psi_B), \quad (7.15)$$

$$P_2 = (U_2^2 A_3 / B_3) \cos(\psi_B - \psi_A) - (U_1 U_2 / B_3) \cos(-\delta_{12} + \psi_B), \quad (7.16)$$

$$Q_2 = (U_2^2 A_3 / B_3) \sin(\psi_B - \psi_A) - (U_1 U_2 / B_3) \sin(-\delta_{12} + \psi_B). \quad (7.17)$$

Используя представление, аналогичное (7.9), можно записать выражения (7.14)–(7.17) в более компактной форме:

$$P_1 = P_{11} - P_{1\max} \cos(\delta_{12} + \psi_B), \quad (7.14a)$$

$$Q_1 = Q_{11} - Q_{1\max} \sin(\delta_{12} + \psi_B), \quad (7.15a)$$

$$P_2 = P_{22} - P_{2\max} \cos(-\delta_{12} + \psi_B), \quad (7.16a)$$

$$Q_2 = Q_{22} - Q_{2\max} \sin(-\delta_{12} + \psi_B). \quad (7.17a)$$

Таким образом, угловые характеристики мощности представляют собой *гармонические функции угла сдвига векторов напряжений ис-*

точников питания, причем гармоническая составляющая имеет одинаковую амплитуду ($P_{1\max} = Q_{1\max} = P_{2\max} = Q_{2\max} = U_1 U_2 / B_3$), а постоянные составляющие (P_{11} , Q_{11} , P_{22} , Q_{22}) в общем случае различны.

Напомним, что (7.14)–(7.17) получены из системы уравнений для узловых мощностей (7.6), которые в соответствии с рис. 7.2 имеют те же положительные направления, что и задающие токи, т.е. к узлу. Для реальной сети это соответствует наличию в ней нагрузочных узлов (см., например, рис. 7.1, *г* и 7.1, *д*) и выдаче мощности с шин источников питания в сеть. В случае же электропередачи без промежуточных отборов мощности (см. рис. 7.1, *а* и 7.1, *б*) или с отбором, мощность которого не превышает выдаваемой с шин ЭС в линию (рис. 7.1, *в*), направление потока мощности в конце, т.е. \dot{S}_2 , будет противоположным, т.е. одинаковым с направлением \dot{S}_1 . В этом случае

знаки в правой части (7.16), (7.17) и (7.16а), (7.17а) необходимо изменить на противоположные.

Рассмотрим теперь сугубо частный случай, когда мощность передается от электростанции в систему по линии, не имеющей ни отборов, ни дополнительных устройств в промежуточных точках (рис. 7.1, *а*). При этом она может быть представлена симметричным четырехполюсником ($A = D$) и в выражениях (7.14)–(7.17) для угловых характеристик мощности следует исключить индекс "э" у коэффициентов \underline{A} , \underline{B} и \underline{D} .

Предположим также, что напряжения на шинах электростанции

и присоединенной системы одинаковы по величине, т.е. $U_1 = U_2$. В этом случае с учетом сказанного выше об изменении знаков в (7.16), (7.17) и (7.16а), (7.17а) будем иметь $P_{11} = -P_{22}$ и $Q_{11} = -Q_{22}$. Соответствующие этой ситуации зависимости $P_1 = f_1(\delta_{12})$, $P_2 = f_2(\delta_{12})$, $Q_1 = \varphi_1(\delta_{12})$, $Q_2 = \varphi_2(\delta_{12})$ показаны на рис. 7.3.

Для того чтобы понять характер изменения активных и реактивных мощностей по концам электропередачи в функции угла сдвига векто-

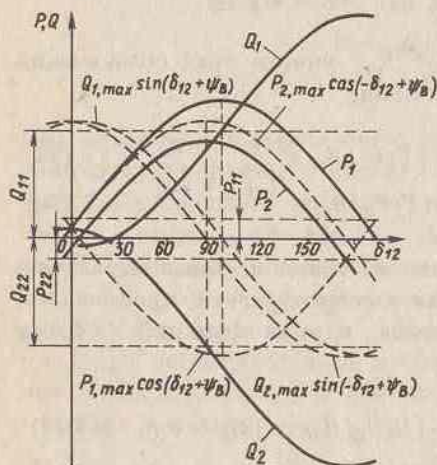


Рис. 7.3. Угловые характеристики мощности линии электропередачи, представленной симметричным четырехполюсником с одинаковыми напряжениями по концам

ров напряжений U_1 и U_2 , целесообразно привлечь на помощь и другие математические модели и получить выражения угловых характеристик мощности через их параметры.

Угловые характеристики мощности единичной линии при ее представлении П-образной схемой замещения и собственными и взаимными проводимостями

В случае представления линии симметричной П-образной схемой замещения (модель II) входящие в общие выражения угловых характеристик мощности (7.6а) и (7.6б) отношения $\underline{K}/\underline{Z}$ и $1/\underline{Z}$ можно определить через параметры данной модели ($\underline{Z}_л$, $\underline{Y}_л$), используя формулы (4.31) и (4.32):

$$\frac{\underline{K}}{\underline{Z}_л} = (1 - \underline{Z}_л \underline{Y}_л / 2) \underline{Z}_л = 1 / \underline{Z}_л + \underline{Y}_л / 2, \\ 1 / \underline{Z}_л = 1 / \underline{Z}_л.$$

При этом матрица узловых проводимостей (7.5) принимает вид

$$\underline{Y}_{уП} = \begin{bmatrix} 1 / \underline{Z}_л + \underline{Y}_л / 2 & -1 / \underline{Z}_л \\ -1 / \underline{Z}_л & 1 / \underline{Z}_л + \underline{Y}_л / 2 \end{bmatrix}. \quad (7.56)$$

Подставляя (7.56) в правую часть (7.6) с учетом замены сопряженных комплексов на прямые и наоборот, а также имея в виду, что в рассматриваемой модели направление потока мощности \dot{S}_2 противоположно принятому при выводе формул (7.6) (см. рис. 7.2), получим

$$\dot{S}_1 = U_1^2 (1 / \hat{\underline{Z}}_л + \hat{\underline{Y}}_л / 2) - \dot{U}_1 \dot{U}_2 / \hat{\underline{Z}}_л. \quad (7.126)$$

$$\dot{S}_2 = -U_2^2 (1 / \hat{\underline{Z}}_л + \hat{\underline{Y}}_л / 2) + \dot{U}_1 \dot{U}_2 / \hat{\underline{Z}}_л. \quad (7.136)$$

Аналогично, в случае представления единичной линии собственными и взаимными проводимостями (модель III) с учетом (4.47) и (4.48) будем иметь

$$\underline{K}_{III} / \underline{Z}_{III} = (-\underline{Y}_{с06} / \underline{Y}_{в3}) / (-1 / \underline{Y}_{в3}) = \underline{Y}_{с06},$$

$$1 / \underline{Z}_{III} = 1 / (-1 / \underline{Y}_{в3}) = -\underline{Y}_{в3}.$$

При этом матрица узловых проводимостей имеет вид

$$\underline{Y}_{уIII} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{с06} & \underline{Y}_{в3} \\ \underline{Y}_{в3} & \underline{Y}_{с06} \end{bmatrix}, \quad (7.5в)$$

а выражения (7.6а) и (7.6б) с учетом изменения знака \dot{S}_2 и сопряженных комплексов на прямые (как и в предыдущем случае) трансформируются в следующее:

$$\dot{S}_1 = U_1^2 \hat{Y}_{\text{сoб}} - \dot{U}_1 \hat{U}_2 (-\hat{Y}_{\text{вз}}); \quad (7.12\text{в})$$

$$\dot{S}_2 = -U_2^2 \hat{Y}_{\text{сoб}} + \hat{U}_1 \dot{U}_2 (-\hat{Y}_{\text{вз}}). \quad (7.13\text{в})$$

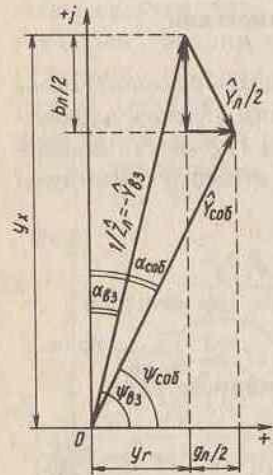


Рис. 7.4. Соотношения модулей и аргументов собственной и взаимной проводимостей единичной линии электропередачи

Прежде чем перейти к записи выражений угловых характеристик активных и реактивных мощностей по концам рассматриваемой единичной линии (без отборов и дополнительных устройств в промежуточных точках), разберемся в положении на комплексной плоскости векторов собственных и взаимных проводимостей (и соответствующих им векторов $1/\underline{Z}_L + \underline{Y}_L/2$ и $1/\underline{Z}_L$ для модели II). Как нам известно из гл. 4, соотношения между активным и индуктивным сопротивлением и между активной и емкостной проводимостями воздушной линии электропередачи с $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ, где может оказаться необходимым учет потерь на корону, т.е. в наиболее общем случае, таковы, что

$$r_L \ll x_L \text{ и } g_L \ll b_L. \quad (7.18)$$

Вектор, соответствующий сопряженному комплексу взаимной проводимости, взятому со знаком минус, определяется только соотношением r_L и x_L :

$$-\hat{Y}_{\text{вз}} = 1/\hat{Z}_L = \frac{1}{r_L - jx_L} = \frac{r_L + jx_L}{r_L^2 + x_L^2} = y_r + jy_x, \quad (7.19)$$

где $y_r = r_L/(r_L^2 + x_L^2) \geq 0$, $y_x = x_L/(r_L^2 + x_L^2) \geq 0$ — вещественная и мнимая составляющие $\underline{Y}_{\text{вз}}$, причем из (7.18) вытекает, что $y_r \ll y_x$. Таким образом, этот вектор расположен в первом квадранте комплексной плоскости под углом, близким к 90° (рис. 7.4). Обозначим аргумент этого вектора через $\psi_{\text{вз}}$, а угол, дополняющий его до 90° , через

$$\alpha_{\text{вз}} = 90^\circ - \psi_{\text{вз}} = \arctg(y_r/y_x) = \arctg(r_L/x_L) \geq 0. \quad (7.20)$$

Чтобы определить положение вектора $\hat{Y}_{\text{сoб}}$, достаточно к вектору $1/\hat{Z}_L$ прибавить вектор $\hat{Y}_L/2 = (g_L - jb_L)/2$. Так как модуль $\hat{Y}_L/2$ зна-

чительно меньше модуля $1/\hat{Z}_L$, то вектор $\hat{Y}_{\text{сoб}}$ также располагается в первом квадранте (рис. 7.4). Обозначим его аргумент через $\psi_{\text{сoб}}$ (для рассматриваемого частного случая $\psi_{\text{сoб}} = \psi_{11} = \psi_{22}$), а угол, дополняющий его до 90° , через

$$\alpha_{\text{сoб}} = 90^\circ - \psi_{\text{сoб}} = \arctg \frac{y_r + g_L/2}{y_x - b_L/2} \geq \alpha_{\text{вз}}. \quad (7.21)$$

На практике обычно используются выражения угловых характеристик мощности, полученные на базе уравнений (7.12в) и (7.13в), где значения $Y_{\text{сoб}}$ и $Y_{\text{вз}}$ определены предварительно через \underline{Z}_L и \underline{Y}_L . Выделим вещественные и мнимые составляющие в (7.12в) и (7.13в) с учетом введенных обозначений аргументов векторов собственных и взаимных проводимостей и полагая, как и ранее, что $\dot{U}_2 = U_2$ и $\dot{U}_1 = U_1 e^{j\delta_{12}}$:

$$P_1 = U_1^2 Y_{\text{сoб}} \cos \psi_{\text{сoб}} - U_1 U_2 Y_{\text{вз}} \cos(\delta_{12} + \psi_{\text{вз}}), \quad (7.22)$$

$$Q_1 = U_1^2 Y_{\text{сoб}} \sin \psi_{\text{сoб}} - U_1 U_2 Y_{\text{вз}} \sin(\delta_{12} + \psi_{\text{вз}}), \quad (7.23)$$

$$P_2 = -U_2^2 Y_{\text{сoб}} \cos \psi_{\text{сoб}} + U_1 U_2 Y_{\text{вз}} \cos(-\delta_{12} + \psi_{\text{вз}}), \quad (7.24)$$

$$Q_2 = -U_2^2 Y_{\text{сoб}} \sin \psi_{\text{сoб}} + U_1 U_2 Y_{\text{вз}} \sin(-\delta_{12} + \psi_{\text{вз}}). \quad (7.25)$$

Из сопоставления (7.22)–(7.25) с уравнениями (7.14)–(7.17) следует, что в рассматриваемом случае единичной линии

$$Y_{\text{сoб}} = A/B = D/B,$$

$$\psi_{\text{сoб}} = \psi_B - \psi_D = \psi_B - \psi_A,$$

$$Y_{\text{вз}} = 1/B, \quad \psi_{\text{вз}} = \psi_B.$$

Заменив теперь в (7.22)–(7.25) в соответствии с (7.20) и (7.21) $\psi_{\text{сoб}}$ на $90^\circ - \alpha_{\text{сoб}}$ и $\psi_{\text{вз}}$ на $90^\circ - \alpha_{\text{вз}}$, окончательно получим:

$$P_1 = U_1^2 Y_{\text{сoб}} \sin \alpha_{\text{сoб}} + U_1 U_2 Y_{\text{вз}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{\text{вз}}), \quad (7.22\text{а})$$

$$Q_1 = U_1^2 Y_{\text{сoб}} \cos \alpha_{\text{сoб}} - U_1 U_2 Y_{\text{вз}} \cos(\delta_{12} - \alpha_{\text{вз}}), \quad (7.23\text{а})$$

$$P_2 = -U_2^2 Y_{\text{сoб}} \sin \alpha_{\text{сoб}} + U_1 U_2 Y_{\text{вз}} \sin(\delta_{12} + \alpha_{\text{вз}}), \quad (7.24\text{а})$$

$$Q_2 = -U_2^2 Y_{\text{сoб}} \cos \alpha_{\text{сoб}} + U_1 U_2 Y_{\text{вз}} \cos(\delta_{12} + \alpha_{\text{вз}}). \quad (7.25\text{а})$$

Полученные выражения обладают максимальной степенью наглядности для объяснения взаимного положения угловых характеристик как активной, так и реактивной мощности, изображенных на рис. 7.3. Зависимости $P_1 = f_1(\delta_{12})$ и $P_2 = f_2(\delta_{12})$ действительно являются синусоидальными функциями, первая из которых сдвинута вверх на

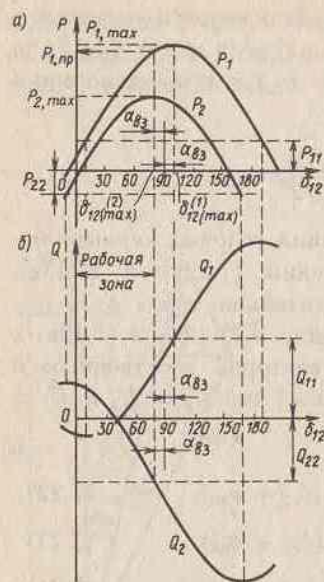


Рис. 7.5. Угловые характеристики активной (а) и реактивной (б) мощности единичной линии электропередачи с отличающимися напряжениями по концам ($U_1 > U_2$)

составляющих P_{11} и P_{22} , а именно $P_{1\max} - P_{2\max} = P_{11} + P_{22}$. Однако, поскольку максимум зависимости $P_2 = f_2(\delta_{12})$ имеет место при

$\delta_{12}^{(2)(\max)} \leq \delta_{12}^{(1)(\max)}$, предельная передаваемая мощность в начале линии ($P_{1\text{пр}}$), соответствующая максимуму характеристики $P_2 = f_2(\delta_{12})$, в общем случае меньше $P_{1\max}$ и лишь в частном случае при $\alpha_{\text{вз}} = 0$ равна ей, т.е. $P_{1\text{пр}} \leq P_{1\max}$. Таким образом, рабочей области в общем

случае соответствует диапазон значений δ_{12} от нуля до $\delta_{12}^{(2)(\max)}$ (рис. 7.5). При любом значении δ_{12} из этого диапазона разность значений P_1 и P_2 , очевидно, представляет собой суммарные потери активной мощности в линии ΔP_{Σ} , включающие в случае ВЛ потери на корону ($\Delta P_{\text{кор}}$) и потери на нагрев проводов ($\Delta P_{\text{н}}$), т.е.

$$P_1 - P_2 = \Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_{\text{н}}. \quad (7.26)$$

величину $P_{11} = U_1^2 Y_{\text{собр}} \sin \alpha_{\text{собр}}$, а вторая, наоборот, вниз на величину $P_{22} = U_2^2 Y_{\text{собр}} \sin \alpha_{\text{собр}}$. Так как для рассматриваемой линии электропередачи в силу соотношений (7.18) углы $\alpha_{\text{вз}}$ и $\alpha_{\text{собр}}$ отличны от нуля, хотя и незначительно, то максимумы характеристик активной мощности имеют место при углах $\delta_{12}^{(1)(\max)}$, близких к 90° , причем максимуму характеристики $P_1 = f_1(\delta_{12})$ соответствует угол

$\delta_{12}^{(1)(\max)} = 90^\circ + \alpha_{\text{вз}}$, а максимуму характеристики $P_2 = f_2(\delta_{12})$ — угол $\delta_{12}^{(2)(\max)} = 90^\circ - \alpha_{\text{вз}}$, т.е. $\delta_{12}^{(2)(\max)} \leq \delta_{12}^{(1)(\max)}$ (рис.

7.5, а). Разность $\delta_{12}^{(1)(\max)} - \delta_{12}^{(2)(\max)} = 2\alpha_{\text{вз}}$ тем больше, чем в меньшей степени $r_{\text{л}}$ отличается от $x_{\text{л}}$. Так, например, при $r_{\text{л}} = x_{\text{л}}$ в соответствии с (7.20) $\alpha_{\text{вз}} = \arctg 1 = 45^\circ$ и $\delta_{12}^{(1)(\max)} = 135^\circ$, а $\delta_{12}^{(2)(\max)} = 45^\circ$.

Из (7.22а) и (7.24а) вытекает, что различие в значениях максимальных передаваемых мощностей ($P_{1\max}$ и $P_{2\max}$) определяется только значениями постоянных

Что же касается угловых характеристик реактивных мощностей, то для рассматриваемой единичной линии они представляют собой косинусоиды противоположных знаков, имеющие постоянные составляющие $Q_{11} = U_1^2 Y_{\text{собр}} \cos \alpha_{\text{собр}}$ и $Q_{22} = U_2^2 Y_{\text{собр}} \cos \alpha_{\text{собр}}$, которые при небольших значениях угла $\alpha_{\text{собр}}$ значительно превосходят P_{11} и P_{22} соответственно (рис. 7.5, б)*. При этом в большей части рабочего диапазона изменения δ_{12} $Q_1 > 0$, а $Q_2 < 0$. Это означает, что поток реактивной мощности в конце линии имеет противоположное направление по отношению к потоку активной мощности. К анализу этого обстоятельства мы обратимся в § 7.4.

А сейчас рассмотрим угловые характеристики мощности для двух важных частных представлений единичной линии, которые в ряде случаев удобно использовать для качественного анализа соотношений режимных параметров. Первым из них является идеализированное представление реальной линии как *линии без потерь активной мощности*, чему соответствует допущение об отсутствии в схеме замещения активных сопротивлений и проводимости ($r_{\text{л}} = 0$, $g_{\text{л}} = 0$). При этом $Z_{\text{л}} = jx_{\text{л}}$, $Y_{\text{л}} = jb_{\text{л}}$ и выражения для $Y_{\text{собр}}$ и $Y_{\text{вз}}$ имеют вид

$$Y_{\text{собр}} = 1/(jx_{\text{л}}) + jb_{\text{л}}/2 = -j(1/x_{\text{л}} - b_{\text{л}}/2), \quad (7.27)$$

$$Y_{\text{вз}} = -1/(jx_{\text{л}}) = j(1/x_{\text{л}}). \quad (7.28)$$

Из (7.20) и (7.21) следует, что для линии без потерь активной мощности

$$\alpha_{\text{собр}} = \alpha_{\text{вз}} = 0. \quad (7.29)$$

При этом из (7.22а) и (7.24а) вытекает, что $P_{11} = P_{22} = 0$ и зависимости $P_1 = f_1(\delta_{12})$ и $P_2 = f_2(\delta_{12})$ совпадают, т.е. при любом значении δ_{12} $P_1 = P_2 = P$, где

$$P = (U_1 U_2 / x_{\text{л}}) \sin \delta_{12}, \quad (7.30)$$

т.е. угловая характеристика активной мощности определяется только индуктивным сопротивлением линии и имеет максимум при $\delta_{12}^{(\max)} = 90^\circ$, а предельная передаваемая мощность составляет величину $P_{\text{пр}} = U_1 U_2 / x_{\text{л}}$.

В свою очередь, зависимости $Q_1 = \varphi_1(\delta_{12})$ и $Q_2 = \varphi_2(\delta_{12})$, представленные уравнениями (7.23а) и (7.25а), в случае линии без потерь активной мощности с учетом (7.29) принимают вид

$$Q_1 = U_1^2(1/x_{\text{л}} - b_{\text{л}}/2) - (U_1 U_2 / x_{\text{л}}) \cos \delta_{12}, \quad (7.31)$$

$$Q_2 = -U_2^2(1/x_{\text{л}} - b_{\text{л}}/2) + (U_1 U_2 / x_{\text{л}}) \cos \delta_{12}. \quad (7.32)$$

* С целью большей наглядности соотношения P_{11} и Q_{11} , а также P_{22} и Q_{22} на рис. 7.5 умышленно искажены.

При равенстве напряжений по концам линии постоянные составляющие в (7.31) и (7.32) одинаковы ($Q_{11} = Q_{22}$) и при этом зависимости $Q_1 = \varphi_1(\delta_{12})$ и $Q_2 = \varphi_2(\delta_{12})$ являются зеркальным отображением друг друга по отношению к горизонтальной оси, т.е. при любых значениях δ_{12} $Q_1 = -Q_2$.

Анализ выражений (7.31) и (7.32) и соотношения мнимых составляющих комплексных проводимостей $1/Z_{\pi}$ и $Y_{\pi}/2$ (см. рис. 7.4) наводит на мысль о возможности отказа и от учета емкостной проводимости в выражении (7.27) для $Y_{\text{соб}}$, что привело бы к дальнейшему упрощению выражений для угловых характеристик реактивной мощности. Такой отказ равносильно представлению линии только индуктивным сопротивлением x_{π} .

Однако, прежде чем прибегнуть к этому, необходимо выяснить, при каких условиях допустимо такое представление. Для этого вернемся к рассмотрению выражения для модуля собственной проводимости и преобразуем его таким образом, чтобы выделить составляющую, зависящую от коэффициента изменения фазы (β), который при принятом допущении об отсутствии активных сопротивлений и проводимости равен $\sqrt{x_0 b_0}$. Итак, с учетом поправочных коэффициентов k_x и k_b

$$Y_{\text{соб}} = \frac{1}{x_0 L k_x} - \frac{b_0 L k_b}{2} = \frac{2 - x_0 b_0 L^2 k_x k_b}{2 x_0 L k_x} = \frac{1}{x_{\pi}} \left[1 - \frac{(\beta L)^2}{2} k_x k_b \right]. \quad (7.27a)$$

Отсюда следует, что решение вопроса о возможности отказа от учета емкостной проводимости определяется степенью отличия от единицы выражения в квадратных скобках в (7.27a). Из гл. 4 (§ 4.2) мы уже знаем, что значение коэффициента изменения фазы для ВЛ достаточно стабильно и составляет примерно $1,05 \cdot 10^{-3}$ 1/км. При этом нетрудно подсчитать, что при длинах линии $L \leq 300$ км $k_x \approx k_b \approx 1$ и $Y_{\text{соб}}$ отличается от $1/x_{\pi}$ не более чем на 5%. Таким образом, только при относительно небольших протяженностях линий электропередачи с $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ, для которых справедливы соотношения (7.18) и представление линий без потерь активной мощности, можно без значительной погрешности пренебречь и емкостной проводимостью. При этом

$$Q_1 \approx U_1^2 / x_{\pi} - (U_1 U_2 / x_{\pi}) \cos \delta_{12}, \quad (7.31a)$$

$$Q_2 \approx -U_2^2 / x_{\pi} + (U_1 U_2 / x_{\pi}) \cos \delta_{12}, \quad (7.32a)$$

а угловая характеристика активной мощности определяется выражением (7.30) и от наличия емкостной проводимости не зависит.

Итак, мы завершили рассмотрение всех частных случаев, относящихся к угловым характеристикам мощности собственно линии электропередачи как простейшего варианта сети с двумя источниками питания, модули напряжений на шинах которых предполагаются неизмен-

ными. Остается невыясненным вопрос о том, каким способом получить угловые характеристики в тех случаях, когда сеть между двумя источниками питания имеет более сложную конфигурацию, нежели рассмотренная выше, например показанную на рис. 7.1, а, в, д. Таким образом мы подошли к задаче выявления выражений угловых характеристик мощности для произвольной конфигурации сети, т.е. для самого общего случая, соответствующего представлению сети в виде, показанном на рис. 7.2. Решению этой задачи и посвящен последний раздел настоящего параграфа.

Угловые характеристики мощности при обобщенном представлении сети

При наличии между двумя источниками питания сети произвольной конфигурации, содержащей нагрузочные узлы, т.е. подстанции, представленные приведенной к шинам ВН мощностью (или для сетей с $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ — расчетной нагрузкой), аналитические выражения угловых характеристик мощности можно получить лишь в том случае, если схема замещения сети не содержит нелинейных элементов, т.е. представляет собой линейную электрическую цепь [19]. В этом случае все нагрузки должны быть представлены постоянными комплексными сопротивлениями ($Z_{ni} = r_{ni} + jx_{ni}$), включенными между i -м узлом схемы и нейтралью (узлом с нулевым потенциалом). Так, например, схема замещения сети, показанной на рис. 7.1, д, при таком подходе будет иметь вид, представленный на рис. 7.6, а, где Z_{n1} , Z_{n2} , Z_{n3} — сопротивления, соответствующие расчетным нагрузкам ПС1, ПС2, ПС3.

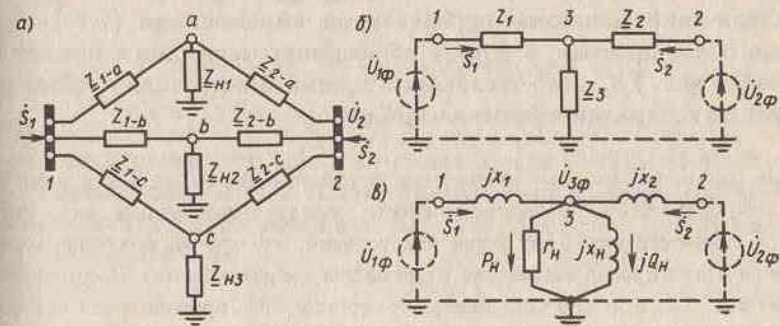


Рис. 7.6. Схемы замещения сетей с двумя источниками питания:

а — двухконтурная с тремя нагрузочными узлами (а, б, в); б — эквивалентная Т-образная; в — электропередачи с промежуточной подстанцией

При любой схеме сети между двумя источниками питания в случае представления нагрузок постоянными комплексными сопротивлениями она может быть преобразована к виду, показанному на рис. 7.6, б, т.е. к Т-образной схеме, содержащей три комплексных сопротивления, два из которых (\underline{Z}_1 , \underline{Z}_2) включены между шинами источников питания и узлом 3, а третьей — между узлом 3 и нейтралью. Так, например, каждая тройка сопротивлений, образующая "звезду" (\underline{Z}_{1-a} , \underline{Z}_{2-a} , \underline{Z}_{n1} и т.п.), по известным из предыдущей главы формулам может быть преобразована в "треугольник", две стороны которого связывают источники питания с нейтралью, а третья включена непосредственно между узлами 1 и 2. После параллельного сложения трех сопротивлений в каждой из ветвей получим эквивалентный "треугольник", обратное преобразование которого в "звезду" приведет к схеме, изображенной на рис. 7.6, б. Если в сети, связывающей источники питания, имеются кольцевые участки (как, например, в схеме рис. 7.1, в), то независимо от числа подстанций, объединенных в кольцо, можно использовать описанный в предыдущей главе прием "переноса" промежуточных нагрузок в другие узлы с тем, чтобы после исключения параллельных цепей трансформировать схему в единственную магистраль между узлами 1 и 2 с промежуточными нагрузками, а затем уже, последовательно используя преобразования "треугольников" в "звезды", прийти к схеме рис. 7.6, б.

Из числа рассмотренных применительно к линии электропередачи математических моделей в случае схемы рис. 7.6, б может быть использовано представление эквивалентным четырехполюсником, параметры которого (\underline{A}_3 , \underline{B}_3 , \underline{C}_3 , \underline{D}_3) определяются путем перемножения матриц коэффициентов трех последовательно включенных четырехполюсников, соответствующих сопротивлениям \underline{Z}_1 , \underline{Z}_3 и \underline{Z}_2 . При этом угловые характеристики мощности определяются выражениями (7.14)–(7.17). Однако более простым, а потому общепринятым является представление схемы рис. 7.6, б собственными и взаимными проводимостями (или соответствующими им сопротивлениями).

Еще раз напомним, что собственная проводимость Y_{ii} является комплексным коэффициентом пропорциональности между напряжением i -го узла и током в соответствующей ему ветви при условии, что другой источник питания закорочен (шунтирован ветвью, не содержащей сопротивления). Применительно к схеме рис. 7.6, б можно установить, что собственные проводимости определяются через ее параметры следующим образом:

$$Y_{11} = 1/\underline{Z}_{11} = 1/\left[\underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}_1 \underline{Z}_3}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}\right], \quad (7.33)$$

$$Y_{22} = 1/\underline{Z}_{22} = 1/\left[\underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_3}\right], \quad (7.34)$$

где $\underline{Z}_{11} = r_{11} + jx_{11}$, $\underline{Z}_{22} = r_{22} + jx_{22}$.

Взаимная проводимость (Y_{ij}) как известно из гл. 4, определяет модуль и фазу тока (\dot{I}_i) в ветви данного источника от действия напряжения другого источника (\dot{U}_j), если источник напряжения в узле i закорочен. Для схемы рис. 7.6, б при этом получим

$$\underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21} = 1/\underline{Z}_{12} = 1/\underline{Z}_{21} = 1/(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 / \underline{Z}_3), \quad (7.35)$$

где $\underline{Z}_{12} = r_{12} + jx_{12}$.

Матрица узловых проводимостей общего вида

$$\underline{Y}_y = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix}, \quad (7.5г)$$

будучи подставлена в правую часть (7.6), приведет нас к выражениям, аналогичным (7.6а) и (7.6б):

$$\hat{S}_1 = U_1^2 Y_{11} + \hat{U}_1 \dot{U}_2 Y_{12}, \quad (7.36)$$

$$\hat{S}_2 = U_2^2 Y_{22} - \hat{U}_2 \dot{U}_1 Y_{21}. \quad (7.37)$$

Произведя замену сопряженных комплексов на прямые и наоборот и выделив вещественные и мнимые составляющие комплексов полной мощности \dot{S}_1 и \dot{S}_2 , с учетом того, что $\dot{U}_2 = U_2$ и $\dot{U}_1 = U_1 e^{j\delta_{12}}$, получим следующие общие выражения угловых характеристик:

$$P_1 = U_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \quad (7.38)$$

$$Q_1 = U_1^2 Y_{11} \cos \alpha_{11} - U_1 U_2 Y_{12} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}), \quad (7.39)$$

$$P_2 = U_2^2 Y_{22} \sin \alpha_{22} - U_1 U_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}), \quad (7.40)$$

$$Q_2 = U_2^2 Y_{22} \cos \alpha_{22} - U_1 U_2 Y_{12} \cos(\delta_{12} + \alpha_{12}). \quad (7.41)$$

Еще раз подчеркнем, что знаки в правых частях (7.40) и (7.41) в отличие от выражений (7.24а) и (7.25а) для единичной линии соответствуют направлению потока мощности \dot{S}_2 к узлу (см. рис. 7.2). В выражениях (7.38)–(7.41)

$$\alpha_{11} = 90^\circ - \psi_{11} = \arctg(r_{11}/x_{11}), \quad (7.42)$$

$$\alpha_{22} = 90^\circ - \psi_{22} = \arctg(r_{22}/x_{22}), \quad (7.43)$$

$$\alpha_{12} = 90^\circ - \psi_{12} = \arctg(r_{12}/x_{12}), \quad (7.44)$$

где ψ_{11} , ψ_{22} , ψ_{12} — аргументы векторов \underline{Z}_{11} , \underline{Z}_{22} и \underline{Z}_{12} соответственно.

В качестве иллюстрации применения формул (7.38)–(7.41) и с целью показать некоторые специфические отличия угловых характеристик мощности от рассмотренных ранее применительно к единичной линии рассмотрим наиболее простой случай связи двух электростанций (см. рис. 7.1, б) с единственной подстанцией (например, ПС1) по линиям ЭС1–ПС1 и ЭС2–ПС1. Для упрощения выкладок предположим, что эти линии представлены только индуктивными сопротивлениями (x_1 , x_2), а расчетной нагрузке ПС1 соответствует комплексное сопротивление $Z_H = r_H + jx_H$. При этом схема замещения сети имеет вид, показанный на рис. 7.6, в. Для такой схемы в соответствии с выражениями (7.33)–(7.35) собственные и взаимное сопротивления определяются следующим образом:

$$Z_{11} = jx_1 + \frac{jx_2(r_H + jx_H)}{jx_2 + r_H + jx_H} = r_{11} + jx_{11}, \quad (7.33a)$$

$$Z_{22} = jx_2 + \frac{jx_1(r_H + jx_H)}{jx_1 + r_H + jx_H} = r_{22} + jx_{22}, \quad (7.34a)$$

$$Z_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 \cdot jx_2}{r_H + jx_H} = r_{12} + jx_{12}, \quad (7.35a)$$

где

$$r_{11} = r_H x_2^2 / c_1, \quad x_{11} = x_1 + x_2(c_3 + x_2 x_H) / c_1,$$

$$r_{22} = r_H x_1^2 / c_2, \quad x_{22} = x_2 + x_1(c_3 + x_1 x_H) / c_2,$$

$$r_{12} = -r_H x_1 x_2 / c_3, \quad x_{12} = x_1 + x_2 + x_1 x_2 x_H / c_3,$$

причем

$$c_1 = r_H^2 + (x_2 + x_H)^2,$$

$$c_2 = r_H^2 + (x_1 + x_H)^2,$$

$$c_3 = r_H^2 + x_H^2 = Z_H^2.$$

Обратим внимание на то, что вещественные и мнимые компоненты собственных сопротивлений положительны, т.е. векторы Z_{11} и Z_{22} расположены в первом квадранте комплексной плоскости и их аргументы (ψ_{11} , ψ_{22}) меньше 90° . При этом из (7.42) и (7.43) следует, что $\alpha_{11} > 0$ и $\alpha_{22} > 0$ и, следовательно, постоянные составляющие угловых характеристик (7.38)–(7.41), т.е. P_{11} , Q_{11} , P_{22} , Q_{22} , также положительны.

Что же касается взаимного сопротивления, то в отличие от единичной линии вещественная часть комплекса Z_{12} оказывается отрицательной, хотя мнимая часть положительна. Это означает, что вектор

Z_{12} имеет аргумент $\psi_{12} > 90^\circ$ и расположен во втором квадранте комплексной плоскости (рис. 7.7). При этом в соответствии с (7.44) $\alpha_{12} < 0$. Таким образом, согласно выражениям (7.38) и (7.40), максимальное значение P_1 имеет место при угле $\delta_{12(1)}^{(1)} < 90^\circ$, а максимальное значение мощности P_2 — при угле $\delta_{12(2)}^{(2)} > 90^\circ$ (ср. с рис. 7.5). Аналогичный сдвиг имеют и угловые характеристики реактивной мощности.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для узла 3

$$P_H = P_{1(0)} + P_{2(0)} = P_{11} + P_{22} + P_{12\max} [\sin(\delta_{12(0)} - \alpha_{12}) - \sin(\delta_{12(0)} + \alpha_{12})] = P_{11} + P_{22} - 2P_{12\max} \sin \alpha_{12} \cos \delta_{12(0)}, \quad (7.45)$$

где индексом 0 отмечены величины мощностей и угла δ_{12} для исходного режима, причем

$$P_H = U_{3(0)}^2 / r_H, \quad (7.46)$$

где $U_{3(0)}$ — начальное приближение модуля напряжения в узле 3, P_H — заданное значение активной нагрузки.

Решая уравнение (7.45) относительно угла $\delta_{12(0)}$, получаем возможность по формулам (7.38)–(7.41) определить значения $P_{1(0)}$, $Q_{1(0)}$, $P_{2(0)}$, $Q_{2(0)}$ для этого режима, которые должны рассматриваться как исходные приближения к истинным значениям этих режимных параметров. Не следует забывать, что все полученные выше формулы угловых характеристик мощности соответствуют идеализированному представлению реальной сети как линейной электрической цепи, где сопротивления r_H и x_H определены по некоторым заранее нам не известным и задаваемым предположительно значениям напряжений (например, $U_{3(0)}$ для схемы рис. 7.6, в). Таким образом, выполненный расчет значений $P_{1(0)}$, $Q_{1(0)}$, $P_{2(0)}$, $Q_{2(0)}$ является в общем случае лишь первым шагом итерационного процесса, которого может оказаться достаточно, если исходные приближения напряжений нагрузочных узлов были заданы близкими к их истинным значениям. В противном случае в рассматриваемой схеме необходимо уточнить U_3 по нему и заданным значениям P_H и Q_H вновь

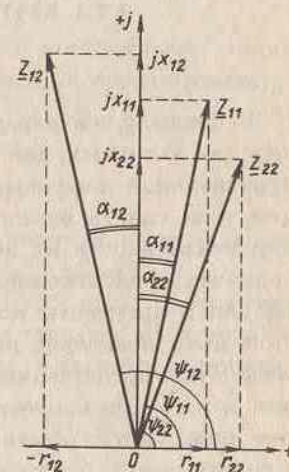


Рис. 7.7. Соотношения модулей и аргументов комплексных собственных и взаимных сопротивлений для Т-образной схемы замещения сети

рассчитать l_n и x_n , затем собственные и взаимные проводимости, по (7.45) вычислить $\delta_{12(1)}$ и, подставив его в (7.38)–(7.41), получить $P_{1(1)}$, $Q_{1(1)}$, $P_{2(1)}$, $Q_{2(1)}$ и решить вопрос о необходимости дальнейшего уточнения, т.е. продолжения итерационного процесса, и т.д.

Отсюда следует вывод, что уравнения угловых характеристик мощности целесообразно использовать в первую очередь для получения качественного представления об изменении режимных параметров на "входах" сложной сети с двумя источниками питания. Если же нас интересуют не только эти параметры, а и распределение мощностей в ветвях и напряжения в узловых точках такой сети, то в этом случае в силу объективной нелинейности схемы замещения реальной сети, где нагрузочные узлы характеризуются зависимостью потребляемой активной и реактивной мощности от напряжения в данном узле, следует ориентироваться на использование общих итерационных методов решения систем нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима сети, которые будут подробно рассмотрены в гл. 8. Мы же перейдем к ознакомлению с еще одним полезным инструментом анализа изменения режимных параметров сети с двумя источниками питания, каким являются "круговые диаграммы" мощности.

§ 7.3. КРУГОВЫЕ ДИАГРАММЫ МОЩНОСТИ

Общие положения

В предыдущем параграфе мы познакомились с характером изменения как активных, так и реактивных мощностей, поступающих в сеть произвольной конфигурации от двух источников питания, при вариации угла сдвига векторов напряжений на шинах этих источников и при неизменности их модулей. В ряде случаев оказывается полезным получить представление и о том, как при тех же условиях меняются модули и аргументы комплексных полных мощностей \dot{S}_1 и \dot{S}_2 . Достичь этой цели позволяет построение так называемых *круговых диаграмм мощности*, представляющих собой геометрические места концов векторов \dot{S}_1 и \dot{S}_2 при изменении угла δ_{12} от нуля до 360° . Этим инструментом пользуются обычно при анализе режимов электропередач без промежуточных отборов мощности с устройствами компенсации реактивных параметров или в простейшем случае без них (см. рис. 7.1, а и 7.1, б). При этом прибегают к записи выражений полных мощностей через параметры эквивалентного четырехполюсника (7.12) и (7.13), хотя в принципе, как это ясно из предыдущего параграфа, могут быть использованы и другие формы записи, т.е. (7.126), (7.136) и (7.12в),

(7.13в). Понятно, что выбор той или иной формы записи диктуется конкретным объектом, т.е. видом схемы сети между источниками.

Проиллюстрируем построение круговых диаграмм на примере электропередачи, представленной эквивалентным четырехполюсником. Для этого вернемся вновь к рассмотрению выражений (7.12а) и (7.13а), которые при условии выбора одинакового положительного направления мощностей S_1 и S_2 , т.е. при изменении знаков в правой части (7.13а) на противоположные, могут быть представлены в следующем компактном виде:

$$\dot{S}_1 = \dot{\gamma}_1 - \rho e^{j(\delta_{12} + \psi_B)}, \quad (7.47)$$

$$\dot{S}_2 = -\dot{\gamma}_2 + \rho e^{j(-\delta_{12} + \psi_B)}, \quad (7.48)$$

где

$$\dot{\gamma}_1 = (U_1^2 D_3 / B_3) e^{j(\psi_B - \psi_D)}, \quad (7.49)$$

$$\dot{\gamma}_2 = (U_2^2 A_3 / B_3) e^{j(\psi_B - \psi_A)}, \quad (7.50)$$

$$\rho = U_1 U_2 / B_3. \quad (7.51)$$

Выражения (7.47) и (7.48) представляют собой уравнения окружностей одинакового радиуса ρ , которые описывают концы векторов \dot{S}_1 и \dot{S}_2 на комплексной плоскости. Центры этих окружностей определяются положением концов векторов $\dot{\gamma}_1$ и $-\dot{\gamma}_2$.

Если сопоставить выражения (7.49), (7.50) с постоянными составляющими функций (7.14)–(7.17) и их сокращенными обозначениями в (7.14а)–(7.17а), то мы приходим к выводу, что

$$\dot{\gamma}_1 = P_{11} + jQ_{11} = \dot{S}_{11}, \quad (7.49a)$$

$$\dot{\gamma}_2 = P_{22} + jQ_{22} = \dot{S}_{22}. \quad (7.50a)$$

В свою очередь, ρ есть не что иное, как амплитуда гармонических составляющих угловых характеристик мощности (7.14)–(7.17).

Вторые слагаемые в правых частях (7.47) и (7.48) могут быть интерпретированы как векторы \dot{S}_{12} и \dot{S}_{21} , положение которых на комплексной плоскости определяется значением угла δ_{12} , а модули одинаковы, причем при $\delta_{12} = 0$ имеем

$$\dot{S}_{12(0)} = \dot{S}_{21(0)} = \rho e^{j\psi_B}. \quad (7.52)$$

С учетом введенных обозначений выражения (7.47) и (7.48) приобретают вид, в наибольшей степени отражающий их физический смысл:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{11} - \dot{S}_{12(0)} e^{j\delta_{12}}, \quad (7.47a)$$

$$\dot{S}_2 = -\dot{S}_{22} + \dot{S}_{21(0)} e^{-j\delta_{12}}. \quad (7.48b)$$

[illegible]

— определение положений осей отсчета угла δ_{12} , т.е. направлений векторов $\dot{S}_{12(0)}$ и $\dot{S}_{21(0)}$, имеющих одинаковый аргумент ψ_B .

На этом формально построение круговых диаграмм мощности заканчивается и можно приступить к их использованию для анализа соотношений мощностей по концам электропередачи в различных режимах ее работы. Предположим, что годовой график нагрузки электропередачи без промежуточных отборов мощнос-

* Показанные на рис. 7.8 круговые диаграммы в точности соответствуют угловым характеристикам, изображенным на рис. 7.3, т.е. отвечают представлению линии электропередачи симметричным четырехполюсником с одинаковыми напряжениями по концам. При этом $|\dot{\gamma}_1| = |\dot{\gamma}_2|$ и $\psi_A = \psi_D$, что представляет собой частный случай. В более общем случае (несимметричный четырехполюсник, $U_1 \neq U_2$) центры круговых диаграмм, естественно, не лежат на одной прямой, проходящей через начало координат, и не равноудалены от него.

Повторяя эти операции применительно к диаграмме для конца линии с той лишь разницей, что угол $\delta_{12(k)}$ откладывается в противоположном направлении (по часовой стрелке), получим точку K_2 , характеризующую, согласно (7.47а), положение конца вектора $S_{2(k)}$ и соответствующие значения $P_{2(k)}$ и $Q_{2(k)}$.

$$\varphi_1(k) = \operatorname{arctg} (Q_{1(k)} / P_{1(k)}) \text{ и } \varphi_2(k) = \operatorname{arctg} (Q_{2(k)} / P_{2(k)}).$$

Круговые диаграммы, так же как и угловые характеристики мощности, позволяют легко определить максимальные значения передаваемых по линии мощностей и соответствующие им углы $\delta_{12(\max)}^{(1)}$ и $\delta_{12(\max)}^{(2)}$.

Теперь, когда мы познакомились с методикой построения круговых диаграмм мощности, закономерно возникает вопрос: какими факторами определяются их размеры и положение на комплексной плоскости? Формальный ответ на этот вопрос очень прост — положением векторов \dot{U}_1 , \dot{U}_2 и величиной радиуса ρ , которые, в свою очередь, являются функциями модулей напряжений \hat{U}_1 и \hat{U}_2 и параметров эквивалентного четырехполюсника \underline{A} , \underline{B} и \underline{D} . Последние в общем случае зависят от параметров участков электропередачи и тех дополнительных устройств (шунтирующих реакторов, УПК), которые входят в рассматриваемую схему (см. рис. 7.1, а, б). Конкретизировать этот ответ можно лишь в том случае, если установлены взаимосвязи и взаимозависимости между указанными параметрами, что выходит за рамки нашего рассмотрения и является предметом специальной дисциплины, изучающей вопросы передачи электроэнергии на большие расстояния по линиям сверхвысокого напряжения. Мы же ограничимся рассмотрением простейшего частного случая — единичной линии без дополнительных устройств, — преследуя цель получить в дальнейшем ответ на поставленный вопрос и проанализировать влияние различных факторов.

Круговые диаграммы единичной линии

Итак, если между шинами двух источников питания включена единичная линия электропередачи, то в выражениях (7.49)–(7.51) должны фигурировать коэффициенты замещающего ее симметричного четырехполюсника $\underline{A} = \underline{D}$ и \underline{B} , которые, как мы знаем, определяются только погонными параметрами линии и ее длиной. Поэтому целесообразно записать выражения для \dot{S}_1 и \dot{S}_2 таким образом, чтобы выделить влияющие параметры. Использование для этой цели второй математической модели линии, т.е. ее представления П-образной схемой замещения с параметрами \underline{Z}_π и \underline{Y}_π , оправдано в том случае, если можно пренебречь распределенностью параметров по длине линии, приняв поправочные коэффициенты \underline{K}_Z и \underline{K}_Y равными единице и определив параметры схемы замещения как $\underline{Z}_\pi \approx (r_0 + jx_0)L$ и $\underline{Y}_\pi \approx (g_0 + jb_0)L$. Однако, как было установлено в § 4.2, такое допущение приемлемо лишь для линий сравнительно небольшой длины, которая для ВЛ не превышает 300 км.

В более общем случае, т.е. при больших протяженностях электропередачи, целесообразно записать выражения для \dot{S}_1 и \dot{S}_2 через волновые параметры и длину линии. Воспользуемся для этой цели полученными ранее соотношениями (4.20) и (4.21) между ними и параметрами четы-

рехполюсника. Введем также коэффициент, выражающий отношение модулей напряжений по концам линии

$$k_U = U_1/U_2 \quad (7.53)$$

и называемый *перепадом напряжений*. При этом выражения (7.12), (7.13) для мощностей \dot{S}_1 и \dot{S}_2 с учетом изменения знаков в правой части (7.13) примут вид

$$\dot{S}_1 = U_1^2 \frac{(\operatorname{ch} \gamma L)^\wedge}{\hat{Z}_B(\operatorname{sh} \gamma L)^\wedge} - \frac{\hat{U}_1 \hat{U}_2}{\hat{Z}_B(\operatorname{sh} \gamma L)^\wedge}, \quad (7.54)$$

$$\dot{S}_2 = -U_2^2 \frac{(\operatorname{ch} \gamma L)^\wedge}{\hat{Z}_B(\operatorname{sh} \gamma L)^\wedge} + \frac{\hat{U}_1 \hat{U}_2}{\hat{Z}_B(\operatorname{sh} \gamma L)^\wedge} \quad (7.55)$$

Полагая, как и ранее, $\hat{U}_2 = U_2$ и $\hat{U}_1 = U_1 e^{j\delta_{12}} = k_U U_2 e^{j\delta_{12}}$, из (7.54) и (7.55) получим

$$\dot{S}_1 = \frac{U_2^2}{\hat{Z}_B} \left[k_U^2 (\operatorname{cth} \gamma L)^\wedge - \frac{k_U}{(\operatorname{sh} \gamma L)} e^{j\delta_{12}} \right], \quad (7.54a)$$

$$\dot{S}_2 = \frac{U_2^2}{\hat{Z}_B} \left[-(\operatorname{cth} \gamma L)^\wedge + \frac{k_U}{(\operatorname{sh} \gamma L)} e^{-j\delta_{12}} \right]. \quad (7.55a)$$

Для линий электропередачи с $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ, для которых справедливы соотношения (7.18), пренебрежение активным сопротивлением и проводимостью вполне оправдано для выполнения качественного анализа их режимных свойств. Для линии без потерь активной мощности, как уже говорилось в § 4.1, волновое сопротивление является вещественным числом ($\underline{Z}_B = Z_B$), постоянная распространения — чисто мнимой величиной ($\gamma = j\beta$), $(\operatorname{sh} \gamma L)^\wedge = -j \sin \beta L$, $(\operatorname{cth} \gamma L)^\wedge = j \operatorname{ctg} \beta L$. При этом (7.54a), (7.55a) преобразуются к виду

$$\dot{S}_1 = \frac{U_2^2}{Z_B} \left[j k_U^2 \operatorname{ctg} \beta L - \frac{k_U}{\sin \beta L} e^{j\delta_{12}} \right], \quad (7.54б)$$

$$\dot{S}_2 = \frac{U_2^2}{Z_B} \left[-j \operatorname{ctg} \beta L + j \frac{k_U}{\sin \beta L} e^{-j\delta_{12}} \right]. \quad (7.55б)$$

Отношение U_2^2/Z_B есть не что иное, как натуральная мощность линии ($P_{\text{нат}}$), что позволяет просто привести выражения (7.54б) и (7.55б) к безразмерному виду:

$$\dot{S}_{*1} = \dot{S}_1 / P_{\text{нат}} = j k_U^2 \operatorname{ctg} \beta L - j (k_U / \sin \beta L) e^{j \delta_{12}}, \quad (7.54\text{в})$$

$$\dot{S}_{*2} = \dot{S}_2 / P_{\text{нат}} = -j \operatorname{ctg} \beta L + j (k_U / \sin \beta L) e^{-j \delta_{12}}. \quad (7.55\text{в})$$

В дальнейшем будем использовать запись этих выражений в более компактной форме, соответствующей (7.47а) и (7.48а), где

$$\dot{S}_{*11} = j k_U^2 \operatorname{ctg} \beta L = j \gamma_{*1} = j Q_{*11}, \quad (7.56)$$

$$\dot{S}_{*22} = j \operatorname{ctg} \beta L = j \gamma_{*2} = j Q_{*22}, \quad (7.57)$$

$$\dot{S}_{*12(0)} = j k_U / \sin \beta L = j \rho_*. \quad (7.58)$$

Анализ этих выражений показывает, что в случае идеализированной линии без потерь активной мощности:

— центры круговых диаграмм располагаются на мнимой оси комплексной плоскости по обе стороны от начала координат на расстояниях γ_1 и γ_2 , которые отличаются друг от друга на величину, определяющуюся квадратом перепада напряжений по концам линии;

— оси отсчета угла δ_{12} для диаграмм начала и конца линии совпадают с мнимой осью комплексной плоскости;

— при отсутствии перепада напряжений ($k_U = 1$) $\gamma_{*1} = \gamma_{*2} = \gamma_*$ и

круговые диаграммы начала и конца линии расположены симметрично относительно горизонтальной оси комплексной плоскости, т.е. при любых δ_{12} реактивные мощности Q_1 и Q_2 равны и противоположны по знаку ($Q_1 = -Q_2$).

К этим же выводам мы могли бы прийти, анализируя аргументы коэффициентов четырехполюсника для линии без потерь. Нетрудно убедиться, что в этом случае $\psi_A = \psi_D = 0$, $\psi_B = 90^\circ$ и $\psi_B - \psi_A = \psi_B - \psi_D = 90^\circ$, что и определяет угловое перемещение центров диаграмм O_1 и O_2 на мнимую ось и совпадение с ней осей отсчета угла δ_{12} по сравнению с реальной линией (рис. 7.8).

На рис. 7.9 в качестве примера показаны круговые диаграммы для идеализированной линии, работающей без перепада напряжений ($k_U = 1$), построенные в соответствии с выражениями (7.54в) и (7.55в), т.е. для относительных значений параметров режима. Переход к безразмерным соотношениям позволяет абстрагироваться от конкретного класса напряжения электропередачи и конкретных значений волнового сопротивления, поэтому анализ круговых диаграмм рис. 7.9 дает возможность получить выводы, справедливые для линий любого номинального напряжения. Поэтому такие диаграммы можно назвать *обобщенными*.

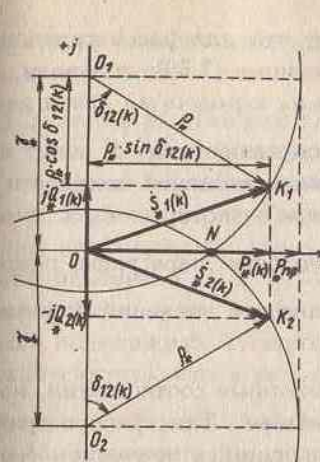


Рис. 7.9. Обобщенные круговые диаграммы мощности для идеализированной линии ($r_{\text{л}} = 0$, $g_{\text{л}} = 0$) с одинаковыми напряжениями по концам ($k_U = 1$)

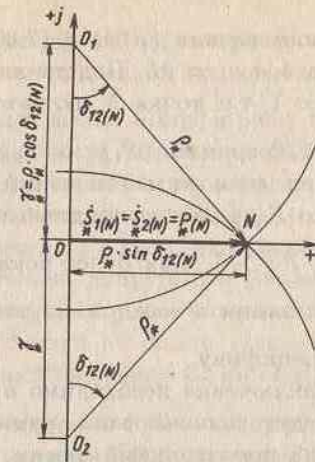


Рис. 7.10. Фрагмент обобщенных круговых диаграмм для идеализированной линии с одинаковыми напряжениями по концам с выделением режима передачи натуральной мощности

Однако, прежде чем приступить к анализу, нам необходимо получить четкое представление о масштабе относительных значений мощностей, т.е. выяснить, какому отрезку на осях соответствует мощность, принимаемая за единицу. Ориентиром здесь могут служить точки пересечения окружностей с вещественной осью комплексной плоскости. Рассмотрим одну из этих точек, лежащую на положительной вещественной полуоси и обозначенную N (рис. 7.10). Эта точка соответствует режиму передачи по линии активной мощности $P_1 = P_2 = P_{(N)}$ при $Q_1 = Q_2 = 0$ и при некотором значении угла сдвига векторов напряжений по концам линии $\delta_{12(N)}$. Из рассмотрения треугольника $O - O_1 - N$ вытекает, что при $k_U = 1$

$$P_{*(N)} = \rho_* \sin \delta_{12(N)} = \sin \delta_{12(N)} / \sin \beta L \quad (7.59)$$

и

$$\gamma_* = \rho_* \cos \delta_{12(N)} = \cos \delta_{12(N)} / \sin \beta L. \quad (7.60)$$

С другой стороны,

$$\gamma_* = \operatorname{ctg} \beta L = \cos \beta L / \sin \beta L. \quad (7.60\text{а})$$

Из сопоставления (7.60) и (7.60а) следует, что для рассматриваемого режима $\delta_{12(N)} = \beta L$. Подставляя это значение в (7.59), получаем, что $P_{*(N)} = 1$, т.е. точка N соответствует *режиму передачи по линии натуральной мощности* ($P_{(N)} = P_{\text{нат}}$). Таким образом, точка N делит весь диапазон возможных значений передаваемой активной мощности от нуля до $P_{*\text{пр}}$ на два поддиапазона, в первом из которых $P_* < 1$, а во втором $P_* > 1$. Как будет показано в следующем параграфе, режимы работы линии в каждом из этих поддиапазонов значений P_* имеют свою специфику.

В заключение необходимо привести некоторые соотношения, которые будут использованы нами в дальнейшем. Так, распространяя (7.59) на произвольный режим, характеризующийся значением $\delta_{12(k)}$, получим, что для линии без потерь передаваемая в таком режиме активная мощность составляет

$$P_{*(k)} = \rho_* \sin \delta_{12(k)}. \quad (7.59a)$$

Предел передаваемой мощности наступает при $\delta_{12(\text{max})} = 90^\circ$ и соответствующая предельная мощность

$$P_{*\text{пр}} = \rho_* = 1/\sin \beta L. \quad (7.61)$$

Из рассмотрения рис. 7.9 следует, что в режиме передачи по линии активной мощности $P_{*(k)}$ реактивные мощности по концам составляют

$$Q_{*1(k)} = -Q_{*2(k)} = \gamma_* - \rho_* \cos \delta_{12(k)}. \quad (7.62)$$

Так как $\gamma_* = \text{ctg } \beta L = \cos \beta L / \sin \beta L$, а $\rho = 1/\sin \beta L$, то при $L \leq 1500$ км $\gamma_* \leq \rho_*$. Поэтому в диапазоне значений $\delta_{12(k)}$ от нуля до $\delta_{12(N)}$ $Q_{*1(k)} < 0$, а $Q_{*2(k)} > 0$. Переход через точку N , т.е. в область значений $\delta_{12(k)}$ от $\delta_{12(N)}$ до $\delta_{12(\text{max})}$, связан с изменением знаков реактивных мощностей на противоположные, т.е. в этом диапазоне углов $Q_{*1(k)} > 0$, а $Q_{*2(k)} < 0$. Физической интерпретации этого явления будет посвящен отдельный раздел следующего параграфа.

Влияние перепада напряжений и изменения длины линии

Из рассмотрения выражений (7.54в) и (7.55в) для относительных значений мощностей \dot{S}_{*1} и \dot{S}_{*2} следует, что положение на комплексной плоскости и размеры обобщенных круговых диаграмм идеализирован-

ной линии определяются двумя безразмерными параметрами: перепадом напряжений по концам линии (k_U) и аргументом тригонометрических функций βL . Так как для воздушных линий коэффициент изменения фазы β является практически неизменной величиной (см. § 4.2), то изменение этого аргумента является следствием изменения длины линии. В свою очередь, величина перепада напряжений для реальных линий незначительно отличается от единицы в силу наличия ограничений изменения U_1 и U_2 сверху длительно допустимым рабочим напряжением, а снизу — условиями регулирования напряжения на конечных подстанциях электропередачи. Исходя из опыта эксплуатации, можно считать, что в реальных условиях значения k_U не выходят за пределы диапазона 0,8—1,2. Отсюда следует, что *доминирующим фактором*, влияющим на положение и размеры обобщенных круговых диаграмм, является *протяженность электропередачи*.

Формально положение и размеры обобщенных круговых диаграмм определяются величинами $\gamma_{*1} = \varphi_1(k_U, \beta L)$, $\gamma_{*2} = \varphi_2(\beta L)$ и $\rho_* = \varphi_3(k_U, \beta L)$. На рис. 7.11 показаны зависимости этих параметров от длины линии при трех значениях k_U , одно из которых равно единице, а два других соответствуют границам указанного выше диапазона, причем индексом "штрих" отмечены параметры, определенные при $k_U = 1,2$, индексом "два штриха" — при $k_U = 1,0$, индексом "три штриха" — при $k_U = 0,8$. Анализ этих зависимостей показывает, что при отсутствии перепада напряжений при любых длинах $L \leq 1500$ км $\gamma_{*1}'' = \gamma_{*2}'' < \rho_*''$.

Иначе обстоит дело при $k_U \neq 1$. Так, при $k_U > 1$ координата центра круговой диаграммы для мощности \dot{S}_{*2} всегда меньше радиуса ($\gamma_{*2} < \rho_*$), а зависимости от координаты центра круговой диаграммы для начала линии γ_{*1}' и радиуса ρ_* имеют точку пересечения, причем при больших длинах $\gamma_{*1}' < \rho_*$, а при малых, наоборот, $\gamma_{*1}' > \rho_*$. С уменьшением k_U до единицы ρ_* стремится к ρ_*'' , а γ_{*1}' к $\gamma_{*1}'' = \gamma_{*2}''$, и точка пересечения указанных зависимостей смещается влево.

При $k_U < 1$ наблюдается аналогичная картина с той лишь разницей, что точку пересечения имеют зависимости радиуса ρ_*''' и координаты центра круговой диаграммы для конца линии, причем при больших длинах $\gamma_{*2} < \rho_*'''$, а

при малых $\gamma_{*2} > \rho_{*}''$. Что же касается соотношения γ_{*1}''' и ρ_{*}''' , то во всем диапазоне длин $\gamma_{*1}''' < \rho_{*}'''$.

Как мы уже убедились, в том случае, когда $\gamma_{*} < \rho_{*}$, круговые диаграммы имеют пересечение с горизонтальной осью комплексной плоскости. Это, в свою очередь, означает, что при некотором значении передаваемой активной мощности (при $k_U = 1$ это натуральная мощность) происходит изменение знака потока реактивной мощности на противоположный. В случае же, если $\gamma_{*} > \rho_{*}$, соответствующая круговая диаграмма целиком размещается в одной из двух полуплоскостей — выше или ниже горизонтальной оси. При этом, очевидно, соответствующая реактивная мощность (Q_{*1} или Q_{*2}) при изменении активной мощности от нуля до предельного значения имеет одно и то же направление.

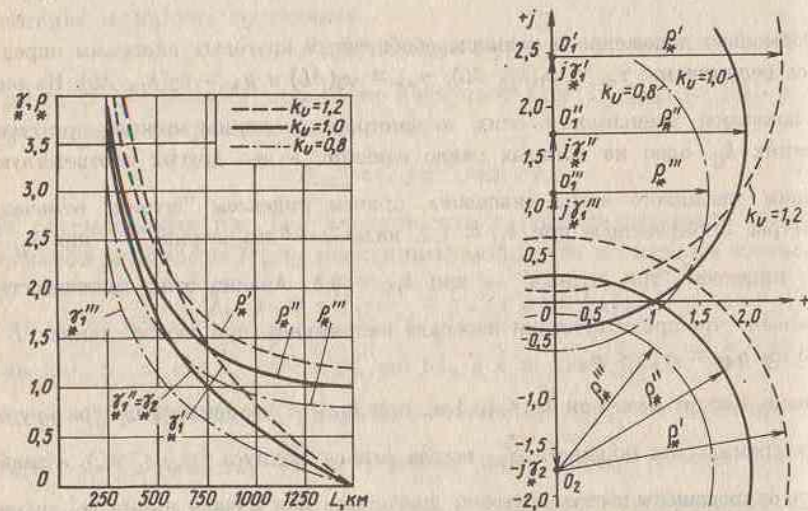


Рис. 7.11. Зависимости относительных значений γ_1 , γ_2 и ρ от длины идеализированной линии при различных перепадах напряжения.

В качестве конкретного примера на рис. 7.12 показаны обобщенные круговые диаграммы мощности для идеализированной линии длиной 500 км, построенные при тех же значениях k_U , что и зависимости на рис. 7.11. Так как при такой длине и при $k_U = 1,2$ $\gamma_{*1}' > \rho_{*}'$, то соответствующая

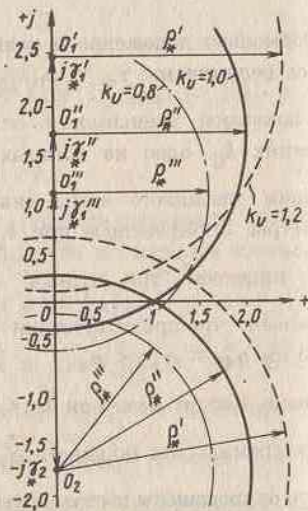


Рис. 7.12. Обобщенные круговые диаграммы идеализированной линии длиной 500 км при различных перепадах напряжений

круговая диаграмма для начала линии целиком располагается в верхней полуплоскости и при любом значении передаваемой активной мощности $Q_{*1}' > 0$. Точно так же, поскольку при $L = 500$ км и $k_U = 0,8$ $\gamma_{*2}' > \rho_{*}'''$, в этом случае круговая диаграмма для конца линии целиком размещается в нижней полуплоскости и при любых значениях P_{*} реактивная мощность в конце линии отрицательна, т.е. направлена противоположно потоку активной мощности. К каким последствиям приводит такое положение, мы рассмотрим несколько позднее.

Увеличение длины линии, как это можно видеть из рис. 7.11, приводит к весьма существенному уменьшению координат центров круговых диаграмм и их радиуса при любых значениях k_U , т.е. точки O_1 и O_2 сближаются и при $L = 1500$ км совмещаются в начале координат. Таким образом, при этой длине круговые диаграммы для начала и конца линии сливаются в одну окружность, которая имеет минимальный радиус.

В качестве примера на рис. 7.13 показаны обобщенные круговые диаграммы для линий протяженностью 500, 1000 и 1500 км, работающих без перепада напряжений по концам ($k_U = 1$). При таком значении k_U и длине 1500 км радиус совмещенной круговой диаграммы начала и конца линии равен единице, т.е. диапазон передаваемых активных мощностей ограничен сверху значением натуральной мощности. При этом конец вектора \dot{S}_{*1} при изменении δ_{12} от нуля до 90° перемещается в пределах четверти окружности, находящейся в четвертом квадранте комплексной плоскости, т.е. реактивная мощность в начале линии при значениях P_{*} от нуля до 1 отрицательна.

В то же время конец вектора \dot{S}_{*2} с увеличением δ_{12} скользит по четверти окружности, расположенной в первом квадранте комплексной плоскости, и при этом реактивная мощность в конце линии все время остается положительной, т.е. по направлению совпадает с

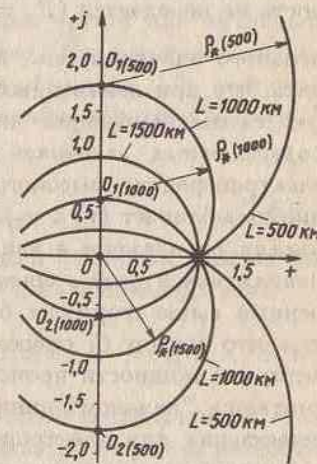


Рис. 7.13. Обобщенные круговые диаграммы идеализированной линии, работающей без перепада напряжений по концам ($k_U = 1$), при протяженностях линии 500, 1000 и 1500 км

потоком активной мощности. Анализу всех этих особенностей изменения режимных параметров и будет посвящен следующий параграф.

§ 7.4. РЕЖИМНЫЕ СВОЙСТВА ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ВЫТЕКАЮЩИЕ ИЗ АНАЛИЗА УГЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК И КРУГОВЫХ ДИАГРАММ МОЩНОСТИ

Соотношения активных мощностей

Из рассмотрения угловых характеристик и круговых диаграмм мощности для единичной линии электропередачи (см. рис. 7.5, 7.8) видно, что рост активной мощности, передаваемой от начала в конец линии, сопровождается увеличением положительных значений угла сдвига векторов напряжений по концам линии (δ_{12}). В идеализированной линии без потерь активной мощности при $\delta_{12} = 0$ активная мощность не передается ($P_* = 0$), а при $\delta_{12(\max)} = 90^\circ$ она достигает предельного значения (см., например, рис. 7.13). Это позволяет утверждать, что при неизменных напряжениях U_1 и U_2 и заданных параметрах схемы замещения линии *передача активной мощности всецело определяется величиной угла δ_{12}* . В реальных воздушных линиях электропередачи высокого напряжения, где индуктивное сопротивление преобладает ($x_L \ll r_L$), *передача активной мощности между двумя узлами происходит в направлении от узла с опережающим вектором напряжения к узлу с отстающим вектором напряжения*. Все рассмотренные выше формулы были получены исходя из предположения о том, что вектор \vec{U}_1 опережает по фазе вектор \vec{U}_2 . При этом передача активной мощности происходит от узла 1 к узлу 2, поэтому-то узел 1 считается "началом" линии, а узел 2 — ее "концом". Такая ситуация естественна для электропередач с однонаправленным потоком активной мощности, например, от мощной электростанции в приемную систему (см. рис. 7.1, а). В случае же реверсивной межсистемной связи понятие "начала" и "конца" линии теряет свою определенность, поэтому в таком более общем случае приходится оперировать лишь номерами соответствующих узлов либо жестко фиксировать произвольно выбранное положительное направление потока активной мощности (например, от узла 1 к узлу 2) и считать поток противоположного направления (от узла 2 к узлу 1) отрицательным. При этом на угловых характеристиках и круговых диаграммах рабочая область будет находиться в зоне отрицательных углов δ_{12} , что соответствует отставанию по фазе вектора \vec{U}_1 от вектора \vec{U}_2 .

Изменение соотношения между модулями напряжений по концам электропередачи, т.е. изменение k_U в рассмотренных выше реальных пределах не оказывает влияния на направление потока активной мощности. Как ясно из рассмотрения рис. 7.12, вариация k_U приводит к изменению положения координаты центра круговой диаграммы для мощности \dot{S}_{*1} и к синхронному изменению радиуса обеих диаграмм.

При одном и том же угле $\delta_{12(k)}$ рост k_U приводит лишь к увеличению передаваемой в данном режиме активной мощности [см. выражения (7.58) и (7.59a)]. Таким образом, в реальных линиях электропередачи с преобладанием индуктивного сопротивления *активная мощность может передаваться при любом соотношении между модулями напряжений по концам*: при $U_1 = U_2$, при $U_1 > U_2$ и при $U_1 < U_2$. Это второй важный вывод, касающийся передачи активной мощности.

Теперь перейдем к оценке количественных соотношений величин активной мощности в начале и в конце линии для реальной, а не идеализированной линии, обладающей в общем случае как активным сопротивлением, так и активной проводимостью. При некотором значении угла $\delta_{12(k)}$, принадлежащем рабочей зоне (см. рис. 7.5), разность между $P_{1(k)}$ и $P_{2(k)}$ представляет собой суммарные потери активной мощности в линии:

$$\Delta P_{\Sigma(k)} = P_{1(k)} - P_{2(k)}. \quad (7.63)$$

Используя выражения (7.22a) и (7.24a) для активных мощностей начала и конца линии, конкретизируем (7.63) следующим образом:

$$\Delta P_{\Sigma(k)} = P_{11} + P_{22} + P_{12,\max} [\sin(\delta_{12(k)} - \alpha_{B3}) - \sin(\delta_{12(k)} + \alpha_{B3})], \quad (7.63a)$$

где $P_{12,\max} = U_1 U_2 Y_{B3}$ — амплитуда гармонической составляющей P_1 и P_2 . Раскрывая выражение в квадратных скобках по формуле разности синусов, получим

$$\Delta P_{\Sigma(k)} = P_{11} + P_{22} + P_{12,\max} (-2 \sin \alpha_{B3} \cos \delta_{12(k)}). \quad (7.63б)$$

Подставляя теперь в (7.63б) выражения P_{11} , P_{22} и $P_{12,\max}$, будем иметь

$$\Delta P_{\Sigma(k)} = (U_1^2 + U_2^2) Y_{C06} \sin \alpha_{C06} - 2 U_1 U_2 Y_{B3} \sin \alpha_{B3} \cos \delta_{12(k)}. \quad (7.63в)$$

Из рис. 7.4 следует, что

$$Y_{C06} \sin \alpha_{C06} = y_T + g_L/2, \quad (7.64)$$

$$Y_{B3} \sin \alpha_{B3} = y_T. \quad (7.65)$$

Тогда (7.63в) преобразуется к виду

$$\Delta P_{\Sigma(k)} = U_1^2 g_n / 2 + U_2^2 g_n / 2 + (U_1^2 + U_2^2) y_r - 2 U_1 U_2 y_r \cos \delta_{12(k)}. \quad (7.63г)$$

Первые два слагаемых в правой части (7.63г) в случае воздушной линии, очевидно, соответствуют потерям на корону:

$$\Delta P_{\text{кор}} = U_1^2 g_n / 2 + U_2^2 g_n / 2 = U_2^2 (k_U^2 + 1) g_n / 2. \quad (7.66)$$

Последние два слагаемых в (7.63г) отвечают потерям в активном сопротивлении продольной ветви схемы замещения, т.е. потерям на нагрев проводов (ΔP_{12}), которые являются функцией угла сдвига векторов \dot{U}_1 и \dot{U}_2 :

$$\Delta P_{12(k)} = (U_1^2 + U_2^2) y_r - 2 U_1 U_2 y_r \cos \delta_{12(k)} \quad (7.67)$$

или с учетом того, что $y_r = r_n / Z_n^2$,

$$\Delta P_{12(k)} = (U_1^2 - 2 U_1 U_2 \cos \delta_{12(k)} + U_2^2) r_n / Z_n^2. \quad (7.67a)$$

Это на первый взгляд странное выражение потерь активной мощности на самом деле не противоречит уже ставшему привычным выражению ΔP_{12} через квадрат тока I_{12} в продольной ветви схемы замещения (см. § 4.3) или через квадраты мощностей и напряжений в конце или в начале этой ветви [см. формулу (4.122)]. Действительно, если вернуться к векторной диаграмме рис. 4.10, то рассматривая косоугольный треугольник, образованный векторами $U_{1\phi}$, $U_{2\phi}$ и $\Delta U_{12\phi}$, по известной теореме косинусов можно определить квадрат стороны, лежащей против угла δ_{12} , через квадраты других сторон и угол δ_{12} следующим образом:

$$\Delta U_{12\phi}^2 = U_{1\phi}^2 - 2 U_{1\phi} U_{2\phi} \cos \delta_{12} + U_{2\phi}^2. \quad (7.68)$$

Нетрудно заметить, что в (7.67a) заключенный в скобки трехчлен совпадает с (7.68), если вместо фазных значений использовать линейные. При этом

$$\Delta P_{12(k)} = \Delta U_{12(k)}^2 r_n / Z_n^2. \quad (7.67б)$$

В свою очередь, $\Delta U_{12(k)}^2 = 3 I_{12(k)}^2 Z_n^2$ и, подставляя это выражение в (7.67б), приходим к уже известному нам соотношению

$$\Delta P_{12(k)} = 3 I_{12(k)}^2 r_n. \quad (7.67в)$$

Таким образом, формулы (7.67a) и (7.67в) эквивалентны, однако несомненным достоинством первой является то, что она позволяет проанализировать, как

меняются потери на нагрев проводов при изменении режима работы электропередачи, связанного с изменением угла δ_{12} при постоянстве остальных параметров.

С этой целью преобразуем (7.67a), введя в него перепад напряжений по концам линии:

$$\Delta P_{12(k)} = (k_U^2 - 2 k_U \cos \delta_{12(k)} + 1) U_2^2 r_n / Z_n^2. \quad (7.67г)$$

Здесь выражение в скобках представляет собой квадрат относительно значения модуля вектора падения напряжения

$$\Delta U_{*12(k)}^2 = (\Delta U_{12(k)} / U_2)^2 = k_U^2 - 2 k_U \cos \delta_{12(k)} + 1 \quad (7.68a)$$

и именно изменение этого показателя определяет изменение ΔP_{12} в функции δ_{12} . При неизменном k_U с ростом δ_{12} переменная составляющая ΔU_{*12}^2 уменьшается и, вычитаясь из $k_U^2 + 1$, определяет увеличение ΔU_{*12}^2 , а вместе с ней и ΔP_{12} . Потери на нагрев возрастают и с увеличением перепада напряжений в большей части диапазона изменения угла δ_{12} .

Минимальные потери активной мощности на нагрев имеют место при $\delta_{12} = 0$. При этом из (7.67г) вытекает, что

$$\Delta P_{12(0)} = (k_U - 1)^2 U_2^2 r_n / Z_n^2. \quad (7.67д)$$

откуда видно, что эта величина отлична от нуля только при $k_U \neq 1$.

При $U_1 = U_2$ ($k_U = 1$) и $\delta_{12} = 0$ суммарные потери мощности включают только потери на корону

$$\Delta P_{\Sigma(0)} = \Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_{12(0)} = \Delta P_{\text{кор}} \quad (7.69)$$

и при этом

$$P_{1(0)} = -P_{2(0)} = U_1^2 g_n / 2 = \Delta P_{\text{кор}} / 2, \quad (7.70)$$

т.е. в линию поступают одинаковые активные мощности от обоих источников питания, каждая из которых идет на покрытие половины потерь на корону. Таким образом, если в схеме замещения линии отсутствуют ветви с активной проводимостью, т.е. мы пренебрегаем потерями на корону, то при $U_1 = U_2$ и $\delta_{12} = 0$ имеем $P_{1(0)} = P_{2(0)} = 0$ и угловые характеристики (см. рис. 7.5, а) проходят через начало

координат. Что же касается круговых диаграмм, то при $g_L = 0$ вектор $\dot{S}_{1(0)} = \dot{S}_{11} - \dot{S}_{12(0)} = -\dot{S}_{2(0)}$ (см. рис. 7.8) не имеет вещественной составляющей и направлен по мнимой оси комплексной плоскости, т.е. $\dot{S}_{1(0)} = -jQ_{1(0)}$ и $\dot{S}_{2(0)} = jQ_{2(0)}$. Но относительно режимов передачи реактивной мощности речь будет идти в отдельном разделе данного параграфа, поэтому сейчас закончим рассмотрение вопроса о потерях активной мощности констатацией того важного положения, что *экономию потерь мощности в реальной линии электропередачи (т.е. при $r_L \neq 0$ и $g_L \neq 0$) может быть достигнута только при уменьшении одного или обоих напряжений по концам линии*, в чем нетрудно убедиться, если вновь взглянуть на выражение (7.63г). Чем больше передаваемая по линии мощность, тем большую долю в ΔP_{Σ} составляют потери на нагрев проводов (ΔP_{12}). При достижении предельной активной мощности (см. рис. 7.5) и ее потери достигают наибольшей по сравнению с другими режимами величины.

Предельная передаваемая мощность

Мы выделяем рассмотрение вопроса о предельной мощности в отдельный раздел в связи с тем, что этот показатель является весьма важным для обеспечения нормального функционирования системы, особенно в тех случаях, когда речь идет о линиях электропередачи сверхвысокого напряжения, имеющих большую протяженность. В этом мы сумеем убедиться, если рассмотрим зависимость предельной мощности для идеализированной воздушной линии, работающей без перепада напряжений по концам ($k_U = 1$), от ее протяженности. Так как в этом случае в соответствии с (7.61) относительное значение предельной мощности ($P_{*пр}$) равно радиусу круговых диаграмм (ρ_*), то ее зависи-

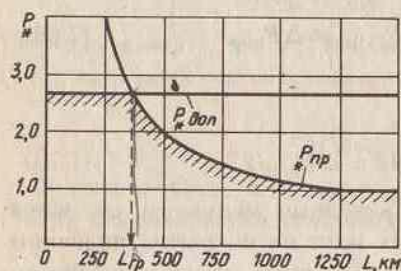


Рис. 7.14. Обобщенная зависимость предельной передаваемой мощности от длины линии

мость от длины линии уже фактически была получена нами ранее в виде зависимости $\rho_* = f(L)$, изображенной на рис. 7.11 сплошной линией. Для большего удобства анализа покажем ее еще раз отдельно на рис. 7.14.

Из этого рисунка следует, что в диапазоне длин от 1500 до 1000 км предельная мощность отличается от натуральной не более чем на 16%. При дальнейшем уменьшении длины

предельная мощность растет все более интенсивно и при $L = 500$ км достигает двукратной величины по отношению к натуральной. Однако, для того чтобы судить о том, насколько положительным фактором является такое соотношение предельной и натуральной мощностей, видимо, необходим некоторый критерий для сравнения.

В качестве такого критерия можно использовать соотношение допустимой по условиям нагрева и натуральной мощности, т.е.

$$P_{*доп} = P_{доп}/P_{нат} = S_{доп} \cos \varphi / P_{нат}, \quad (7.71)$$

где $S_{доп} = N \sqrt{3} U_{ном} I_{доп пр}$ — допустимая по условиям нагрева полная мощность, пропорциональная числу проводов в фазе (N) и допустимому току одного провода ($I_{доп пр}$), установленному ПУЭ (см. [3], табл. 1.3.29).

В табл. 7.1 представлены значения $P_{*доп}$ для линий 220—1150 кВ с различным числом проводов в фазе, имеющих максимальное сечение 500 мм², чему соответствует $I_{доп пр} = 945$ А. Значение $P_{доп}$ определено при $\cos \varphi = 0,9$, а значения $P_{нат}$ приняты усредненными для линий соответствующего $U_{ном}$ (см. гл. 4).

Данные табл. 7.1 свидетельствуют о том, что для воздушных линий различных номинальных напряжений максимальные допустимые значения очень близки и лежат в диапазоне 2,54—2,74 ($P_{*доп ср} = 2,64$).

Если показать это среднее значение $P_{*доп}$ на рис. 7.14 в виде прямой линии, параллельной горизонтальной оси, то она пересечет зависимость $P_{*пр} = f(L)$ при длине $L_{гр} \approx 370$ км. Это значение является граничным для двух поддиапазонов длин линии электропередачи, в одном из которых ($L < L_{гр}$) с ростом передаваемой по линии мощности первым наступает ограничение по допустимому нагреву, а достижение максимума угловой характеристики мощности не является лимитирующим условием ($P_{*пр} > P_{*доп}$).

Таблица 7.1. Относительные значения допустимой по условиям нагрева активной мощности для воздушных линий 220—1150 кВ

$U_{ном}$, кВ	220	330	500	750	1150
N	1	2	3	5	8
$P_{доп}$, МВт	324	972	2210	5524	13552
$P_{нат ср}$, МВт	122	355	869	2066	5153
$P_{*доп}$, о.е.	2,66	2,74	2,54	2,67	2,63

Во втором поддиапазоне ($L > L_{гр}$), наоборот, активным ограничением является достижение максимума угловой характеристики мощности ($P_{*пр} < P_{*доп}$), а не условия допустимого нагрева проводов.

Поэтому рабочая область значений передаваемой активной мощности ограничена сверху линией, отмеченной на рис. 7.14 штриховкой. Из рис. 7.11 ясно, что увеличение перепада напряжений позволяет несколько приподнять кривую $P_{*пр} = f(L)$, поскольку $\rho'_* > \rho''_*$, и увеличить значение $L_{гр}$.

Так как при $L > L_{гр}$ рабочая область значений передаваемой активной мощности достаточно интенсивно сужается, то для электропередач большой протяженности (свыше 800—1000 км) возникает задача увеличения пропускной способности. Под этим понимается увеличение значения $P_{пр}$ за счет различных технических мероприятий, которые подробно изучаются в курсе "Переходные процессы в электрических системах". К числу таких мероприятий относится, в частности, компенсация части индуктивного сопротивления линии посредством последовательного включения батареи конденсаторов, показанной на рис. 7.1, б в виде комплекса батареи и реакторов, имеющего общее название "установка продольной емкостной компенсации" (УПК). Подробное знакомство с комплексом технических мероприятий по повышению пропускной способности электропередач выходит за рамки настоящего учебника, поэтому перейдем к рассмотрению следующего вопроса, связанного с анализом соотношений реактивных мощностей по концам линии в различных режимах ее работы.

Соотношения реактивных мощностей

Первое обстоятельство, которое необходимо отметить, приступая к анализу потоков реактивных мощностей в электропередаче, касается величин этих мощностей в начале и в конце линии. Если вернуться к рассмотрению выражений для угловых характеристик мощности, например (7.22а)—(7.25а), то легко установить, что эта система из четырех уравнений содержит семь режимных параметров ($P_1, Q_1, P_2, Q_2, U_1, U_2, \delta_{12}$). Для получения однозначного решения три из этих семи параметров должны быть предварительно заданы. Поскольку для сети с двумя источниками питания вообще и для связывающей их электропередачи в частности мы предполагаем неизменными и заранее установленными модули напряжений на шинах этих источников, остается задать последний, третий, параметр. Таким параметром обычно является активная мощность в начале или в конце линии. Например, для

случая выдачи мощности крупной электростанции в приемную систему (см. рис. 7.1, а), естественно, таким параметром является мощность P_1 , поскольку она определяется заданным диспетчерским графиком работы станции. В случае межсистемной связи может быть задана либо мощность P_1 , либо P_2 . Таким образом, при задании U_1, U_2 и P_1 (или P_2) из системы уравнений для угловых характеристик мощности однозначно определяются остальные четыре режимных параметра, в том числе и реактивные мощности Q_1 и Q_2 . Это позволяет нам сделать важный вывод о том, что при фиксированных модулях напряжений по концам электропередачи величины соответствующих реактивных мощностей однозначно определяются передаваемой активной мощностью.

Теперь о направлениях этих потоков. Для определенности условимся еще раз в качестве положительного считать направление потока активной мощности от узла 1 к узлу 2, что отвечает наиболее характерному случаю, когда узел 1 соответствует шинам ВН электростанции, а узел 2 — шинам подстанции приемной системы.

Наиболее четкое представление о направлениях потоков реактивных мощностей Q_1 и Q_2 можно получить при рассмотрении идеализированной линии, работающей без перепада напряжений по концам, т.е. при $k_U = 1$. Как было установлено нами ранее (см. § 7.3б), режиму

передачи натуральной мощности соответствует равенство угла сдвига векторов напряжений по концам линии и аргумента тригонометрических функций: $\delta_{12(N)} = \beta L$ (см. рис. 7.10). При $P_{(k)} > P_{нат}$ (или $P_{*(k)} > 1$) $\delta_{12(k)} > \delta_{12(N)}$ и $\cos \delta_{12(k)} < \cos \delta_{12(N)}$. Поэтому из (7.62) вытекает, что $Q_{*1(k)} = \gamma_* - \rho_* \cos \delta_{12(k)} > 0$, а $Q_{*2(k)} < 0$, т.е. при

передаче активной мощности больше натуральной потоки реактивной мощности направлены от концов к центру линии (рис. 7.15, а). Пользуясь термином, введенным в § 4.3в, будем считать, что в таких режимах в линии имеется дефицит реактивной мощности.

Уменьшение потока активной мощности до величины $P_{(N)} = P_{нат}$ приводит к одновременному снижению $Q_{1(k)}$ и $Q_{2(k)}$ и к их равенству нулю при $P_{*(N)} = 1$ (рис. 7.15, б). Переход через точку N связан с

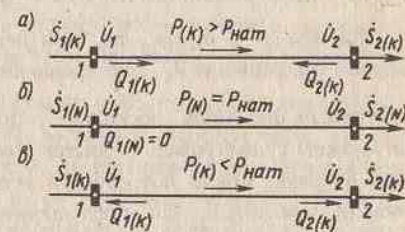


Рис. 7.15. Направления потоков реактивной мощности в идеализированной линии, работающей без перепада напряжений по концам, при передаче активной мощности: а — $P_{(k)} > P_{нат}$; б — $P_{(N)} = P_{нат}$; в — $P_{(k)} < P_{нат}$

изменением знаков $Q_{1(k)}$ и $Q_{2(k)}$ (см. рис. 7.9), т.е. при передаче активной мощности меньше *натуральной* *потоки реактивной мощности направлены из линии в сторону обоих источников питания* (рис. 7.15, в), т.е. при этом в линии существует *избыток реактивной мощности*.

При наличии перепада напряжений ($k_U \neq 1$) картина получается не столь простой. Рассмотрим вначале случай, когда $k_U > 1$. Увеличение k_U приводит к более интенсивному росту $\gamma'_{*1} = k_U^2 \operatorname{ctg} \beta L$ по сравнению с ростом $\rho'_{*1} = k_U / \sin \beta L$. Поэтому при том же значении $\delta_{12(k)} > \delta_{12(N)}$, что и в случае отсутствия перепада напряжений, $Q'_{*1} = \gamma'_{*1} - \rho'_{*1} \cos \delta_{12(k)}$ оказывается больше, чем $Q''_{*1} = \gamma''_{*1} - \rho''_{*1} \cos \delta_{12(k)}$ при $k_U = 1$ (см. рис. 7.12). Что же касается реактивной мощности в конце электропередачи, то из рис. 7.12 следует, что при $k_U > 1$ и $\delta_{12(k)} > \delta_{12(N)}$ существует диапазон активных мощностей, больших натуральной мощности, при которых Q_2 остается положительной, т.е. направлена из линии в приемную систему, а не наоборот, как при $k_U = 1$. Это, несомненно, положительный фактор в тех случаях, когда в самой системе в режимах максимальных нагрузок может возникать дефицит реактивной мощности, для предотвращения которого требуется установка дополнительных ее источников (синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов). Таким образом, *при передаче активной мощности больше натуральной перепад напряжений сверх $k_U = 1$ позволяет обеспечить передачу реактивной мощности в приемную систему или же по крайней мере добиться снижения Q_2 по сравнению с величиной, требующейся от системы в случае $k_U = 1$.*

При $\delta_{12(k)} < \delta_{12(N)}$, т.е. при передаче активной мощности меньше натуральной, увеличение Q_{*2} по сравнению с Q''_{*2} в ряде случаев может оказаться негативным фактором, поскольку в приемной системе в режимах малых нагрузок может существовать избыток собственной реактивной мощности, что, в свою очередь, может потребовать установки в конце электропередачи шунтирующих реакторов для поглощения избыточной для системы реактивной мощности, поступающей из линии (см. рис. 7.1, а, б).

Теперь рассмотрим случай, когда $k_U < 1$. Если рост k_U сверх единицы можно интерпретировать как увеличение U_1 при фиксированном U_2 или же как снижение U_2 при фиксированном U_1 , то в данном случае речь идет об обратных явлениях. Предположим, для определенности, что при неизменном напряжении в конце линии мы осуществляем снижение U_1 по сравнению с тем его

значением, которое соответствует $k_U = 1$. Если рассмотреть круговую диаграмму для начала линии, показанную на рис. 7.12 штрихпунктирной линией и имеющую радиус ρ''_{*1} и центр в точке O''_1 , то нетрудно заметить, что она пересекает горизонтальную ось при $P_* > 1$, т.е. расширяется диапазон активных мощностей, при которых реактивная мощность Q_{*1} отрицательна, т.е. направлена из линии в сторону первого источника питания. При малых нагрузках сток реактивной мощности с линии в направлении генераторов передающей станции увеличивается по сравнению со случаем отсутствия перепада напряжений, что может повлечь за собой необходимость установки шунтирующих реакторов в начале линии (см. рис. 7.1, а, б).

Реактивная мощность в конце линии при значительном отличии k_U от единицы, как уже отмечалось ранее, может даже и не претерпевать изменения знака, оставаясь при любых значениях P_* отрицательной. Это, в свою очередь, означает, что электропередача при любой активной нагрузке требует от системы реактивную мощность, и тем большую, чем больше P_* . Последнее обстоятельство в ряде случаев влечет за собой необходимость установки на приемной подстанции системы дополнительных источников реактивной мощности (например, синхронных компенсаторов).

Оценка целесообразности перехода от режима работы линии без перепада напряжений к режимам работы при $k_U > 1$ или $k_U < 1$ при тех или иных передаваемых активных мощностях обычно выполняется еще на стадии проектирования конкретной электропередачи большой протяженности с учетом ее роли в системе, характеристик передающей станции, включая график выдачи ею мощности с шин ВН, и характеристики приемной системы в плане возможностей приема и выдачи ею реактивной мощности. При этом изменение k_U рассматривается как режимное мероприятие, входящее в общий комплекс технических мероприятий по обеспечению заданной пропускной способности электропередачи, балансированию реактивной мощности в системе и регулированию напряжения в ее узловых точках. Поэтому, ограничившись здесь лишь качественным рассмотрением тех последствий, к которым приводит изменение соотношения напряжений по концам линии с точки зрения изменения потоков реактивной мощности Q_1 и Q_2 , перейдем к анализу баланса реактивной мощности в самой электропередаче с целью установить, чем же определяется ее дефицит или избыток при тех или иных передаваемых активных мощностях.

Соотношение реактивных мощностей по концам линии при задании параметров режима в ее начале или, наоборот, в конце уже рассматривалось в § 4.3в. Естественно, с физической точки зрения иной способ задания исходных данных не влияет на принципиальные положения, определяющие баланс реактивной мощности в электропередаче. В общем случае он зависит от *соотношения генерации и потерь реактивной мощности*, вызываемых наличием в схеме замещения линии соответственно емкостной проводимости и индуктивного сопротивления. Сейчас мы рассмотрим соотношение Q_1 и Q_2 применительно к единичной электропередаче с фиксированными напряжениями по концам.

Аналогично предыдущему анализу соотношения активных мощностей по концам линии обозначим разность реактивных мощностей в режиме работы с углом сдвига векторов напряжений \vec{U}_1 и \vec{U}_2 , равным $\delta_{1,2(k)}$, через $\Delta Q_{\Sigma(k)}$, т.е.

$$\Delta Q_{\Sigma(k)} = Q_{1(k)} - Q_{2(k)}. \quad (7.72)$$

Используя выражение (7.23а) и (7.25а), представим (7.72) в виде

$$Q_{\Sigma(k)} = Q_{11} + Q_{22} - Q_{12\max} [\cos(\delta_{12(k)} - \alpha_{вз}) + \cos(\delta_{12(k)} + \alpha_{вз})], \quad (7.72a)$$

где $Q_{12\max} = U_1 U_2 Y_{вз}$ — амплитуда гармонической составляющей Q_1 и Q_2 , равная $P_{12\max}$.

Раскрывая выражение в квадратных скобках по формуле суммы косинусов, преобразуем (7.72а) в выражение

$$\Delta Q_{\Sigma(k)} = Q_{11} + Q_{22} - Q_{12\max} (2 \cos \alpha_{вз} \cos \delta_{12(k)}). \quad (7.72б)$$

С учетом выражений Q_{11} , Q_{22} и $Q_{12\max}$ (7.72б) примет вид, аналогичный выражению (7.63в) для $\Delta P_{\Sigma(k)}$, с той лишь разницей, что вместо $\sin \alpha_{собр}$ и $\sin \alpha_{вз}$ здесь будут фигурировать косинусы этих же углов:

$$\Delta Q_{\Sigma(k)} = (U_1^2 + U_2^2) Y_{собр} \cos \alpha_{собр} - 2 U_1 U_2 Y_{вз} \cos \alpha_{вз} \cos \delta_{12(k)}. \quad (7.72в)$$

Из рассмотрения рис. 7.4 вытекает, что

$$Y_{собр} \cos \alpha_{собр} = y_x - b_n/2, \quad (7.73)$$

$$Y_{вз} \cos \alpha_{вз} = y_x. \quad (7.74)$$

При этом (7.72в) преобразуется к виду

$$\Delta Q_{\Sigma(k)} = -(U_1^2 b_n/2 + U_2^2 b_n/2) + (U_1^2 + U_2^2) y_x - 2 U_1 U_2 y_x \cos \delta_{12(k)}. \quad (7.72г)$$

Первые два слагаемых в правой части (7.72г), заключенные в скобки, представляют собой суммарную зарядную мощность линии:

$$Q_C = Q_{C1} + Q_{C2} = U_1^2 b_n/2 + U_2^2 b_n/2 = U_2^2 (k_U^2 + 1) b_n/2. \quad (7.75)$$

Последние два слагаемых в (7.72г) соответствуют потерям реактивной мощности в индуктивном сопротивлении продольной ветви схемы замещения, которые в отличие от Q_C являются функцией угла сдвига векторов напряжений \vec{U}_1 и \vec{U}_2 :

$$\Delta Q_{12(k)} = (U_1^2 + U_2^2) y_x - 2 U_1 U_2 y_x \cos \delta_{12(k)}. \quad (7.76)$$

С учетом того, что $y_x = x_n/Z_n^2$, выражение (7.76) принимает вид, аналогичный (7.67а):

$$\Delta Q_{12(k)} = (U_1^2 - 2 U_1 U_2 \cos \delta_{12(k)} + U_2^2) x_n/Z_n^2 \quad (7.67a)$$

или, памятуя о том, что выражение в скобках есть не что иное, как квадрат модуля вектора падения напряжения [см. формулу (7.68)], с учетом (7.68а) получим

$$\Delta Q_{12(k)} = \Delta U_{12(k)}^2 x_n/Z_n^2 = \Delta U_{12(k)}^2 U_2^2 x_n/Z_n^2, \quad (7.66б)$$

что эквивалентно уже известному нам выражению потерь реактивной мощности вида

$$\Delta Q_{12(k)} = 3 I_{12(k)}^2 x_n. \quad (7.76в)$$

Таким образом, мы подтвердили высказанное выше положение о том, что баланс реактивной мощности в линии определяется соотношением двух составляющих, которые соответствуют формулам (7.75) и (7.76), т.е.

$$\Delta Q_{\Sigma(k)} = \Delta Q_{12(k)} - Q_C. \quad (7.77)$$

Так как между потерями активной и реактивной мощности в сопротивлениях продольной ветви схемы замещения линии существует очевидное соотношение, вытекающее из сопоставления (7.67в) и (7.76в), а именно

$$\Delta Q_{12(k)} = \Delta P_{12(k)} x_n/r_n, \quad (7.76г)$$

то все выводы, полученные ранее применительно к анализу зависимости потерь активной мощности на нагрев проводов от угла сдвига векторов \vec{U}_1 и \vec{U}_2 и значения k_U , справедливы и для потерь реактивной мощности в x_n . Однако здесь также имеет смысл рассмотреть, во-первых, такой характерный режим работы, как отсутствие сдвига векторов напряжений по концам линии, т.е. режим при $\delta_{12} = 0$. При этом по аналогии с (7.67д) будем иметь

$$\Delta Q_{12(0)} = (k_U - 1)^2 U_2^2 x_n / Z_n^2 \quad (7.76д)$$

т.е. потери реактивной мощности в этом режиме отличны от нуля только при наличии перепада напряжений. При отсутствии перепада ($k_U = 1$) и $\delta_{12} = 0$ разность реактивных мощностей по концам линии согласно (7.77) равна зарядной мощности:

$$\Delta Q_{\Sigma(0)} = -Q_C \quad (7.77а)$$

при этом

$$Q_{1(0)} = -U_1^2 b_n / 2 = -Q_C / 2 = -Q_{2(0)}, \quad (7.78)$$

т.е. при полном отсутствии потерь реактивной мощности в x_n вся зарядная мощность линии поровну растекается от центра линии к ее концам, т.е. должна в итоге потребляться как генераторами передающей станции, так и в приемной системе. Это обстоятельство требует проверки допустимости загрузки генераторов реактивной мощностью в режиме ее потребления, т.е. в режиме недовозбуждения, а также проверки возможности ее поглощения в приемной системе. Если существующие при этом ограничения не удовлетворяются, то решается вопрос об установке на одном или обоих концах электропередачи шунтирующих реакторов.

Вторым характерным с точки зрения соотношения потерь и генерации реактивной мощности режимом является режим передачи натуральной мощности, которому соответствует значение угла сдвига векторов напряжений U_1 и U_2 , равное $\delta_{12(N)}$ (см. рис. 7.10). Увеличение $\delta_{12(k)}$ от нуля до $\delta_{12(N)}$ сопровождается ростом потерь реактивной мощности до величины $\Delta Q_{12(N)}$, которая в соответствии с (7.76) может быть представлена в виде двух составляющих:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{12(N)} &= (U_1^2 y_x - U_1 U_2 y_x \cos \delta_{12(N)}) + (U_2^2 y_x - U_1 U_2 y_x \cos \delta_{12(N)}) = \\ &= \Delta Q_{12(1)}^{(1)} + \Delta Q_{12(1)}^{(2)}, \end{aligned} \quad (7.76е)$$

где

$$\Delta Q_{12(1)}^{(1)} = U_1^2 y_x [1 - (\cos \delta_{12(N)}) / k_U], \quad (7.79)$$

$$\Delta Q_{12(1)}^{(2)} = U_2^2 y_x [1 - k_U \cos \delta_{12(N)}] \quad (7.80)$$

— доли суммарных потерь, определяемых соответственно напряжениями U_1 и U_2 . Очевидно, что при $U_1 = U_2$ ($k_U = 1$) эти доли одинаковы, т.е.

$$\Delta Q_{12(1)}^{(1)} = \Delta Q_{12(1)}^{(2)} = U_1^2 y_x (1 - \cos \delta_{12(N)}) = \Delta Q_{12(N)} / 2. \quad (7.81)$$

В то же время в режиме передачи натуральной мощности по идеализированной линии в соответствии с (7.23а) и с учетом соотношений (7.73) и (7.74) имеем

$$Q_{1(N)} = U_1^2 (y_x - b_n / 2) - U_1 U_2 y_x \cos \delta_{12(N)} \quad (7.82)$$

или

$$Q_{1(N)} = -U_1^2 b_n / 2 + U_1^2 y_x [1 - (\cos \delta_{12(N)}) / k_U]. \quad (7.82а)$$

Из сопоставления (7.82а) с (7.75) и (7.79) вытекает, что

$$Q_{1(N)} = -Q_C + \Delta Q_{12(1)}^{(1)}. \quad (7.82б)$$

Аналогично из (7.25а) получим, что

$$Q_{2(N)} = Q_C - \Delta Q_{12(1)}^{(2)}. \quad (7.82в)$$

В частном случае при $k_U = 1$, как отмечалось выше, потоки реактивной мощности в идеализированной линии при передаче активной мощности равной натуральной одинаковы и равны нулю (см. рис. 7.10), т.е. $Q_{1(N)} = Q_{2(N)} = 0$. При этом $Q_C = Q_{C2} = Q_C / 2$ и из (7.82б) и (7.82в) с учетом (7.81) следует, что в этом случае

$$Q_C = \Delta Q_{12(N)}. \quad (7.83)$$

Таким образом, мы доказали положение о том, что в идеализированной линии, работающей без перепада напряжений, при передаче

*Выражения (7.82б) и (7.82в), вообще говоря, справедливы не только для режима передачи натуральной мощности, но и для любого другого режима, характеризующегося углом $\delta_{12(k)} \neq \delta_{12(N)}$. При этом вместо индекса N в них должен фигурировать индекс k .

натуральной мощности зарядная мощность полностью компенсирует потери реактивной мощности, следствием чего и является равенство нулю реактивных мощностей $Q_{1(N)}$ и $Q_{2(N)}$.

При $0 \leq \delta_{12(k)} \leq \delta_{12(N)}$, т.е. при передаче мощности меньше натуральной ($P_* < 1$), зарядная мощность превышает потери ($Q_C > \Delta Q_{12(k)}$), что и обуславливает избыток реактивной мощности в линии и соответственно направления Q_1 и Q_2 , показанные на рис. 7.15 в. При $\delta_{12(k)} > \delta_{12(N)}$, наоборот, преобладают потери реактивной мощности ($\Delta Q_{12(k)} > Q_C$), что отвечает понятию дефицита реактивной мощности в линии и объясняет направления Q_1 и Q_2 к центру линии, показанные на рис. 7.15, а.

Итак, мы получили четкую физическую интерпретацию причин, вызывающих изменения баланса реактивной мощности в электропередаче, и объяснение соотношений, формально установленных нами в результате анализа круговых диаграмм мощности.

Как следует из рассмотрения обобщенных круговых диаграмм для идеализированных линий различной длины (см. рис. 7.13), проблемы компенсации избыточной зарядной мощности в режимах малых активных нагрузок вплоть до холостого хода ($P_* = 0$) становятся все более острыми с увеличением протяженности электропередачи. При $L = 1500$ км $\dot{S}_{*1(0)} = -jQ_{*1(0)} = -jQ_{*C}/2 = -j \cdot 1 = -\dot{S}_{*2(0)}$, т.е. каждый из потоков $\dot{S}_{*1(0)}$ и $\dot{S}_{*2(0)}$, равный половине зарядной мощности, в свою очередь, численно равен натуральной мощности. Если вспомнить средние значения натуральных мощностей ВЛ 750–1150 кВ (см. табл. 7.1), т.е. тех номинальных напряжений, при которых мыслимо осуществление передачи электроэнергии на расстояние порядка 1500 км, то, как это уже отмечалось в § 4.3г, эти потоки достигают тысяч Мвар и для их полной или частичной компенсации требуется установка большого числа шунтирующих реакторов. Более подробное рассмотрение проблем, связанных с компенсацией избытков зарядной мощности в линиях сверхвысоких номинальных напряжений и выбором необходимых для этой цели шунтирующих реакторов, является предметом дисциплины "Передача электрической энергии переменным и постоянным током".

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 7

К § 7.1. 1. Какие типы связей между генерирующими узлами характерны для сети с двумя источниками питания? 2. Как представляются генерирующие узлы в расчетной схеме сети с двумя источниками питания?

К § 7.2. 1. Какие математические функции представляют собой угловые характеристики мощности? 2. Чем отличаются угловые характеристики мощности идеализированной и реальной линии электропередачи? 3. При каких условиях допустимо представление линии только индуктивным сопротивлением? 4. К какому виду может быть преобразована схема сети между двумя источниками питания? 5. В чем отличие угловых характеристик мощности единичной линии и сети с промежуточными нагрузками? 6. В каких целях целесообразно использовать угловые характеристики мощности?

К § 7.3. 1. Что понимается под круговой диаграммой мощности? 2. От каких параметров зависит положение круговой диаграммы на комплексной плоскости? 3. В чем смысл перехода к "обобщенным" круговым диаграммам? 4. Каковы особенности обобщенных круговых диаграмм идеализированной линии? 5. Какие точки на обобщенных круговых диаграммах идеализированной линии соответствуют режиму передачи натуральной мощности? 6. Какой из факторов, влияющих на положение и размеры обобщенных круговых диаграмм, является доминирующим? 7. На какие параметры круговых диаграмм влияет отличие перепада напряжений по концам линии от единицы? 8. Как меняются обобщенные круговые диаграммы по мере приближения длины линии к 1500 км?

К § 7.4. 1. От каких параметров и факторов зависят величина и направление потока активной мощности по линии? 2. При каком соотношении между модулями напряжений по концам линии может передаваться активная мощность? 3. От каких режимных параметров зависит величина суммарных потерь активной мощности в линии? 4. За счет чего может быть достигнуто снижение потерь активной мощности в реальной линии? 5. Как изменяется значение предельной передаваемой мощности с увеличением длины линии при фиксированных напряжениях на ее концах? 6. В каком соотношении находятся величины допустимой по условиям нагрева и натуральной мощностей ВЛ 220–1150 кВ? 7. При каких длинах линии активным ограничением является допустимый нагрев проводов? 8. В чем заключается существо задачи увеличения пропускной способности электропередачи? 9. Как связаны между собой величины передаваемой активной и реактивной мощности при фиксированных напряжениях по концам линии? 10. Чем определяются направления потоков реактивной мощности в начале и в конце линии? 11. Соотношением каких параметров определяется наличие дефицита или избытка реактивной мощности в линии? 12. Как влияет отличие перепада напряжений от единицы на соотношение величин реактивных мощностей в начале и в конце передачи? 13. Каково соотношение потерь и генерации реактивной мощности в линии при передаче активной мощности, равной натуральной, больше или меньше натуральной? 14. В каких режимах требуется проверка допустимости загрузки генераторов передающей станции реактивной мощностью?

РАСЧЕТЫ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

§ 8.1. ОСОБЕННОСТИ СЛОЖНЫХ СЕТЕЙ И РАСЧЕТОВ ИХ РЕЖИМОВ

В практике электрических расчетов электрических систем и сетей расчеты установившихся режимов составляют значительную часть общего объема исследований, проводимых как на стадии проектирования электрических систем и сетей, так и на стадии их эксплуатации. Для какого бы типа электрических сетей ни проводились эти расчеты — системообразующих или распределительных, — во всех случаях приходится оперировать сложными схемами замещения, содержащими десятки, сотни и даже тысячи узлов и ветвей. Ясно, что в этих условиях не только решение, но и составление исходных уравнений установившегося режима электрической сети практически невозможно выполнять вручную. Поэтому расчеты установившихся режимов были одной из первых задач электроэнергетики, где нашли широкое применение электронные вычислительные машины (ЭВМ). Составление алгоритмов и программ расчета на ЭВМ потребовало разработки общих методов формирования и решения уравнений установившегося режима, не зависящих от сложности и конфигурации схемы замещения электрической сети и в то же время максимально учитывающих общие свойства, присущие различным конкретным электрическим сетям.

Формулировка общей задачи расчета установившегося режима электрической системы требует некоторых основных понятий и определений.

Под *установившимся режимом* электрической системы понимается симметричный установившийся режим симметричной системы трехфазного переменного тока. Схема замещения (расчетная схема) электрической системы в этих условиях составляется на одну фазу с нейтралью (т.е. узлом, имеющим напряжение, равное нулю) и состоит из элементов электрической цепи: источников ЭДС и тока, активных сопротивлений, индуктивностей и емкостей.

Все элементы схемы замещения электрической системы можно разделить на *активные* и *пассивные*.

К *активным* относят элементы, генерирующие и потребляющие электроэнергию, т.е. генераторы электростанций и нагрузки подстанций. Как правило, активные элементы в расчетах установившихся режимов представляются в виде источников тока, или "задающих токов". Представление в виде источников ЭДС используется крайне редко и далее рассматриваться не будет.

К *пассивным* относят элементы электрической системы, осуществляющие передачу и преобразование электрической энергии, т.е. линии электропередачи, трансформаторы и автотрансформаторы, а также нерегулируемые статические устройства продольной и поперечной компенсации. Схемы замещения этих элементов состоят из активных, индуктивных и емкостных сопротивлений, образующих *продольные* (не связанные с нейтралью) или *поперечные* (связанные с нейтралью) ветви. В ряде случаев ветвь намагничивания схемы замещения трансформатора или автотрансформатора вводится в расчеты постоянным отбором мощности, задаваемым, аналогично нагрузке, в виде источника тока. Если схема замещения электрической системы не приводится к одной ступени напряжения, то в схемы замещения трансформаторных элементов вводятся кроме сопротивлений идеальные (без потерь) трансформаторы.

Параметры пассивных элементов схемы замещения электрической системы в расчетах установившихся режимов принимаются постоянными, не зависящими от напряжений и токов этих элементов. В этом смысле говорят, что схема замещения электрической системы представляет собой *линейную электрическую цепь*, поскольку токи и напряжения элементов этой цепи связаны соотношениями, образующими систему линейных алгебраических уравнений.

Расчет установившегося режима электрической системы заключается в определении напряжений и токов, потоков активной и реактивной мощности во всех ее элементах. В качестве исходных данных расчета задаются схема замещения электрической системы, значения параметров пассивных элементов, а также значения параметров режима активных элементов, определяемые реальными условиями работы источников и потребителей электроэнергии в системе.

Источники электроэнергии (генераторы) вводятся в расчет постоянными значениями активной мощности ($P_G = \text{const}$) и модуля напряжения на зажимах ($U_G = \text{const}$), что определяется действием систем автоматического регулирования частоты и возбуждения. Кроме того, для одного из источников, называемого *балансирующим*, задается напряжение на шинах постоянное по модулю и фазе ($U_G = \text{const}$, $\delta_G = \text{const}$).

Нагрузки* задаются статическими характеристиками активной и реактивной мощности по напряжению ($P_H = P_H(U_H)$, $Q_H = Q_H(U_H)$). Широко используемыми частными случаями такого представления является задание нагрузок постоянной мощностью ($P_H = \text{const}$, $Q_H = \text{const}$) и постоянной проводимостью ($P_H = g_H U_H^2$, $Q_H = b_H U_H^2$).

В ряде случаев могут применяться другие способы задания источников и нагрузок. Так, например, если в результате расчета окажется, что значение реактивной мощности генератора недопустимо ($Q_G < Q_{G \text{ мин}}$ или $Q_G > Q_{G \text{ макс}}$), то расчет режима следует повторить при фиксации реактивной мощности на соответствующем предельно допустимом значении, т.е. при задании генератора в виде $P_G = \text{const}$, $Q_G = \text{const}$. Аналогично, если в результате расчета напряжение на шинах нагрузки окажется ниже минимально допустимого значения, то расчет может быть повторен при задании модуля напряжения и активной мощности нагрузки, с тем чтобы определить необходимую степень компенсации реактивной мощности нагрузки для обеспечения заданного допустимого уровня напряжения.

Указанное задание источников и потребителей электроэнергии соответствует введению их в расчеты *нелинейными источниками тока*, зависящими от напряжений. Таким образом, установившийся режим электрической системы математически описывается двумя группами уравнений: 1) линейными алгебраическими уравнениями, связывающими токи и напряжения пассивных элементов схемы замещения, представляющей собой линейную электрическую цепь; 2) нелинейными уравнениями, связывающими мощности, напряжения и токи источников и нагрузок.

Состояние линейной электрической цепи описывается уравнениями, составленными на основе первого и второго законов Кирхгофа и закона Ома. В расчетной практике широкое применение получили преобразованные — контурные и узловые — уравнения. Для электрической цепи переменного тока произвольной конфигурации, содержащей n узлов и m ветвей, система узловых уравнений имеет порядок $(n - 1)$, а система контурных уравнений — порядок $k = m - n + 1$ (см. [19, § 1-4, 1-5]). При этом узловые уравнения приобретают наиболее простой вид при задании активных элементов электрической цепи только источниками тока, а контурные уравнения — при задании активных элементов только источниками ЭДС.

Относительная сложность формирования контурных уравнений для разветвленных электрических цепей с большим числом элементов,

существенная зависимость свойств этих уравнений от выбранной системы независимых контуров, а также увеличение количества ветвей схемы замещения электрической системы при задании активных элементов источниками ЭДС — все это привело к тому, что в расчетах установившихся режимов электрических систем на ЭВМ контурные уравнения используются гораздо реже, нежели узловые [19, 28]. В связи с этим методы расчета установившихся режимов рассматриваются в этой главе для узловых уравнений. Отметим только, что эти же методы могут использоваться и в расчетах для контурных уравнений, поскольку структура и свойства матриц коэффициентов систем контурных и узловых уравнений близки.

§ 8.2. УЗЛОВЫЕ УРАВНЕНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Рассмотрим линейную электрическую цепь, замещающую электрическую систему в расчетах установившихся режимов. Будем полагать, что активными элементами этой цепи являются только источники тока, замещающие источники и потребители электроэнергии. Кроме того, для простоты и наглядности изложения примем, что схема замещения электрической системы приведена к одной ступени напряжения* и, следовательно, ее пассивные элементы представляют собой только активные и реактивные сопротивления (идеальные трансформаторы в схеме замещения отсутствуют).

Для этих условий узловые уравнения электрической цепи произвольной конфигурации, содержащей n узлов, могут быть записаны в следующем матричном виде:

$$\underline{Y}_{u\Sigma} \dot{U}_{\Sigma} = \sqrt{3} \dot{J}_{\Sigma}, \quad (8.1)$$

где $\underline{Y}_{u\Sigma}$ — квадратная матрица узловых проводимостей порядка n ; \dot{U}_{Σ} — вектор-столбец линейных (междуфазных) напряжений всех узлов; \dot{J}_{Σ} — вектор-столбец фазных значений токов источников (задающих токов) во всех узлах, записываемых со знаком плюс для генераторов и со знаком минус для нагрузок (т.е. за положительное направление тока принято направление к узлу).

Формирование узловых уравнений сводится, как следует из (8.1), к

*Уравнения установившегося режима без приведения схемы замещения электрической системы к одной ступени напряжения даны в [29, 30].

*Подробно характеристики нагрузок рассмотрены в гл. 5.

составлению матрицы $\underline{Y}_{u\Sigma}$. Последнее выполняется по следующим правилам (см. [19, § 1-4]):

1) каждый диагональный элемент матрицы \underline{Y}_{ii} ($i = 1, \dots, n$) равен сумме проводимостей ветвей, связанных с узлом i ;

2) каждый недиагональный элемент матрицы \underline{Y}_{ij} ($i, j = 1, \dots, n; i \neq j$) равен взятой с обратным знаком проводимости ветви, связывающей узлы i и j .

Отсюда вытекают следующие свойства матрицы $\underline{Y}_{u\Sigma}$ [19, § 1-4]:

1) матрица $\underline{Y}_{u\Sigma}$ симметрична, т.е. транспонирование не изменяет матрицы, $\underline{Y}_{u\Sigma}^t = \underline{Y}_{u\Sigma}$; это следует из очевидного соотношения $\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji}$;

2) для схем замещения реальных электрических систем диагональные элементы матрицы $\underline{Y}_{u\Sigma}$ отличны от нуля и, как правило, по модулю превосходят недиагональные элементы соответствующей строки или столбца;

3) количество отличных от нуля недиагональных элементов матрицы равно удвоенному числу ветвей схемы замещения ($2m$); для матрицы порядка n из общего числа n^2 элементов только $(n + 2m)$ элементов не будут равны нулю; как показало рассмотрение схем замещения сложных электрических систем, число ветвей примерно в полтора раза превышает число узлов, т.е. $m \approx 1,5n$; в этом случае число ненулевых элементов матрицы $\underline{Y}_{u\Sigma}$ будет равно около $4n$, т.е. для больших n будет составлять незначительную часть общего числа элементов матрицы; матрицы, обладающие таким свойством, называются разреженными или слабо заполненными, они характеризуются малыми значениями коэффициента заполненности (k_3), определяемого как отношение числа ненулевых элементов к общему числу элементов матрицы; для $\underline{Y}_{u\Sigma}$ $k_3 = (2m + n)/n^2 \approx 4n/n^2 = 4/n$, т.е. если схема замещения электрической системы содержит 100 узлов, то в матрице узловых проводимостей будет только 4% ненулевых элементов.

Учет указанных свойств позволяет существенно повысить вычислительную эффективность алгоритмов и программ расчета установившихся режимов электрических систем на ЭВМ и во многом определяет выбор современных методов расчета.

Еще одно свойство матрицы $\underline{Y}_{u\Sigma}$ состоит в том, что эта матрица является *особенной*. Действительно, если обратиться к правилам формирования этой матрицы, то нетрудно увидеть, что сумма элементов любой ее строки или столбца равна нулю. Данное свойство следует из

того, что узловые уравнения (8.1), являющиеся преобразованными уравнениями первого закона Кирхгофа для всех узлов схемы, линейно зависимы. Каждое из этих уравнений может быть получено как сумма остальных $(n - 1)$ уравнений, взятая с обратным знаком. Известно, что для электрической цепи, содержащей n узлов, может быть составлено $(n - 1)$ независимых уравнений первого закона Кирхгофа, а следовательно, и узловых уравнений. Иными словами, ранг матрицы $\underline{Y}_{u\Sigma}$ равен $(n - 1)$.

Система $(n - 1)$ линейно независимых узловых уравнений может быть получена из (8.1) исключением уравнения, соответствующего так называемому "балансирующему" узлу k , и заданием напряжения одного из узлов l , называемого "базисным" или "опорным". С математической точки зрения выбор балансирующего узла может быть произвольным; в любом случае решение узловых уравнений будет одним и тем же. С вычислительной точки зрения целесообразно совмещать базисный и балансирующий узлы ($k = l$), поскольку при этом сохраняются все указанные выше свойства матрицы узловых проводимостей. Действительно, при $k \neq l$ матрица узловых проводимостей перестает быть симметричной и ее диагональные элементы уже не доминируют над недиагональными и, в частности, могут быть нулевыми [19, § 1-4].

При совмещении балансирующего и базисного узлов (в дальнейшем этот узел будем называть балансирующим) система $(n - 1)$ независимых узловых уравнений может быть записана в матричном виде так:

$$\underline{Y}_y \dot{U} + \underline{Y}_6 \dot{U}_6 = \sqrt{3} \dot{J}, \quad (8.2)$$

где \underline{Y}_y — квадратная порядка $(n - 1)$ матрица узловых проводимостей, получаемая из $\underline{Y}_{u\Sigma}$ вычеркиванием строки и столбца, соответствующих балансирующему узлу; \underline{Y}_6 — столбец из $(n - 1)$ элементов (кроме диагонального) матрицы $\underline{Y}_{u\Sigma}$, соответствующий балансирующему узлу; \dot{U} , \dot{J} — столбцы напряжений и задающих токов $(n - 1)$ узлов (кроме балансирующего); \dot{U}_6 — напряжение балансирующего узла (обычно фазу этого напряжения задают равной нулю, т.е. $\dot{U}_6 = U_6$).

Поскольку сумма всех столбцов матрицы $\underline{Y}_{u\Sigma}$ есть нулевой столбец, то

$$\underline{Y}_y \mathbf{n} = -\underline{Y}_6, \quad (8.3)$$

где \mathbf{n} — единичный столбец.

Отсюда (8.2) может быть записано в виде

$$\underline{Y}_y \dot{U}_\Delta = \sqrt{3} \dot{J}, \quad (8.4)$$

где $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \dot{\mathbf{U}} - \mathbf{n}U_0$ — вектор-столбец напряжений узлов относительно балансирующего.

Если в схеме замещения электрической системы присутствуют поперечные ветви, то в качестве балансирующего узла целесообразно выбирать узел нейтрали (земли), напряжение которого равно нулю, т.е. $U_0 = 0$. В этом случае узловые уравнения (8.2) принимают простой вид, уже встречавшийся в § 4.16:

$$\mathbf{Y}_y \dot{\mathbf{U}} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{J}}. \quad (8.2a)$$

Если же схема замещения не содержит поперечных ветвей, то в качестве балансирующего выбирают один из генераторных узлов (обычно соответствующий мощной электростанции), напряжение которого задано.

Узловые уравнения (8.2) или (8.4) в расчетах установившихся режимов электрической системы должны быть дополнены уравнениями мощностей узлов, поскольку, как отмечалось выше, генераторы и нагрузки вводятся в расчеты заданными значениями мощностей.

Приняв за положительное направление мощности к узлу, запишем выражение мощности источника или потребителя в узле i трехфазной цепи:

$$\dot{S}_i = P_i + jQ_i = \sqrt{3} \dot{U}_i \hat{J}_i^* \quad (8.5)$$

где символ Λ означает сопряженный комплекс.

В матричном виде для $(n - 1)$ независимых узлов цепи вектор-столбец узловых мощностей определяется следующим образом:

$$\dot{\mathbf{S}}_y = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} \hat{\mathbf{J}}. \quad (8.6)$$

где $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$ — диагональная матрица порядка $(n - 1)$ линейных напряжений независимых узлов (кроме балансирующего).

Объединив (8.2) и (8.6), получим систему $(n - 1)$ уравнений с комплексными переменными и коэффициентами, описывающую установившийся режим электрической системы:

$$\mathbf{Y}_y \dot{\mathbf{U}} + \mathbf{Y}_0 \dot{U}_0 = \hat{\mathbf{U}}_0^{-1} \hat{\mathbf{S}}_y. \quad (8.7)$$

Полученная система уравнений нелинейна относительно искомых переменных — напряжений узлов. Рассмотрим ее структуру. Будем считать, что рассматривается общий случай схемы замещения электрической системы — с поперечными ветвями — и в качестве балансирующего

узла (совмещенного с базисным) взят узел нейтрали ($\dot{U}_0 = 0$). Тогда уравнения (8.7) примут вид

$$\mathbf{Y}_y \dot{\mathbf{U}} = \hat{\mathbf{U}}_0^{-1} \hat{\mathbf{S}}_y$$

или

$$\hat{\mathbf{U}}_0 \mathbf{Y}_y \dot{\mathbf{U}} = \hat{\mathbf{S}}_y. \quad (8.8)$$

Для простоты и наглядности рассмотрения будем полагать, что для всех узлов (кроме балансирующего) заданы активные и реактивные мощности источников и нагрузок и, следовательно, искомыми переменными являются комплексные значения (модули и фазы) напряжений этих узлов.

Система уравнений (8.8) имеет бесконечное множество решений. Действительно, если вектор $\dot{\mathbf{U}}_*$ является решением данной системы, то любой другой вектор $\dot{\mathbf{U}}$, отличающийся от $\dot{\mathbf{U}}_*$ изменением фаз всех компонент на одну и ту же произвольную величину δ , т.е. $\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{U}}_* e^{j\delta}$, также будет решением (8.8). В этом нетрудно убедиться, подставив $\dot{\mathbf{U}}$ в (8.8):

$$\hat{\mathbf{U}}_* e^{-j\delta} \mathbf{Y}_y \dot{\mathbf{U}}_* e^{j\delta} = \hat{\mathbf{S}}_y.$$

Сократив скалярные множители $e^{-j\delta} e^{j\delta} = 1$, получим тождество, отвечающее исходной предпосылке, что $\dot{\mathbf{U}}_*$ — решение (8.8).

Физически полученная множественность решений объясняется тем, что в электрической цепи переменного тока значения мощностей в продольных ветвях зависят не от абсолютных значений, а от разностей фаз напряжений соответствующих узлов. В то же время потоки мощности в поперечных ветвях от фаз напряжений узлов не зависят.

Математически это отвечает вырожденности (8.8), т.е. невозможности получения ее решения ни одним из методов. Так как для $(n - 1)$ значений фаз напряжений в (8.8) число взаимно независимых разностей фаз равно $n - 1 - 1 = n - 2$, то для получения невырожденной системы уравнений следует задать значение фазы одного из напряжений. Полученная система будет содержать $2n - 3$ вещественных неизвестных: $(n - 1)$ модулей напряжений и $(n - 2)$ фаз напряжений. Соответственно необходимо записать систему $(n - 1)$ комплексных уравнений (8.8) в виде системы $2(n - 1)$ вещественных уравнений (разделив мнимые и вещественные части) и исключить одно из уравнений (баланса активной или реактивной мощности в произвольном

узле), получив в результате систему $(2n - 3)$ уравнений с $(2n - 3)$ неизвестными.

Полученная система уравнений будет невырожденной, однако с технической точки зрения ее решение не имеет смысла. Действительно, если сложить уравнения (8.8), то выражение в правой части будет равно алгебраической сумме мощностей источников и нагрузок, т.е. потерям мощностей в сети. Следовательно, решение системы уравнений будет соответствовать заданной величине потерь мощности. При этом указанное выше исключение одного из вещественных уравнений означает лишь, что задаются потери активной или реактивной мощности. Такое задание будет приводить к технически недопустимым решениям. Так, если величина потерь занижена, то решение будет получено при завышенных уровнях напряжений, и наоборот. При этом может оказаться, что решения не существует, например при задании суммы мощностей источников, не превышающей суммы мощностей нагрузок. Для того чтобы получить технически обоснованное решение задачи расчета установившегося режима, соответствующее номинальным напряжениям рассматриваемой сети, необходимо задать модуль напряжения одного из активных узлов и исключить соответствующее уравнение баланса мощности.

Таким образом, для получения невырожденной и технически корректной системы уравнений установившегося режима целесообразно задать модуль и фазу напряжения одного из активных узлов и исключить из (8.8) уравнение баланса активной и реактивной мощности для этого же узла. Такой выбор приводит к простой по структуре системе $(n - 2)$ комплексных уравнений вида (8.7), в которой в качестве балансирующего узла задается, как правило, мощная электростанция, ведущая частоту, которая может взять на себя небаланс мощности, обусловленный тем, что величина потерь мощности в сети до расчета установившегося режима неизвестна.

Итак, при составлении узловых уравнений установившегося режима электрической системы, схема замещения которой содержит поперечные ветви, в качестве балансирующего, кроме узла нейтрали, необходимо выбрать один из активных узлов, получив систему $(n - 2)$ комплексных уравнений, где n — общее число узлов схемы замещения (включая узел нейтрали), т.е. порядок этой системы будет на единицу меньше порядка системы независимых линейных узловых уравнений (8.2).

Если схема замещения электрической системы не содержит поперечных ветвей и, следовательно, в качестве балансирующего выбран активный узел, то переход от линейных узловых уравнений (8.2) к нелинейным (8.7) не требует дополнительной фиксации модуля и фазы

напряжения, поскольку система (8.7) невырождена и при этом задано значение напряжения активного узла.

Общие правила формирования нелинейных узловых уравнений установившегося режима электрической системы при задании мощностей узлов будут, следовательно, такими:

1) один из активных узлов схемы замещения (как правило, отвечающий мощной электростанции) принимается в качестве балансирующего;

2) поперечные ветви схемы замещения учитываются только в диагональных элементах матрицы узловых проводимостей.

Порядок системы уравнений установившегося режима для схемы замещения электрической системы, содержащей n узлов, будет равен $N = n - 2$, если в схеме замещения есть поперечные ветви, и $N = n - 1$, если поперечных ветвей нет. Эта система уравнений может быть записана в виде (8.7) или в виде

$$\hat{U}_{\partial} \mathbf{Y}_{\partial} \dot{U} + \hat{U}_{\partial} \mathbf{Y}_{\partial} \dot{U}_6 = \hat{S}_{\partial} \quad (8.9)$$

Полученные системы уравнений (8.7) и (8.9) нелинейны и, следовательно, могут быть решены только итерационно. В общем случае система нелинейных уравнений может иметь одно или несколько решений или не иметь решения вообще. Вопросы существования и единственности решения уравнений установившегося режима электрической системы подробно рассмотрены в [28]. Не останавливаясь здесь на этих вопросах, отметим лишь, что, согласно опыту практических расчетов, для нормальных режимов электрических систем существует, как правило, одно технически допустимое решение.

Основной характеристикой итерационного метода решения заданной системы уравнений является область сходимости, т.е. множество значений параметров этих уравнений и начальных приближений искомых переменных, для которого итерационный процесс сходится к технически допустимому решению. Кроме того, вычислительная эффективность того или иного итерационного метода (при условии сходящегося итерационного процесса) оценивается двумя показателями: 1) объемом вычислений на одной итерации; 2) числом итераций, необходимых для получения решения с заданной точностью, т.е. скоростью сходимости итерационного процесса к решению.

Различные итерационные методы отличаются областью сходимости и показателями вычислительной эффективности. Отсутствие абсолютно сходящихся методов (т.е. имеющих практически неограниченную область сходимости), а также методов, превосходящих остальные по

всем указанным показателям, — все это привело к тому, что для решения уравнений установившегося режима до настоящего времени используется несколько методов, каждый из которых имеет определенные преимущества и недостатки.

§ 8.3. РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА МЕТОДОМ ПРОСТОЙ ИТЕРАЦИИ И МЕТОДОМ ЗЕЙДЕЛЯ

Метод простой итерации для решения системы линейных алгебраических уравнений был подробно рассмотрен в [19, § 4-2]. Этот метод практически без изменения может быть перенесен на решение системы нелинейных уравнений установившегося режима, записанных в виде (8.7). Последнее связано с тем, что нелинейность (8.7) локализована в правой части в виде нелинейных зависимостей задающих токов узлов от напряжений. Если перенести известное слагаемое $\underline{Y}_6 \dot{U}_6$ в (8.7) в правую часть, то получим систему уравнений

$$\underline{Y}_y \dot{U} = \hat{U}_\partial^{-1} \hat{S}_y - \underline{Y}_6 \dot{U}_6, \quad (8.10)$$

которая в левой части содержит произведение матрицы узловых проводимостей на столбец неизвестных напряжений узлов.

По определению [28], данная система "линейна слева" и, следовательно, может быть просто преобразована для получения вычислительной схемы метода простой итерации. Для этого введем матрицу $\underline{Y}_{y\partial} = \text{diag} \{ \underline{Y}_{ii} \}$, $i = 1, \dots, N$, и выполним следующие преобразования (8.10):

$$\begin{aligned} (\underline{Y}_y + \underline{Y}_{y\partial} - \underline{Y}_{y\partial}) \dot{U} &= \hat{U}_\partial^{-1} \hat{S}_y - \underline{Y}_6 \dot{U}_6, \\ \underline{Y}_{y\partial} \dot{U} &= \hat{U}_\partial^{-1} \hat{S}_y - \underline{Y}_6 \dot{U}_6 - (\underline{Y}_y - \underline{Y}_{y\partial}) \dot{U}, \\ \dot{U} &= \underline{Y}_{y\partial}^{-1} [\hat{U}_\partial^{-1} \hat{S}_y - \underline{Y}_6 \dot{U}_6 - (\underline{Y}_y - \underline{Y}_{y\partial}) \dot{U}]. \end{aligned} \quad (8.11)$$

Если ввести индекс итерации k , то вычислительная схема метода простой итерации, связывающая значения напряжений узлов предыдущей (k) и последующей ($k+1$) итераций, будет

$$\dot{U}^{(k+1)} = \underline{Y}_{y\partial}^{-1} [\hat{U}_\partial^{-1} \hat{S}_y - \underline{Y}_6 \dot{U}_6 - (\underline{Y}_y - \underline{Y}_{y\partial}) \dot{U}^{(k)}]. \quad (8.12)$$

При записи исходных уравнений (8.10) в развернутой форме

$$\begin{aligned} Y_{11} \dot{U}_1 + Y_{12} \dot{U}_2 + \dots + Y_{1N} \dot{U}_N &= \hat{S}_1 / \hat{U}_1 - Y_{61} \dot{U}_6, \\ Y_{21} \dot{U}_1 + Y_{22} \dot{U}_2 + \dots + Y_{2N} \dot{U}_N &= \hat{S}_2 / \hat{U}_2 - Y_{62} \dot{U}_6, \\ Y_{N1} \dot{U}_1 + Y_{N2} \dot{U}_2 + \dots + Y_{NN} \dot{U}_N &= \hat{S}_N / \hat{U}_N - Y_{6N} \dot{U}_6 \end{aligned}$$

для получения вычислительной схемы (8.12) следует разрешить каждое уравнение i относительно \dot{U}_i в левой части, т.е.

$$\dot{U}_1^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{11}} (\hat{S}_1 / \hat{U}_1^{(k)} - Y_{61} \dot{U}_6 - Y_{12} \dot{U}_2^{(k)} - \dots - Y_{1N} \dot{U}_N^{(k)}),$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(k+1)} &= \frac{1}{Y_{22}} (\hat{S}_2 / \hat{U}_2^{(k)} - Y_{62} \dot{U}_6 - Y_{21} \dot{U}_1^{(k)} - \\ &\quad - Y_{23} \dot{U}_3^{(k)} - \dots - Y_{2N} \dot{U}_N^{(k)}), \end{aligned}$$

$$\dot{U}_N^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{NN}} (\hat{S}_N / \hat{U}_N^{(k)} - Y_{6N} \dot{U}_6 - Y_{N1} \dot{U}_1^{(k)} - \dots - Y_{N(N-1)} \dot{U}_{N-1}^{(k)}),$$

или

$$\begin{aligned} \dot{U}_i^{(k+1)} &= \frac{1}{Y_{ii}} (\hat{S}_i / \hat{U}_i^{(k)} - Y_{6i} \dot{U}_6 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} \dot{U}_j^{(k)}), \\ i &= 1, \dots, N. \end{aligned} \quad (8.13)$$

Расчеты по (8.13) ведутся с некоторого начального приближения до тех пор, пока не будет достигнута заданная точность решения, для оценки которой удобно использовать следующее условие:

$$\Delta = \max_i |\dot{U}_i^{(k+1)} - \dot{U}_i^{(k)}| < \varepsilon, \quad (8.14)$$

где ε — некоторая малая по отношению к \dot{U}_i величина.

В качестве начального приближения напряжений в единичных расчетах обычно принимают напряжение балансирующего узла, т.е. $\dot{U}_i^{(0)} = \dot{U}_6$, $i = 1, \dots, N$. Если же проводится серия расчетов режимов при небольших (относительно исходных значений) изменениях мощностей узлов или элементов матрицы \underline{Y}_y , то в качестве исходного приближения каждого последующего расчета целесообразно брать решение для предыдущего.

Достаточно общих и простых методов оценки сходимости итерационного процесса по схеме (8.13) не существует. Однако заметим, что при расчете нормальных установившихся режимов электрической системы, в которых напряжения узлов не отличаются значительно от напряжения балансирующего узла, нелинейность уравнений (8.11) в процессе расчета проявляется слабо. Тогда сходимость итераций к решению можно в первом приближении оценить по соответствующим условиям, полученным для системы линейных алгебраических уравнений.

Как известно [19, § 2-4], необходимые и достаточные условия сходимости метода простой итерации для системы линейных уравнений очень сложны и их применение практически не оправдано. В то же время весьма просто формулируются достаточные условия сходимости: каждый из диагональных элементов матрицы коэффициентов должен по модулю превышать сумму модулей недиагональных элементов соответствующей строки или столбца этой матрицы. Матрица узловых проводимостей этому условию в реальных случаях не удовлетворяет. Действительно, если схема замещения электрической системы

не содержит поперечных ветвей, то $Y_{ii} = -\sum_{j=1, j \neq i}^N Y_{ij} - Y_{i0}$. Так как с

балансирующим узлом связано незначительное число узлов схемы и для большинства узлов $Y_{i0} = 0$, т.е. $Y_{ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^N Y_{ij}$, то для этих узлов

$$|Y_{ii}| \leq \sum_{j=1, j \neq i}^N |Y_{ij}|, \text{ где знак равенства отвечает элементам однородной}$$

сети; достаточно к узлу подсоединить две ЛЭП с проводами различных сечений или ЛЭП и трансформатор, как это условие нарушается. Кроме того, если схема замещения электрической системы содержит поперечные ветви (шунтирующие реакторы, ветви намагничивания трансформаторов, емкостные проводимости линий), то введение поперечной ветви с емкостной, а не индуктивной (как у продольной ветви) проводимостью еще более усиливает приведенное выше неравенство.

Нарушение достаточных условий сходимости не означает обязательной расходимости итерационного процесса (их выполнение означает, что итерационный процесс обязательно сходится). Можно лишь весьма условно утверждать, что чем сильнее нарушаются достаточные условия

сходимости, тем хуже сходимость итерационного процесса; в частности, это будет наблюдаться с ростом неоднородности (т.е. различием значений r/x отдельных продольных ветвей) схемы замещения электрической системы. Так, сходимость метода простой итерации ухудшается при представлении в виде отдельной ветви схемы замещения установки продольной емкостной компенсации ЛЭП или обмотки среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов.

Приведенные свойства характеризуют процесс решения методом простой итерации как линейных (8.2), так и нелинейных (8.11) узловых уравнений. Однако нелинейным уравнениям присущи следующие специфические свойства:

1) условия сходимости зависят от выбора начального приближения, т.е. итерационный процесс может сойтись к решению для одного начального приближения и не сойтись для другого (для линейных уравнений от начального приближения зависит только число итераций, необходимое для получения решения с заданной точностью, но не условия сходимости);

2) область существования решения ограничена, т.е. для заданной матрицы Y_u решение уравнений (8.11) существует только для некоторого конечного диапазона изменения компонент вектора \hat{S}_u (для линейных узловых уравнений (8.2) с неособенной матрицей Y_u решение существует для любых значений компонент вектора \hat{J}).

Вследствие этих особенностей сходимость итерационного процесса к решению для системы нелинейных узловых уравнений может оказаться значительно хуже, чем для линейных в тех случаях, когда заметно проявляется нелинейность, — при значительном отличии начального приближения от решения и при близости рассчитываемого режима к границе области существования.

Итерационный процесс метода Зейделя строится на основе уравнений (8.10), преобразованных к виду (8.11), как и в методе простой итерации. Метод Зейделя отличается тем, что каждое рассчитанное значение напряжения на какой-либо итерации используется для расчета последующих напряжений на этой же итерации, т.е.

$$\dot{U}_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} (\hat{S}_i / \hat{U}_i^{(k)} - Y_{i0} \dot{U}_0 - \sum_{j \neq i} Y_{ij} \dot{U}_j^{(k+1)} - \sum_{j \neq i} Y_{ij} \dot{U}_j^{(k)}). \quad (8.15)$$

Переход от метода простой итерации к методу Зейделя, т.е. от (8.13) к (8.15), не изменяя объема вычислений на итерации, приводит к заметному изменению условий сходимости итерационного процесса.

Если, как и ранее, исходить из слабого проявления нелинейности узловых уравнений (8.10), то можно в первом приближении воспользоваться условиями сходимости метода Зейделя для системы линейных алгебраических уравнений. Известно [19, § 2-4], что условия сходимости метода Зейделя и метода простой итерации при решении системы линейных алгебраических уравнений в общем случае различны. Однако если выполняются достаточные условия сходимости метода простой итерации, то итерационный процесс по методу Зейделя также сходится к решению, причем быстрее, чем для метода простой итерации. Кроме того, достаточным условием сходимости метода Зейделя для системы линейных алгебраических уравнений является положительная определенность матрицы коэффициентов [3]. Для системы линейных узловых уравнений (8.2) последнее означает, что матрица \underline{Y}_y должна быть эрмитовой ($Y_{ij} = \hat{Y}_{ji}$) и квадратичная форма $\hat{\underline{U}} \underline{Y}_y \hat{\underline{U}}$ должна принимать положительные значения для любых компонент вектора $\hat{\underline{U}}$, не все из которых нулевые. Поскольку матрица \underline{Y}_y не является эрмитовой, указанное достаточное условие сходимости метода Зейделя не выполняется. Известно лишь, что при решении линейных узловых уравнений итерационный процесс метода Зейделя всегда сходится к решению, если схема замещения электрической системы не содержит ветвей с результирующей емкостной проводимостью [28] (например, ветвей с продольной емкостной компенсацией, превышающей 100%). Это условие, так же как и приведенные выше, для схем замещения реальных электрических систем не выполняется. Смысл рассмотрения всех этих условий заключается в том, что они позволяют выявить факторы, ухудшающие сходимость (неоднородность элементов схемы замещения, наличие ветвей с емкостной проводимостью), и при составлении схемы замещения электрической системы иметь их в виду. Так как приведенные выше условия сходимости являются достаточными, их нарушение не обязательно приводит к расходимости итерационного процесса.

Опыт расчетов установившихся режимов электрических систем методом простой итерации и методом Зейделя показал, что во многих случаях итерационные процессы сходятся к решению. При этом получение решения с технически приемлемой точностью требует для сложных схем нескольких десятков и даже сотен итераций, т.е. сходимость довольно медленная. Метод Зейделя, как правило, обеспечивает более быструю сходимость, и поэтому метод простой итерации в настоящее время не имеет практического применения.

Так же как и в методе простой итерации, при расчете методом Зейделя режимов, удаленных от границы, области существования, нелинейность уравнений установившегося режима не проявляется значительно и сходимость итерационного процесса в основном опреде-

ляется свойствами матрицы \underline{Y}_y . При приближении к границе области существования режимов скорость сходимости при решении нелинейных уравнений падает и в большей мере проявляется зависимость условий сходимости от выбора начального приближения.

Причиной сравнительно широкого применения метода Зейделя для расчетов установившихся режимов электрических систем, несмотря на его медленную сходимость и весьма ограниченную область сходимости, является простота алгоритмической реализации и малый объем вычислений на каждой итерации. Так, расчет одной итерации при решении системы уравнений установившегося режима методом Зейделя по (8.15) требует $2N$ операций деления и $N(N-1)$ операций умножения комплексных чисел, т.е. объем вычислений определяется числом *

$$M_3 = N(N-1) + 2 \times 2N = N(N+3) \quad (8.16)$$

операций умножения комплексных чисел.

Эта оценка условна и может быть использована лишь как первое приближение при сравнении вычислительной эффективности различных методов и алгоритмов. Условность ее в первую очередь связана с тем, что не учитывается слабая заполненность матрицы \underline{Y}_y . Так как большая часть элементов матрицы \underline{Y}_y — нули, то алгоритм и программа расчета составляются таким образом, что в памяти ЭВМ хранятся только ненулевые элементы \underline{Y}_y и только с этими элементами выполняются арифметические операции. Все это позволяет существенно уменьшить как требуемый объем памяти ЭВМ, так и объем вычислений. Так, если воспользоваться приведенной в § 8.2 приближенной оценкой числа ненулевых элементов матрицы \underline{Y}_y , равного $4N$, где N — порядок матрицы, то объем вычислений будет характеризоваться числом $M'_3 = 4N - N + 2 \times 2N = 7N$, что для больших N значительно меньше, чем без учета слабой заполненности (M_3).

*Объем вычислений на ЭВМ обычно оценивают по числу наиболее трудоемких арифметических операций с вещественными числами — умножения и деления, полагая их примерно равноценными (т.е. оценка ведется по числу операций $M = M_{\text{умн}} + M_{\text{дел}}$). При оценке объема вычислений при операциях с комплексными числами следует учесть, что операция умножения комплексных чисел эквивалентна четырем операциям умножения вещественных чисел, а операция деления комплексных чисел — шести операциям умножения и двум операциям деления вещественных чисел, т.е. двум операциям умножения комплексных чисел. Тогда, оценивая объем вычислений по количеству операций умножения комплексных чисел, можно принять $M = M_{\text{умн}} + 2M_{\text{дел}}$.

Малый объем требуемой памяти ЭВМ и простота расчета на итерации являются основными преимуществами метода Зейделя. Его основной недостаток — медленная сходимость итерационного процесса к решению, а также весьма ограниченная область сходимости.

Для ускорения сходимости итерационного процесса расчета по методу Зейделя используют так называемый "ускоряющий коэффициент" q (подобно тому, как это делается при переходе от полной к неполной релаксации в решении систем линейных алгебраических уравнений [31]). В этом случае значения напряжений узлов на каждой последующей $(k+1)$ -й итерации рассчитываются по выражению

$$\dot{U}_i^{(k+1)} = \dot{U}_i^{(k)} + q(\dot{U}_i^{(k+1)} - \dot{U}_i^{(k)}), \quad (8.17)$$

где $\dot{U}_i^{(k+1)}$ определяется по (8.15) при подстановке в него $\dot{U}_j^{(k)}$ и $\dot{U}_j^{(k+1)}$.

Для оценки возможного диапазона изменения q можно в первом приближении воспользоваться результатом, полученным для линейных алгебраических уравнений с положительно определенной матрицей коэффициентов: $0 < q < 2$. Как показали результаты расчетов для конкретных электрических систем, расчет по (8.17) позволяет заметно ускорить сходимость. При этом оптимальное значение q (обеспечивающее наименьшее число итераций) в основном определяется значениями элементов матрицы \underline{Y}_y . Общих методов определения этого значения нет, и оно может быть найдено только вариантными расчетами. В связи с этим использование ускорения по (8.17) практически целесообразно только при проведении массовых расчетов режимов при вариации $\hat{\underline{S}}_y$ и, возможно, некоторых небольших изменениях в \underline{Y}_y . Тогда на основе расчетов для одного режима при различных q определяется его оптимальное значение, которое используется в расчетах всех остальных режимов.

§ 8.4. РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА НА ОСНОВЕ МЕТОДА ГАУССА

Медленная и ненадежная сходимость итерационного процесса метода Зейделя обусловила применение других, более эффективных в этом смысле, методов расчета установившихся режимов электрических систем. Анализ условий сходимости метода Зейделя, подтвержденный конкретными расчетами, показывает, что практически всегда число итераций, необходимое для решения нелинейных уравнений установившегося режима (8.10), незначительно больше, чем при решении линейных уравнений (8.2) для той же системы. Практически во всех случаях (за исключением режимов, близких к границе области существования) скорость сходимости определяется свойствами матрицы \underline{Y}_y , т.е. зави-

сит в основном от линейной левой части системы уравнений (8.10). Поэтому естественно предположить, что итерационный метод решения (8.10), позволяющий решать линейную систему (8.2) за одну итерацию (т.е. действующий в этом случае как прямой метод [19]), будет обеспечивать гораздо более быструю и надежную сходимость, чем метод Зейделя. Такой итерационный процесс можно организовать следующим образом: для известных значений $\dot{U}_i^{(k)}$ рассчитываются правые части (8.10) и решением полученной системы методом Гаусса определяются значения $\dot{U}_i^{(k+1)}$. Вычислительная схема решения (8.10) при этом будет

$$\underline{Y}_y \dot{U}^{(k+1)} = (\hat{\underline{U}}_d^{(k)})^{-1} \hat{\underline{S}}_y - \underline{Y}_6 \dot{U}_6, \quad (8.18)$$

или в развернутом виде

$$\sum_{j=1}^N Y_{ij} \dot{U}_j^{(k+1)} = \hat{S}_i / \hat{U}_i^{(k)} - Y_{6i} \dot{U}_6, \quad i = 1, \dots, N. \quad (8.19)$$

Опыт расчетов показывает, что данный метод обеспечивает более надежную и существенно более быструю сходимость, чем метод Зейделя. Однако объем вычислений на итерации здесь значительно выше, поскольку приходится решать систему линейных алгебраических уравнений порядка N . Это требует (с учетом вычисления правых частей) выполнения $N(N-1)(2N+5)/6$ операций умножения комплексных чисел и $N(N+3)/2$ операций деления [19, § 2-2]. Объем вычислений, таким образом, характеризуется величиной

$$\begin{aligned} M_{\Gamma} &= M_{\text{умн}} + 2M_{\text{дел}} = N(N-1)(2N+5)/6 + N(N+3) = \\ &= N(2N^2 + 9N + 13)/6. \end{aligned} \quad (8.20)$$

Сравним трудоемкость расчетов на основе методов Гаусса и Зейделя. Эти методы будут равноценны в вычислительном отношении, если

$$k_{\Gamma} M_{\Gamma} = k_3 M_3,$$

где k_{Γ} и k_3 — числа итераций, необходимые для получения решения на основе метода Гаусса и методом Зейделя соответственно.

С учетом (8.16) и (8.20) получим

$$k_{\Gamma} N(2N^2 + 9N + 13)/6 = k_3 N(N+3).$$

Отсюда следует, что применение метода Гаусса потребует меньше вычислений, если

$$k_r < k_3 \frac{6(N+3)}{(2N^2 + 9N + 13)},$$

что дает следующую приближенную оценку для больших N :

$$k_r < 3k_3/N,$$

т.е., например, для системы уравнений порядка 90 число итераций при расчете на основе метода Гаусса должно быть в 30 раз меньше, чем при расчете методом Зейделя.

Учет слабой заполненности матрицы \underline{Y}_y изменит это соотношение в пользу метода Зейделя. Действительно, при решении системы уравнений (8.19) методом Гаусса матрица \underline{Y}_y пересчитывается и, следовательно, в памяти ЭВМ необходимо хранить как исходную, так и пересчитываемую на каждой итерации матрицы. Кроме того, такой пересчет, т.е. изменение матрицы \underline{Y}_y в процессе расчета одной итерации по (8.19), значительно усложняет алгоритм расчета с учетом слабой заполненности. Это связано с тем, что в процессе расчета прямого хода метода Гаусса в матрице \underline{Y}_y появляются новые ненулевые элементы. Их количество определяется как структурой исходной матрицы \underline{Y}_y , так и последовательностью записи (порядком нумерации) уравнений в (8.19). Поэтому учет слабой заполненности матрицы \underline{Y}_y обязательно требует такой упорядоченной нумерации уравнений, при которой увеличение числа ненулевых элементов в процессе прямого хода метода Гаусса было бы по возможности минимальным [19, § 2-2]. Эта нумерация, так же как и формирование исходных уравнений, должна выполняться с помощью ЭВМ. К настоящему времени разработано несколько алгоритмов такой нумерации, которые позволяют достаточно просто получить решение, близкое к оптимальному [28, 32]. Однако даже при использовании таких алгоритмов число ненулевых элементов в матрице \underline{Y}_y в процессе расчета по методу Гаусса возрастает, что увеличивает как объем вычислений, так и сложность программирования, ориентированного на оперирование только с ненулевыми элементами. Тем не менее экономия требуемого объема памяти ЭВМ и вычислений при учете слабой заполненности матрицы \underline{Y}_y столь значительна, что этот учет реализован во всех современных программах расчета установившихся режимов электрических систем.

Итак, расчет на основе метода Гаусса (по сравнению с методом Зейделя) наряду со значительным ускорением сходимости итерационного процесса характеризуется резким увеличением объема расчетов на одной итерации и существенно большей алгоритмической сложностью учета слабой заполненности матрицы \underline{Y}_y .

Возможным способом повышения вычислительной эффективности

решения системы линейных алгебраических уравнений (8.18) может служить обращение матрицы \underline{Y}_y , т.е. приведение (8.18) к виду

$$\dot{U}^{(k+1)} = \underline{Y}_y^{-1}[(\hat{U}_\partial^{(k)})^{-1}\hat{S}_y - \underline{Y}_6\dot{U}_6]. \quad (8.21)$$

В этом случае наиболее трудоемкая операция — расчет матрицы $\underline{Y}_y^{-1} = \underline{Z}_y$ — выполняется однократно, а на каждой итерации выполняется только умножение матрицы \underline{Z}_y на столбец $[(\hat{U}_\partial^{(k)})^{-1}\hat{S}_y - \underline{Y}_6\dot{U}_6]$.

Обращение матрицы порядка N с помощью вычислительно эффективного алгоритма, основанного на вычислительной схеме метода Гаусса, требует $N(N^2 - 1)$ операций умножения и N операций деления. Вычисление вектора правых частей на каждой итерации требует N операций деления, а умножение обратной матрицы на получаемый вектор — N^2 операций умножения. Отсюда расчет установившегося режима с помощью обращения матрицы \underline{Y}_y оценивается числом операций

$$M_0 = N(N^2 - 1) + 2N + k_r(N^2 + 2N) = N(N^2 + 1) + k_rN(N + 2). \quad (8.22)$$

Заметим, что необходимое количество итераций в этом случае то же, что и при расчете на основе метода Гаусса, поскольку результаты расчетов на каждой итерации обоими методами идентичны. Однако объем вычислений различен. Метод обращения матрицы будет эффективнее метода Гаусса, если

$$N(N^2 + 1) + k_rN(N + 2) < k_rN(2N^2 + 9N + 13)/6$$

или

$$k_r > \frac{6(N^2 + 1)}{2N^2 + 9N + 13},$$

т.е. если число итераций больше двух.

Эта оценка, однако, не отражает истинного соотношения трудоемкости методов. Дело в том, что матрица \underline{Z}_y является полностью заполненной, и, следовательно, при ее вычислении и использовании в расчетах по (8.21) учесть свойство слабой заполненности матрицы \underline{Y}_y невозможно. В результате трудоемкость этого метода и необходимый объем памяти ЭВМ будут для сложных систем значительно больше, чем у метода Гаусса.

Методом решения системы уравнений (8.18), сочетающим преимущества методов Гаусса и обращения матрицы \underline{Y}_y , является метод,

основанный на факторизации матрицы \underline{Y}_y , т.е. на представлении этой матрицы в виде произведения матриц-сомножителей специального вида [32, 33]. Одним из алгоритмически простых способов факторизации, применяемых в расчетах установившихся режимов электрических систем, является так называемая $L-H$ факторизация, т.е. представление матрицы \underline{Y}_y в виде произведения нижней (\underline{L}) и верхней (\underline{H}) треугольных матриц, причем диагональные элементы матрицы \underline{H} — единицы. Такое представление возможно для любой неособенной квадратной матрицы, и оно единственно [31]. Алгоритмически эта факторизация полностью отвечает прямому ходу алгоритма Гаусса. Если выполнить вычисления прямого хода, то на месте исходной матрицы \underline{Y}_y окажутся матрица \underline{L} и матрица \underline{H} без диагональных элементов (поскольку эти элементы — единицы, то потери информации не происходит).

Полученная таким образом преобразованная система уравнений (8.18) в виде

$$\underline{L}\underline{H}\dot{\underline{U}}^{(k+1)} = \dot{\underline{J}}_{\text{ЭКВ}}^{(k)}, \quad (8.23)$$

где

$$\dot{\underline{J}}_{\text{ЭКВ}}^{(k)} = (\hat{\underline{U}}^{(k)})^{-1} \hat{\underline{S}}_y - \dot{\underline{Y}}_6 \underline{U}_6,$$

эквивалентна двум системам уравнений с нижней и верхней треугольными матрицами соответственно:

$$\underline{L}\dot{\underline{X}}^{(k)} = \dot{\underline{J}}_{\text{ЭКВ}}^{(k)} \quad (8.24)$$

и

$$\underline{H}\dot{\underline{U}}^{(k+1)} = \dot{\underline{X}}^{(k)}. \quad (8.25)$$

Решая поочередно эти две системы, на каждой итерации будем получать искомые значения $\underline{U}^{(k+1)}$. Результат вычислений по (8.24) и (8.25) на каждой итерации будет тем же, что и при использовании метода Гаусса (или метода обращения матрицы), и, следовательно, тем же будет требуемое число итераций k_r . Объем же расчетов будет другим:

1) наиболее трудоемкая часть расчетов — факторизация матрицы \underline{Y}_y — выполняется однократно, подобно методу обращения матрицы; однако в отличие от этого метода матрицы \underline{L} и \underline{H} не теряют свойства слабой заполненности, поскольку структура данных матриц полностью отвечает результатам прямого хода метода Гаусса;

2) на каждой итерации решаются преобразованные системы уравнений (8.24) и (8.25), что требует относительно небольшого объема вычислений.

Вычислительная трудоемкость этого метода определяется следующими составляющими:

- 1) факторизация матрицы \underline{Y}_y : $N(N-1)(2N-1)/6$ операций умножения и $N(N-1)/2$ операций деления;
- 2) расчет вектора правых частей $\dot{\underline{J}}_{\text{ЭКВ}}^{(k)}$: N операций деления;
- 3) решение системы (8.24): $N(N-1)/2$ операций умножения и N операций деления;
- 4) решение системы (8.25): $N(N-1)/2$ операций умножения.

Общий объем вычислений будет характеризоваться следующим эквивалентным числом операций умножения комплексных чисел:

$$M_\Phi = N(N-1)(2N-1)/6 + N(N-1) + k_r[2 \times N + N(N-1)/2 + 2 \times N + N(N-1)/2] = N(N-1)(2N+5)/6 + k_r N(N+3). \quad (8.26)$$

Сравнение (8.26) с (8.20) и (8.22) показывает, что $M_\Phi < M_T$ при $k_r > 1$, а $M_\Phi < M_0$ при $k_r < 4N^2 - 3N + 11$. Если еще учесть возможность учета слабой заполненности матрицы \underline{Y}_y , то можно утверждать, что для расчета установившегося режима по (8.18) наиболее рационально применение метода факторизации \underline{Y}_y .

Быстрая и надежная сходимость этого метода, несмотря на алгоритмическую сложность и трудоемкость расчетов на итерации, привела к его использованию в ряде программ расчета установившихся режимов электрических систем.

§ 8.5. ФОРМЫ ЗАПИСИ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ДЛЯ ОБЩЕГО СЛУЧАЯ ЗАДАНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Методы решения уравнений установившегося режима были рассмотрены в § 8.3 и 8.4 для частного случая задания исходных данных активных узлов схемы замещения электрической системы: источники и потребители заданы постоянными значениями активных и реактивных мощностей. В то же время источники (генераторы), как правило (см. § 8.1), вводятся в расчеты режимов заданными значениями активной мощности и модуля напряжения узла ($P_r = \text{const}$, $U_r = \text{const}$), таким же образом задаются синхронные компенсаторы и регулируемые статические источники реактивной мощности (при $P = 0$), а потребители (нагрузки) — статическими характеристиками активной и реактивной мощности по напряжению. Указанное более общее задание нагрузок не меняет вида уравнений (8.10) и вычислительные схемы их решения, требуя лишь дополнительной коррекции мощностей по напряжению, что будет сказываться только на сходимости итерационного процесса.

В то же время задание источников в виде узлов с $P_i = \text{const}$ и $U_i = \text{const}$, т.е. задание вещественной части комплекса полной мощности и модуля комплекса напряжения узла, изменяет состав заданных и искомых параметров режима в уравнениях (8.10).

Определим состав этих параметров для общего случая задания исходных данных. Каждый активный узел i схемы замещения электрической системы характеризуется двумя комплексными (\hat{S}_i и \hat{U}_i) или четырьмя вещественными параметрами режима: активной (P_i) и реактивной (Q_i) мощностью источника или потребителя электроэнергии в этом узле, а также модулем (U_i) и фазой (δ_i) напряжения. Пассивный узел (в котором отсутствуют источники и потребители электроэнергии или потребители заданы постоянными сопротивлениями) является частным случаем активного с $P_i = 0$ и $Q_i = 0$. Для каждого узла можно записать одно комплексное или два вещественных уравнения баланса активной и реактивной мощности вида (8.10). Следовательно, для каждого узла следует задать два вещественных параметра режима, а два оставшихся определяются решением узловых уравнений. Для генераторных узлов, для которых заданы P_i и U_i , неизвестными являются Q_i и δ_i , а для нагрузочных (заданы P_i и Q_i) — U_i и δ_i , т.е. \hat{U}_i .

Введение в схему замещения узлов с заданными значениями P_i и U_i усложняет вычислительную схему метода Зейделя по сравнению с (8.15) [33]. Для каждого такого узла i первоначально вычисляется не значение напряжения $\hat{U}_i^{(k+1)}$, а его составляющая $\hat{V}_i^{(k+1)}$, не зависящая от искомой переменной Q_i (т.е. $\hat{V}_i^{(k+1)}$ определяется как $\hat{U}_i^{(k+1)}$ при $Q_i = 0$):

$$\hat{V}_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} (P_i / \hat{U}_i^{(k)} - \sum_{j < i} Y_{ji} \hat{U}_j^{(k+1)} - \sum_{j > i} Y_{ij} \hat{U}_j^{(k)}).$$

Далее рассчитывается

$$\hat{U}_i^{(k+1)} = \hat{V}_i^{(k+1)} - j \frac{Q_i^{(k+1)}}{Y_{ii} \hat{U}_i^{(k)}},$$

где значение $Q_i^{(k+1)}$ определяется решением квадратного уравнения

$$U_i^2 = \hat{U}_i^{(k+1)} \hat{U}_i^{(k+1)} = (\hat{V}_i^{(k+1)} - j \frac{Q_i^{(k+1)}}{Y_{ii} \hat{U}_i^{(k)}})(\hat{V}_i^{(k+1)} + j \frac{Q_i^{(k+1)}}{Y_{ii} \hat{U}_i^{(k)}}),$$

в котором оно является единственным неизвестным, поскольку модуль напряжения этого узла задан, т.е. $U_i^{(k+1)} = U_i = \text{const}$.

Аналогично может быть построен и итерационный процесс на осно-

ве метода Гаусса, рассмотренный в § 8.4. Однако здесь введение узлов с заданными значениями P_i и U_i не позволяет свести систему уравнений к виду, аналогичному (8.10), т.е. к нелинейным уравнениям, левые части которых линейны относительно искомых переменных. Это в результате приводит не только к усложнению вычислительной схемы, но и к возможности заметного ухудшения сходимости итерационного процесса.

Для повышения вычислительной эффективности решения нелинейных узловых уравнений установившегося режима в общем случае задания исходных данных может быть использована группа методов, применение которых требует дифференцирования уравнений по искомым переменным. Это *градиентные методы* и *метод Ньютона*. Применение этих методов требует перехода от комплексных уравнений (8.9) и (8.10) к вещественным, поскольку для общего случая задания исходных данных искомые переменные — вещественные. Но это необходимо также и в частном случае задания комплексных значений мощностей всех узлов (кроме балансирующего), когда искомыми переменными являются комплексные значения напряжений узлов. Дело в том, что узловые уравнения (8.9) и (8.10) содержат как комплексы напряжений, так и сопряженные комплексы, а в этом случае производные по комплексным переменным не определены.

С целью выделения неизвестных параметров режима для общего случая задания исходных данных, а также для возможности применения методов расчета режима, требующих дифференцирования уравнений по искомым переменным, определим возможные формы записи нелинейных узловых уравнений в вещественных переменных. Узловые уравнения установившегося режима могут быть записаны в форме баланса токов (8.10) или мощностей (8.9), а перейти от комплексных к вещественным параметрам можно на основе записи комплексных чисел в прямоугольной или полярной системе координат. Отсюда следуют четыре формы записи узловых уравнений.

1. Узловые уравнения в форме баланса токов в прямоугольной системе координат. Для получения этой формы записи в исходную систему узловых уравнений (8.10) порядка N следует подставить:

$\hat{S} = P + jQ$, где P и Q — вектор-столбцы активных и реактивных мощностей узлов соответственно (элементы которых положительны для генераторных узлов и отрицательны для нагрузочных);

$\hat{U} = U' + jU''$, где U' , U'' — вектор-столбцы вещественных и мнимых составляющих напряжений узлов соответственно;

$Y = G - jB$, где G и B — квадратные порядка N матрицы активных и реактивных составляющих узловых проводимостей.

Знак минус в последнем выражении введен для удобства записи, поскольку сопротивления продольных ветвей схемы замещения электрической системы, как правило, активно-индуктивные, т.е. $Z = r + jx$ и

$$\underline{Y} = \frac{1}{r + jx} = \frac{r}{r^2 + x^2} - j \frac{x}{r^2 + x^2} = g - jb.$$

Подставив эти выражения в (8.10) с учетом общепринятого условия $\dot{U}_0 = U_0$, получим

$$(G - jB)(U' + jU'') = (U' - jU'')^{-1}(P - jQ) - (G_0 - jB_0)U_0.$$

Разделив вещественные и мнимые части, получим

$$GU' + BU'' = U' U'^{-2} P + U'' U'^{-2} Q - G_0 U_0,$$

$$-BU' + GU'' = -U' U'^{-2} Q + U'' U'^{-2} P + B_0 U_0, \quad (8.27)$$

где

$$U'^{-2} = \text{diag} \{ (U_i'^2 + U_i''^2)^{-1} \} = \text{diag} \{ U_i'^{-2} \}.$$

Таким образом, система N нелинейных узловых уравнений (8.10) с комплексными коэффициентами и переменными равносильна системе $2N$ вещественных уравнений (8.27). В развернутом виде эти уравнения будут

$$\sum_{j=1}^N g_{ij} U_j' + \sum_{j=1}^N b_{ij} U_j'' = \frac{U_i'}{U_i'^2} P_i + \frac{U_i''}{U_i'^2} Q_i - g_{0i} U_0, \quad (8.28)$$

$$-\sum_{j=1}^N b_{ij} U_j' + \sum_{j=1}^N g_{ij} U_j'' = -\frac{U_i'}{U_i'^2} Q_i + \frac{U_i''}{U_i'^2} P_i + b_{0i} U_0, \quad i = 1, \dots, N.$$

2. Узловые уравнения в форме баланса токов в полярной системе координат. Для получения этих уравнений удобно воспользоваться развернутой (не матричной) формой записи исходной системы уравнений (8.10), т.е. представить эти уравнения в виде

$$\sum_{j=1}^N \underline{Y}_{ij} \dot{U}_j = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i} - \underline{Y}_{0i} U_0, \quad i = 1, \dots, N. \quad (8.29)$$

Подставим в (8.29) выражения для \dot{U}_j в полярной системе координат, т.е. $\dot{U}_j = U_j e^{j\delta_j}$.

$$\sum_{j=1}^N (g_{ij} - jb_{ij}) U_j e^{j\delta_j} = \frac{P_i - jQ_i}{U_i} e^{j\delta_i} - (g_{0i} - jb_{0i}) U_0, \quad i = 1, \dots, N.$$

Разделив вещественные и мнимые части, получим после преобразования искомые уравнения в виде

$$\left. \begin{aligned} \sum_{j=1}^N [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] U_j &= \frac{P_i}{U_i} - \\ &- (g_{0i} \cos \delta_i - b_{0i} \sin \delta_i) U_0, \\ \sum_{j=1}^N [g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] U_j &= \frac{Q_i}{U_i} - \\ &- (g_{0i} \sin \delta_i + b_{0i} \cos \delta_i) U_0, \end{aligned} \right\} \quad i = 1, \dots, N. \quad (8.30)$$

3. Узловые уравнения в форме баланса мощностей в прямоугольной системе координат. Для получения этой формы записи узловых уравнений следует в исходную систему (8.9) подставить выражения для \dot{U} , \underline{Y} и \dot{S}_y в прямоугольных координатах

$$(U' - jU'') (G - jB)(U' + jU'') = P - jQ - (U' - jU'')(G_0 - jB_0) U_0$$

и разделить мнимые и вещественные части

$$\left. \begin{aligned} U' (GU' + BU'') - U'' (BU' - GU'') &= P - (U' G_0 - U'' B_0) U_0, \\ U' (BU' - GU'') + U'' (GU' + BU'') &= Q - (U' B_0 + U'' G_0) U_0 \end{aligned} \right\} \quad (8.31)$$

записав в развернутой форме эти матричные уравнения, получим

$$\left. \begin{aligned} U_i' \sum_{j=1}^N (g_{ij} U_j' + b_{ij} U_j'') - U_i'' \sum_{j=1}^N (b_{ij} U_j' - g_{ij} U_j'') &= \\ &= P_i - (U_i' g_{0i} - U_i'' b_{0i}) U_0, \end{aligned} \right\} \quad (8.32)$$

$$\left. \begin{aligned} U_i' \sum_{j=1}^N (b_{ij} U_j' - g_{ij} U_j'') + U_i'' \sum_{j=1}^N (g_{ij} U_j' + b_{ij} U_j'') &= \\ &= Q_i - (U_i' b_{0i} + U_i'' g_{0i}) U_0, \end{aligned} \right\} \quad i = 1, \dots, N.$$

4. Узловые уравнения в форме баланса мощностей в полярной системе координат. Эти уравнения можно получить из соответствующих уравнений в форме баланса токов (8.30) путем умножения каждого уравнения на модуль напряжения соответствующего узла:

$$\left. \begin{aligned} U_i \sum_{j=1}^N [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] U_j = \\ = P_i - U_i (g_{6i} \cos \delta_i - b_{6i} \sin \delta_i) U_0, \\ U_i \sum_{j=1}^N [g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] U_j = \\ = Q_i - U_i (g_{6i} \sin \delta_i + b_{6i} \cos \delta_i) U_0, i = 1, \dots, N. \end{aligned} \right\} \quad (8.33)$$

Каждая из приведенных форм записи узловых уравнений установившегося режима электрической системы имеет свои преимущества, определяющие область ее рационального применения. Так, уравнения баланса токов в прямоугольной системе координат "линейны слева" [28], что позволяет применять для их решения широкий спектр итерационных методов, включая рассмотренные выше, в § 8.3 и 8.4. Уравнения баланса мощностей (8.32) позволяют относительно просто учитывать различное задание исходных данных: так для генераторных узлов (с заданными P_i и U_i) достаточно заменить уравнение баланса реактивной мощности в (8.32) уравнением

$$U_i'^2 + U_i''^2 = U_i^2.$$

Наиболее просто осуществляется учет таких узлов в уравнениях (8.30) и (8.33), записанных в полярных координатах (для этих узлов следует просто исключить уравнения баланса реактивной мощности и тем самым порядок системы уравнений уменьшится на число генераторных узлов). Правда, эти уравнения трансценденты (неизвестные фазы напряжений являются аргументами тригонометрических функций), что увеличивает объем вычислений при их решении.

Полученные системы уравнений (8.27) — (8.33) содержат дифференцируемые функции искомых переменных и, следовательно, для их решения можно использовать градиентный метод и метод Ньютона. Основным недостатком градиентного метода является замедление сходимости итерационного процесса по мере приближения к решению. По этой причине данный метод практически не нашел самостоятельного

применения в расчетах установившихся режимов электрических систем [28]. В то же время метод Ньютона, характеризующийся быстрой и надежной сходимостью, получил широкое применение в этой области [28, 34].

§ 8.6. РЕШЕНИЕ СИСТЕМЫ НЕЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ МЕТОДОМ НЬЮТОНА

Рассмотрим систему N нелинейных уравнений

$$\left. \begin{aligned} W_1(x_1, x_2, \dots, x_N) &= 0, \\ W_2(x_1, x_2, \dots, x_N) &= 0, \\ &\dots \dots \dots \\ W_N(x_1, x_2, \dots, x_N) &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (8.34)$$

где W_i — дифференцируемые функции искомых переменных x_i .

В матричном виде система (8.34) может быть записана так:

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}) = 0, \quad (8.35)$$

где \mathbf{W} , \mathbf{X} — вектор-функция и вектор переменных соответственно.

Существо итерационного процесса решения этой системы методом Ньютона состоит в следующем: исходные уравнения линейризуются в точке заданного приближения $\mathbf{X}^{(k)}$ и решением полученной системы линейных уравнений определяется следующее приближение $\mathbf{X}^{(k+1)}$. Линеаризация производится путем разложения $\mathbf{W}(\mathbf{X})$ в ряд Тейлора и отбрасывания членов разложения порядка выше первого. Итак, итерационная формула метода Ньютона

$$\mathbf{W}(\mathbf{x}^{(k)}) + \frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \Delta \mathbf{X}^{(k)} = 0, \quad (8.36)$$

где $\partial \mathbf{W} / \partial \mathbf{X} = \{ \partial W_i / \partial X_j, i, j = 1, \dots, N \}$ — квадратная порядка N матрица частных производных — матрица Якоби; $\Delta \mathbf{X}^{(k)} = \mathbf{X}^{(k+1)} - \mathbf{X}^{(k)}$.

Выражение (8.36) представляет собой систему линейных алгебраических уравнений

$$\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \Delta \mathbf{X}^{(k)} = -\mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)}) \quad (8.37)$$

с неизвестными $\Delta \mathbf{X}^{(k)}$, решение которой существует и единственно при условии, что матрица коэффициентов (матрица Якоби) не особенная, т.е. ее определитель (якобиан) не равен нулю.

Таким образом, решение системы нелинейных уравнений методом Ньютона состоит в многократном решении (в итерационном цикле) систем линейных алгебраических уравнений.

Для оценки условий сходимости итерационного процесса метода Ньютона к решению предположим, что решение (8.35) существует и равно \mathbf{X}^* , т.е. $\mathbf{W}(\mathbf{X}^*) \equiv 0$. Разложим $\mathbf{W}(\mathbf{X})$ в ряд Тейлора в точке некоторого приближения $\mathbf{X}^{(k)} = \mathbf{X}^* - \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)}$ и определим из этого разложения $\mathbf{W}(\mathbf{X}^*)$ как

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}^*) = \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)}) + \frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 \mathbf{W}(\boldsymbol{\xi}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}^2} \cdot \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} = 0, \quad (8.38)$$

где $\boldsymbol{\xi}^{(k)}$ — некоторый вектор, компоненты которого зависят от \mathbf{X}^* и $\mathbf{X}^{(k)}$;

$\partial^2 \mathbf{W} / \partial \mathbf{X}^2 = \{ \partial^2 W_i / \partial x_j \partial x_l, i, j, l = 1, \dots, N \}$ — кубическая размерности $N \times N \times N$ матрица вторых производных, называемая матрицей Гессе. Согласно (8.36),

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} - \left[\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \right]^{-1} \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)}). \quad (8.39)$$

Определив из (8.38)

$$\begin{aligned} - \left[\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \right]^{-1} \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)}) &= \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} + \\ &+ \frac{1}{2} \left[\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \right]^{-1} \frac{\partial^2 \mathbf{W}(\boldsymbol{\xi}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}^2} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} \end{aligned}$$

и подставив в (8.39), получим

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} + \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \right]^{-1} \frac{\partial^2 \mathbf{W}(\boldsymbol{\xi}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}^2} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)},$$

или, поскольку $\mathbf{X}^{(k)} + \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} = \mathbf{X}^*$,

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^* + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \right]^{-1} \frac{\partial^2 \mathbf{W}(\boldsymbol{\xi}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}^2} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)}.$$

Следовательно, если погрешность приближения k была равна $\boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} = \mathbf{X}^* - \mathbf{X}^{(k)}$, то после выполнения итерации по методу Ньютона получим приближение $(k+1)$, погрешность которого будет

$$\boldsymbol{\varepsilon}^{(k+1)} = \mathbf{X}^* - \mathbf{X}^{(k+1)} = - \frac{1}{2} \left[\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \right]^{-1} \frac{\partial^2 \mathbf{W}(\boldsymbol{\xi}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}^2} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)} \boldsymbol{\varepsilon}^{(k)}. \quad (8.40)$$

Отсюда следует, что условия сходимости метода Ньютона зависят от значений первых и вторых производных функций W_i по искомым переменным в области, определяемой точкой решения и заданным приближением, и от близости предыдущего (а в конечном итоге — начального) приближения к решению. При этом погрешность последующего приближения связана с погрешностью предыдущего приближения квадратичной зависимостью. В этом смысле говорят о "квадратичной" сходимости метода Ньютона. Из (8.40) следует, что по мере приближения к решению сходимость метода Ньютона будет резко ускоряться. В то же время при задании начального приближения далеко от решения итерационный процесс метода Ньютона может быть расходящимся, т.е. метод Ньютона чувствителен к выбору начального приближения.

Для увеличения надежности сходимости метода Ньютона используются подходы, основанные на следующем положении [28]: сумма квадратов небалансов

$$\Phi(\mathbf{X}) = \mathbf{W}_t(\mathbf{X}) \mathbf{W}(\mathbf{X}) = \sum_{i=1}^N W_i(\mathbf{X})^2$$

убывает в направлении, определяемом итерационной формулой метода Ньютона, в малой окрестности точки заданного приближения, т.е. если определить

$$\mathbf{X} = \mathbf{X}^{(k)} + t(\mathbf{X}^{(k+1)} - \mathbf{X}^{(k)}) = \mathbf{X}^{(k)} + t \Delta \mathbf{X}^{(k)},$$

где $\Delta \mathbf{X}^{(k)}$ вычисляется по итерационной формуле метода Ньютона (8.36), а $t > 0$ — некоторая скалярная переменная, называемая параметром, то при $\Phi(\mathbf{X}) = \Phi(\mathbf{X}^{(k)} + t \Delta \mathbf{X}^{(k)}) = \Phi(t)$

$$\lim_{t \rightarrow 0} \frac{\partial \Phi(t)}{\partial t} < 0. \quad (8.41)$$

Методу Ньютона отвечает значение $t = 1$. Очевидно, что расходимость итерационного процесса метода Ньютона возможна только при условии $\Phi(\mathbf{X}^{(k+1)}) > \Phi(\mathbf{X}^{(k)})$, и с учетом (8.41) сходимость всегда можно обеспечить выбором $0 < t < 1$. Введение отличного от единицы значения параметра t , т.е. переход от итерационной формулы (8.39) к выражению

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} - t \left[\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)})}{\partial \mathbf{X}} \right]^{-1} \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k)}), \quad (8.42)$$

соответствует переходу от метода Ньютона к его модификации, называемой "метод Ньютона по параметру" или "метод по параметру" [28].

Применение метода по параметру позволяет всегда обеспечить сходимость итерационного процесса метода Ньютона, если только на пути этого процесса нет поверхности $|\partial W / \partial X| = 0$, где, согласно (8.39) и (8.40), решения не существует.

Применяются две модификации метода по параметру, отличающиеся алгоритмом выбора параметра t .

Согласно первой из них, после каждой итерации проверяется условие $\Phi(X^{(k+1)}) < \Phi(X^{(k)})$, и если оно не выполняется, то итерация повторяется с уменьшенным вдвое значением параметра t : этот процесс продолжается до выполнения указанного условия, что приводит к итерационной формуле

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} + \frac{1}{2^n} \Delta X^{(k)},$$

где $\Delta X^{(k)}$ вычисляется по (8.39); n — необходимое число повторных вычислений на итерации ($n = 0, 1, 2, \dots$).

Такой подход может привести к значительному увеличению объема расчетов на итерации (пропорционально n), и поэтому более широкое применение нашел второй подход, основанный на однократном вычислении параметра t на каждой итерации. Этот подход основан на приближенном соотношении, вытекающем из (8.38):

$$W(X^{(k+1)}) \cong W(X^{(k)}) + \frac{\partial W(X^{(k)})}{\partial X} \Delta X^{(k)} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 W(X^{(k)})}{\partial X^2} \Delta X^{(k)} \Delta X^{(k)},$$

где $\Delta X^{(k)}$ вычисляется по (8.36), т.е.

$$W(X^{(k+1)}) \cong \frac{1}{2} \frac{\partial^2 W(X^{(k)})}{\partial X^2} \Delta X^{(k)} \Delta X^{(k)}.$$

Тогда, если оценивать сходимость итерационного процесса по величине отношения норм векторов небалансов двух последующих итераций

$$B^{(k+1)} = \frac{\|W(X^{(k+1)})\|}{\|W(X^{(k)})\|} = \frac{1}{2\|W(X^{(k)})\|} \times \\ \times \left\| \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\partial^2 W_i(X^{(k)})}{\partial x_j \partial x_i} \Delta x_j^{(k)} \Delta x_i^{(k)} \right\|, \quad (8.43)$$

при $B^{(k+1)} < 1$ итерационный процесс сходится и расчет ведется при $t = 1$ (т.е. методом Ньютона); если же $B^{(k+1)} > 1$, то вводится $t = 1/B^{(k+1)} < 1$. Такой выбор параметра обеспечивает сходящийся итерационный процесс, но требует вычисления на каждой итерации нормы вектора небалансов и нормы вектора, построенного на матрице Гессе.

Основным недостатком методов Ньютона и по параметру является большой объем вычислений на итерации: вычисление элементов матрицы Якоби и вектора небалансов, решение системы линейных алгебраических уравнений. Поэтому на практике применяются модификации метода Ньютона, характеризующиеся меньшим объемом вычислений на каждой итерации по сравнению с исходной формулой (8.36). В основу этих модификаций положено то свойство (8.36), что изменения элементов матрицы Якоби влияют только на сходимость итерационного процесса и не влияют на решение, т.е. при $\Delta X^{(k)} \rightarrow 0$ получаем, что $W(X^{(k)}) \rightarrow 0$. Отсюда, например, следует возможность применения итерационной формулы

$$\frac{\partial W(X^{(0)})}{\partial X} \Delta X^{(k)} = -W(X^{(k)}), \quad (8.44)$$

в которой матрица Якоби вычисляется только один раз — в точке исходного приближения. Тогда эту матрицу можно факторизовать и использовать в процессе итераций в факторизованном виде (преимущества подобного подхода рассмотрены в § 8.4). Это значительно уменьшает объем вычислений на каждой итерации. В результате вычислительная эффективность получения решения по сравнению с (8.36) может оказаться выше, даже если скорость сходимости для (8.44) будет медленнее, чем для (8.36).

§ 8.7. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НЬЮТОНА ДЛЯ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Метод Ньютона широко применяется для расчетов установившихся режимов электрических систем в связи с тем, что он, как правило, обеспечивает быструю и надежную сходимость к решению. Число итераций, необходимое для получения параметров режима с технически допустимой погрешностью, обычно составляет 3—4 и практически не зависит от сложности рассматриваемой электрической системы (т.е. от числа узлов и ветвей в схеме замещения). Как правило, сходимость метода Ньютона ухудшается при расчете тяжелых режимов, близких к

предельным по существованию. Здесь рационально применение метода по параметру на основе выражения (8.43) [28].

Итерационный процесс метода Ньютона, как отмечалось выше, чувствителен к выбору начального приближения. И хотя обычно (но не всегда [28]) сходимость обеспечивается при выборе в качестве начальных значений напряжений напряжения балансирующего узла ($\dot{U}_i^{(0)} = \dot{U}_6$, $i = 1, \dots, N$), если есть возможность более точного задания

начального приближения, то этим следует воспользоваться. Так, например, при расчете серии последовательно утяжеляемых режимов в качестве начального приближения каждого последующего расчета следует брать результаты предыдущего.

Согласно (8.40), условия сходимости метода Ньютона зависят и от характера нелинейности уравнений. Следовательно, для уравнений установившегося режима, записанных в форме уравнений балансов токов и мощностей в прямоугольной и полярной системах координат, они будут различны. Так, согласно результатам конкретных расчетов, для уравнений установившегося режима в полярной системе координат сходимость для уравнений в форме балансов мощностей более надежна, чем в форме балансов токов [28].

Применение той или иной формы записи уравнений установившегося режима приводит также к различному объему вычислений на итерации, и это, как и условия сходимости, следует учитывать.

Ниже рассмотрены вычислительные алгоритмы метода Ньютона для различных форм записи уравнений установившегося режима.

1. Узловые уравнения в форме баланса токов в прямоугольной системе координат. Записав (8.27) в форме (8.35), получим исходную систему уравнений в матричном виде:

$$\mathbf{W}'(\mathbf{U}', \mathbf{U}'') = \mathbf{G}\mathbf{U}' + \mathbf{B}\mathbf{U}'' + \mathbf{G}_6\mathbf{U}_6 - \mathbf{U}'\mathbf{U}'^{-2}\mathbf{P} - \mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-2}\mathbf{Q} = 0,$$

$$\mathbf{W}''(\mathbf{U}', \mathbf{U}'') = -\mathbf{B}\mathbf{U}' + \mathbf{G}\mathbf{U}'' - \mathbf{B}_6\mathbf{U}_6 + \mathbf{U}'\mathbf{U}'^{-2}\mathbf{Q} - \mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-2}\mathbf{P} = 0.$$

Итерационный процесс метода Ньютона для этих уравнений выполняется по следующей вычислительной схеме:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{W}'(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)})}{\partial \mathbf{U}'} & \frac{\partial \mathbf{W}'(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)})}{\partial \mathbf{U}''} \\ \frac{\partial \mathbf{W}''(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)})}{\partial \mathbf{U}'} & \frac{\partial \mathbf{W}''(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)})}{\partial \mathbf{U}''} \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{U}'^{(k)} \\ \Delta \mathbf{U}''^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{W}'(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)}) \\ \mathbf{W}''(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)}) \end{bmatrix}, \quad (8.45)$$

где

$$\frac{\partial \mathbf{W}'(\mathbf{U}', \mathbf{U}'')}{\partial \mathbf{U}'} = \mathbf{G} - \mathbf{U}'^{-2}\mathbf{P}_\partial + 2\mathbf{U}'^{-2}\mathbf{U}'^{-4}\mathbf{P}_\partial + 2\mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-4}\mathbf{Q}_\partial -$$

$$- \mathbf{U}'^{-2}\mathbf{U}'^{-3} \frac{d\mathbf{P}_\partial}{d\mathbf{U}} - \mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-3} \frac{d\mathbf{Q}_\partial}{d\mathbf{U}};$$

$$\frac{\partial \mathbf{W}'(\mathbf{U}', \mathbf{U}'')}{\partial \mathbf{U}''} = \mathbf{B} - \mathbf{U}'^{-2}\mathbf{Q}_\partial + 2\mathbf{U}'\mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-4}\mathbf{P}_\partial + 2\mathbf{U}''^2\mathbf{U}'^{-4}\mathbf{Q}_\partial -$$

$$- \mathbf{U}'\mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-3} \frac{d\mathbf{P}_\partial}{d\mathbf{U}} - \mathbf{U}''^2\mathbf{U}'^{-3} \frac{d\mathbf{Q}_\partial}{d\mathbf{U}};$$

$$\frac{\partial \mathbf{W}''(\mathbf{U}', \mathbf{U}'')}{\partial \mathbf{U}'} = -\mathbf{B} + \mathbf{U}'^{-2}\mathbf{Q}_\partial - 2\mathbf{U}'^{-2}\mathbf{U}'^{-4}\mathbf{Q}_\partial + 2\mathbf{U}''\mathbf{U}'\mathbf{U}'^{-4}\mathbf{P}_\partial +$$

$$+ \mathbf{U}'^{-2}\mathbf{U}'^{-3} \frac{d\mathbf{Q}_\partial}{d\mathbf{U}} - \mathbf{U}'\mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-3} \frac{d\mathbf{P}_\partial}{d\mathbf{U}};$$

$$\frac{\partial \mathbf{W}''(\mathbf{U}', \mathbf{U}'')}{\partial \mathbf{U}''} = \mathbf{G} - \mathbf{U}'^{-2}\mathbf{P}_\partial - 2\mathbf{U}'\mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-4}\mathbf{Q}_\partial + 2\mathbf{U}''^2\mathbf{U}'^{-4}\mathbf{P}_\partial +$$

$$+ \mathbf{U}'\mathbf{U}''\mathbf{U}'^{-3} \frac{d\mathbf{Q}_\partial}{d\mathbf{U}} - \mathbf{U}''^2\mathbf{U}'^{-3} \frac{d\mathbf{P}_\partial}{d\mathbf{U}}.$$

Здесь \mathbf{P}_∂ , \mathbf{Q}_∂ — диагональные порядка N матрицы заданных узловых мощностей.

Матрица Якоби в (8.45) состоит из четырех блоков порядка N . Элементы этих блоков вычисляются по следующим выражениям:

$$\frac{\partial W'_i}{\partial U'_i} = g_{ii} - P_i/U_i^2 + 2P_iU_i'^2/U_i^4 - 2Q_iU_i'U_i''/U_i^4 -$$

$$- \frac{U_i'^2}{U_i^3} \frac{\partial P_i}{\partial U_i} - \frac{U_i'U_i''}{U_i^3} \frac{\partial Q_i}{\partial U_i};$$

$$\frac{\partial W'_i}{\partial U'_j} = g_{ij};$$

$$\frac{\partial W'_i}{\partial U''_i} = b_{ii} - Q_i/U_i^2 + 2P_iU_i'U_i''/U_i^4 + 2Q_iU_i''^2/U_i^4 -$$

$$-\frac{U_i' U_i''}{U_i^3} \frac{\partial P_i}{\partial U_i} - \frac{U_i''^2}{U_i^3} \frac{\partial Q_i}{\partial U_i};$$

$$\frac{\partial W_i'}{\partial U_j''} = b_{ij};$$

$$\frac{\partial W_i''}{\partial U_i'} = -b_{ii} + Q_i/U_i^2 - 2Q_i U_i' U_i''/U_i^4 + 2P_i U_i' U_i''/U_i^4 +$$

$$+ \frac{U_i' U_i''}{U_i^3} \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} - \frac{U_i''^2}{U_i^3} \frac{\partial P_i}{\partial U_i};$$

$$\frac{\partial W_i'}{\partial U_j''} = -b_{ij};$$

$$\frac{\partial W_i''}{\partial U_i'} = g_{ii} - P_i/U_i^2 - 2Q_i U_i' U_i''/U_i^4 + 2P_i U_i' U_i''/U_i^4 +$$

$$+ \frac{U_i' U_i''}{U_i^3} \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} - \frac{U_i''^2}{U_i^3} \frac{\partial P_i}{\partial U_i};$$

$$\frac{\partial W_i''}{\partial U_j''} = g_{ij}, \quad i, j = 1, \dots, N, \quad i \neq j.$$

Недиагональные элементы блоков матрицы Якоби равны соответствующим элементам матриц G , B и $-B$, а диагональные равны сумме шести слагаемых, из которых пять зависят от искоемых переменных U' и U'' . Следовательно, для определения матрицы Якоби следует на каждой итерации пересчитывать только $4N$ диагональных элемента блоков. Матрица Гессе (матрица вторых производных) также легко вычисляется и содержит $4N$ ненулевых элементов.

Таким образом, основным достоинством этой формы записи уравнений является относительно малый объем вычислений, необходимых для формирования матрицы коэффициентов в (8.45) и определения параметра по (8.43); к недостаткам относится сложность учета генераторных узлов (с заданными P и U), что может быть сделано, например, заменой $U_i'' = \sqrt{U_i^2 - U_i'^2}$ и соответствующим изменением состава искоемых переменных для этих узлов (переход от U_i' , U_i'' к Q_i , U_i').

2. Узловые уравнения в форме баланса токов в полярной системе координат. Исходные

уравнения в форме (8.34) для этого случая, согласно (8.30), имеют вид

$$W_{P_i}(U, \delta) = \sum_{j=1}^N [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] U_j - \frac{P_i}{U_i} +$$

$$+ (g_{6i} \cos \delta_i - b_{6i} \sin \delta_i) U_6,$$

$$W_{Q_i}(U, \delta) = \sum_{j=1}^N [g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] U_j - \frac{Q_i}{U_i} +$$

$$+ (g_{6i} \sin \delta_i + b_{6i} \cos \delta_i) U_6, \quad i = 1, \dots, N.$$

Итерационный процесс метода Ньютона выполняется по следующей вычислительной схеме:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial W_P(U^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial \delta} & \frac{\partial W_P(U^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial U} \\ \frac{\partial W_Q(U^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial \delta} & \frac{\partial W_Q(U^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta U^{(k)} \end{bmatrix} =$$

$$= - \begin{bmatrix} W_P(U^{(k)}, \delta^{(k)}) \\ W_Q(U^{(k)}, \delta^{(k)}) \end{bmatrix}, \quad (8.46)$$

где

$$\frac{\partial W_{P_i}}{\partial \delta_i} = -W_{Q_i} - Q_i/U_i;$$

$$\frac{\partial W_{P_i}}{\partial \delta_j} = [g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] U_j;$$

$$\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_i} = g_{ii} + P_i/U_i^2 - \frac{1}{U_i} \frac{dP_i}{dU_i};$$

$$\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_j} = g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j);$$

$$\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial \delta_i} = W_{P_i} + P_i/U_i;$$

$$\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial \delta_j} = [-g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] U_j;$$

$$\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_i} = b_{ii} + Q_i/U_i^2 - \frac{1}{U_i} \frac{dQ_i}{dU_i};$$

$$\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_j} = g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j).$$

Преимуществом такой формы записи уравнений является простой учет узлов, заданных постоянными значениями P и U . Для этого

достаточно модули напряжений данных узлов исключить из состава переменных, а из состава уравнений — соответствующие уравнения баланса реактивной мощности. В результате понижается порядок системы уравнений (8.46), решаемых на каждой итерации.

Основным недостатком этой формы записи является большой объем вычислений, выполняемых на итерации, что связано с необходимостью пересчета как диагональных, так и недиагональных элементов матрицы Якоби, а также с вычислением значений тригонометрических функций, входящих в состав элементов вектора небалансов и матрицы Якоби.

3. Узловые уравнения в форме баланса мощностей в прямоугольной системе координат. Уравнения баланса мощностей в форме (8.34) в соответствии с (8.31) будут

$$\begin{aligned} W_P(U', U'') &= U'_\delta (GU' + BU'') - U''_\delta (BU' - GU'') + \\ &+ (U'_\delta G_6 - U''_\delta B_6) U_6 - P = 0; \\ W_Q(U', U'') &= U'_\delta (BU' - GU'') + U''_\delta (GU' - BU'') + \\ &+ (U'_\delta B_6 + U''_\delta G_6) U_6 - Q = 0. \end{aligned}$$

Итерационная формула метода Ньютона в этом случае

$$\begin{aligned} &\begin{bmatrix} \frac{\partial W_P(U'(k), U''(k))}{\partial U'} & \frac{\partial W_P(U'(k), U''(k))}{\partial U''} \\ \frac{\partial W_Q(U'(k), U''(k))}{\partial U'} & \frac{\partial W_Q(U'(k), U''(k))}{\partial U''} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U'(k) \\ \Delta U''(k) \end{bmatrix} = \\ &= - \begin{bmatrix} W_P(U'(k), U''(k)) \\ W_Q(U'(k), U''(k)) \end{bmatrix}, \end{aligned} \quad (8.47)$$

где

$$\begin{aligned} \frac{\partial W_P(U', U'')}{\partial U'} &= (GU')_\delta + U'_\delta G + (BU'')_\delta - U''_\delta B + (G_6)_\delta U_6 - \\ &- U'_\delta U_\delta^{-1} \frac{dP}{dU}; \\ \frac{\partial W_P(U', U'')}{\partial U''} &= U'_\delta B - (BU')_\delta + U''_\delta G + (GU'')_\delta - \\ &- (B_6)_\delta U_6 - U''_\delta U_\delta^{-1} \frac{dP}{dU}; \\ \frac{\partial W_Q(U', U'')}{\partial U'} &= -(GU'')_\delta + U'_\delta B + (BU')_\delta + U''_\delta G + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &+ (B_6)_\delta U_6 - U'_\delta U_\delta^{-1} \frac{dQ}{dU}; \\ \frac{\partial W_Q(U', U'')}{\partial U''} &= -U'_\delta G + (GU')_\delta + U''_\delta B + (BU'')_\delta + \\ &+ (G_6)_\delta U_6 - U''_\delta U_\delta^{-1} \frac{dQ}{dU}. \end{aligned}$$

Здесь $(\dots)_\delta$ означает, что соответствующий столбец представляется в виде диагональной матрицы. Элементы матрицы Якоби, следовательно, могут быть рассчитаны по выражениям

$$\begin{aligned} \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U'_i} &= \sum_{j=1}^N (g_{ij} U'_j + b_{ij} U''_j) + g_{ii} U'_i - b_{ii} U''_i + g_{6i} U_6 - \frac{U'_i}{U_i} \frac{dP_i}{dU_i}; \\ \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U'_j} &= g_{ij} U'_i - b_{ij} U''_i; \\ \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U''_i} &= \sum_{j=1}^N (g_{ij} U''_j - b_{ij} U'_j) + b_{ii} U'_i + g_{ii} U''_i - b_{6i} U_6 - \frac{U''_i}{U_i} \frac{dP_i}{dU_i}; \\ \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U''_j} &= b_{ij} U'_i + g_{ij} U''_i; \\ \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U'_i} &= \sum_{j=1}^N (-g_{ij} U''_j + b_{ij} U'_j) + b_{ii} U'_i + g_{ii} U''_i + b_{6i} U_6 - \frac{U'_i}{U_i} \frac{dQ_i}{dU_i}; \\ \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U'_j} &= b_{ij} U'_i + g_{ij} U''_i; \\ \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U''_i} &= \sum_{j=1}^N (g_{ij} U'_j + b_{ij} U''_j) - g_{ii} U'_i + b_{ii} U''_i + g_{6i} U_6 - \frac{U''_i}{U_i} \frac{dQ_i}{dU_i}; \\ \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U''_j} &= -g_{ij} U'_i + b_{ij} U''_i. \end{aligned}$$

Недостатком данных уравнений по сравнению с уравнениями баланса токов является большой объем вычислений на каждой итерации. Действительно, здесь необходимо пересчитывать все ненулевые элементы матрицы Якоби, поскольку они зависят от искомых значений U' и U'' .

Однако эти уравнения имеют и ряд преимуществ.

Во-первых, гораздо легче учитываются узлы с заданными значениями P и U . Действительно, для таких узлов следует заменить уравнения баланса реактивной мощности $W_{Qi}(U', U'') = 0$ уравнениями

$$U_i'^2 + U_i''^2 - U_i^2 = 0.$$

Строка матрицы Якоби, соответствующая такому уравнению, будет содержать только два ненулевых элемента.

Во-вторых, поскольку в нормальных режимах работы электрических систем напряжения узлов обычно не имеют больших фазовых сдвигов относительно U_6 , т.е., как правило, $U_i'' < U_i'$ ($i = 1, \dots, N$), и, кроме того, для сетей номинальных напряжений 220 кВ и выше линии электропередачи характеризуются $r \ll x$, т.е. $g \ll b$ (см. гл. 4), то элементы блоков матрицы Якоби $\partial W_P / \partial U'$ и $\partial W_Q / \partial U''$ заметно меньше элементов блоков $\partial W_P / \partial U''$ и $\partial W_Q / \partial U'$. Поэтому можно утверждать, что пренебрежение первыми двумя блоками (т.е. допущение $\partial W_P / \partial U' = 0$ и $\partial W_Q / \partial U'' = 0$) не очень исказит матрицу Якоби, т.е. не повлияет на ход итерационного процесса сколь-либо значительно. В то же время это позволяет существенно уменьшить объем вычислений на каждой итерации. Действительно, в этом случае итерационная формула (8.47) упростится и примет вид

$$\begin{bmatrix} 0 & \frac{\partial W_P(U'(k), U''(k))}{\partial U''} \\ \frac{\partial W_Q(U'(k), U''(k))}{\partial U'} & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta U'(k) \\ \Delta U''(k) \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} W_P(U'(k), U''(k)) \\ W_Q(U'(k), U''(k)) \end{bmatrix}, \quad (8.48)$$

т.е. решаемая на каждой итерации система $2N$ линейных алгебраических уравнений распадается на две системы порядка N :

$$\frac{\partial W_P(U'(k), U''(k))}{\partial U''} \Delta U''(k) = -W_P(U'(k), U''(k)),$$

$$\frac{\partial W_Q(U'(k), U''(k))}{\partial U'} \Delta U'(k) = -W_Q(U'(k), U''(k)).$$

Это позволяет заметно уменьшить как объем памяти ЭВМ, необходимый для хранения матрицы Якоби, так и объем вычислений для расчета ее элементов и векторов $\Delta U'(k)$ и $\Delta U''(k)$.

Поскольку, как известно, изменения в матрице Якоби влияют только на сходимость метода Ньютона, можно провести дальнейшие ее упрощения, отбрасывая слагаемые в блоках $\partial W_P / \partial U''$ и $\partial W_Q / \partial U'$, содержащие U'' и G ,

$$\frac{\partial W_P}{\partial U''} \approx U'_6 B - (BU')_6 - (B_6)_6 U_6 - U'_6 U_6^{-1} \frac{dP}{dU};$$

$$\frac{\partial W_Q}{\partial U'} \approx U'_6 B + (BU')_6 + (B_6)_6 U_6 - U'_6 U_6^{-1} \frac{dQ}{dU},$$

и еще более уменьшая тем самым объем вычислений на каждой итерации.

4. Узловые уравнения в форме баланса мощностей в полярных координатах. Уравнения установившегося режима в форме (8.34) в соответствии с (8.33)

$$W_{Pi} = U_i \sum_{j=1}^N [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] U_j +$$

$$+ U_i (g_{6i} \cos \delta_i - b_{6i} \sin \delta_i) U_6 - P_i = 0;$$

$$W_{Qi} = U_i \sum_{j=1}^N [g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] U_j +$$

$$+ U_i (g_{6i} \sin \delta_i + b_{6i} \cos \delta_i) U_6 - Q_i = 0, \quad i = 1, \dots, N.$$

Итерационная формула метода Ньютона в этом случае будет

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial W_P(U(k), \delta(k))}{\partial \delta} & \frac{\partial W_P(U(k), \delta(k))}{\partial U} \\ \frac{\partial W_Q(U(k), \delta(k))}{\partial \delta} & \frac{\partial W_Q(U(k), \delta(k))}{\partial U} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \delta(k) \\ \Delta U(k) \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} W_P(U(k), \delta(k)) \\ W_Q(U(k), \delta(k)) \end{bmatrix}, \quad (8.49)$$

где элементы блоков матрицы Якоби рассчитываются по выражениям

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial \delta_i} = -W_{Qi} - Q_i;$$

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial \delta_j} = [g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] U_i U_j;$$

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U_i} = (W_{Pi} + P_i)/U_i + g_{ii}U_i - \frac{dP_i}{dU_i}$$

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U_i} = [g_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j)]U_i$$

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial \delta_i} = W_{Pi} + P_i$$

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial \delta_j} = [-g_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j)]U_iU_j$$

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_i} = (W_{Qi} + Q_i)/U_i + b_{ii}U_i - \frac{dQ_i}{dU_i}$$

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_j} = [g_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j)]U_i$$

Особенности этой формы записи уравнений те же, что и уравнений в форме баланса токов в полярной системе координат: максимально простой учет узлов с заданными значениями P и U и большой объем вычислений на итерации. Однако здесь, как и в предыдущем случае, условия $g_{ij} < b_{ij}$ и $\sin(\delta_i - \delta_j) < \cos(\delta_i - \delta_j)$ позволяют существенно уменьшить объем расчетов на итерации путем отбрасывания недиагональных блоков матрицы Якоби (т.е. полагая $\partial W_P/\partial U = 0$, $\partial W_Q/\partial \delta = 0$). Тогда исходная система уравнений (8.49) разделяется на две подсистемы:

$$\frac{\partial W_P(U^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial \delta} \Delta \delta^{(k)} = -W_P(U^{(k)}, \delta^{(k)}),$$

$$\frac{\partial W_Q(U^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial U} \Delta U^{(k)} = -W_Q(U^{(k)}, \delta^{(k)}).$$

Такое упрощение, как известно, сказывается только на сходимости метода Ньютона и с учетом снижения объема расчетов на итерации может повысить вычислительную эффективность решения даже при некотором уменьшении скорости сходимости.

Преимуществом расчета установившихся режимов электрической системы методом Ньютона по (8.49) является возможность получения в процессе такого расчета оценки аperiodической статической устойчивости рассматриваемого режима, определяемой по знаку свободного члена характеристического уравнения. Как показано в [35], определитель матрицы Якоби в (8.49), т.е. якобиан уравнений установившегося режима в форме баланса мощностей в полярной системе координат совпадает со свободным членом характеристического уравнения системы, содержащей шины бесконечной мощности, если при расчете установившегося режима выполняются следующие условия: 1) генераторные узлы заданы постоянными значениями P и U ; 2) узлы нагрузок

вводятся в расчет теми же статическими характеристиками, что и при расчете статической устойчивости; 3) в качестве балансирующего узла выбраны шины бесконечной мощности.

Если хотя бы одно из этих условий не выполняется, то по якобиану уравнений установившегося режима нельзя судить о его аperiodической статической устойчивости. Однако в этом случае в конце итерационного расчета режима можно сформировать матрицу Якоби, соответствующую этим условиям, и вычислить ее определитель, совпадающий со свободным членом характеристического уравнения.

В заключение отметим, что в рассмотренных формах записи уравнений установившегося режима матрица Якоби является слабо заполненной, ее структура отвечает структуре матрицы узловых проводимостей. Учет этого свойства при алгоритмической и программной реализации метода Ньютона необходим для повышения вычислительной эффективности, и такой учет предусмотрен во всех современных программах расчета установившихся режимов.

§ 8.8. УЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ В РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Составление и решение уравнений установившегося режима электрической системы рассматривалось выше при условии, что сопротивления всех элементов схемы замещения электрической сети приведены к одной ступени напряжения. Это отвечает замене всех трансформаторных связей гальваническими, что упрощает непосредственно расчет режима, но требует дополнительной работы как по подготовке расчетной схемы, так и по пересчету полученных в результате расчета параметров режима к реальным условиям.

С точки зрения удобства пользователя желательно составлять расчетные схемы без приведения к одной ступени напряжения, т.е. вводить в схемы замещения трансформаторов помимо сопротивлений идеальные трансформаторы. Изменения, вносимые этими элементами, могут быть достаточно просто отражены в матрице узловых проводимостей.

Покажем это на примере продольной ветви с проводимостью Y_{ij} и идеальным трансформатором, характеризующимся коэффициентом трансформации $K_{ij} = \dot{U}'_i/\dot{U}_i$ в общем случае комплексным (рис. 8.1).

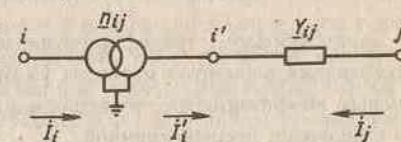


Рис. 8.1. Схема замещения трансформатора

Режим этой ветви может быть описан уравнениями:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{ij} & -\underline{Y}_{ij} \\ -\underline{Y}_{ij} & \underline{Y}_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_i \\ \dot{U}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_i \\ \dot{I}_j \end{bmatrix}.$$

Заменим в приведенных уравнениях \dot{U}_i' и \dot{I}_i' на \dot{U}_i и \dot{I}_i соответственно.

Так как трансформатор идеальный, то $\dot{S}_i = \dot{S}_i'$ или $\dot{U}_i \hat{I}_i = \dot{U}_i' \hat{I}_i'$.

Отсюда $\hat{I}_i' = \frac{\dot{U}_i}{\dot{U}_i'} \hat{I}_i = \hat{I}_i / K_{tij}$

или $\dot{I}_i' = \dot{I}_i / K_{tij}$.

Тогда

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{ij} & -\underline{Y}_{ij} \\ -\underline{Y}_{ij} & \underline{Y}_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_i \\ \dot{U}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_i / K_{tij} \\ \dot{I}_j \end{bmatrix}$$

или $\underline{Y}_{ij} K_{tij} \dot{U}_i - \underline{Y}_{ij} \dot{U}_j = \dot{I}_i / K_{tij}$, $-\underline{Y}_{ij} K_{tij} \dot{U}_i + \underline{Y}_{ij} \dot{U}_j = \dot{I}_j$. Умножив первое уравнение на K_{tij} , получим

$$\underline{Y}_{ij} K_{tij}^2 \dot{U}_i - \underline{Y}_{ij} K_{tij} \dot{U}_j = \dot{I}_i, \quad -\underline{Y}_{ij} K_{tij} \dot{U}_i + \underline{Y}_{ij} \dot{U}_j = \dot{I}_j,$$

или в матричной форме

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{ij} K_{tij}^2 & -\underline{Y}_{ij} K_{tij} \\ -\underline{Y}_{ij} K_{tij} & \underline{Y}_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_i \\ \dot{U}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_i \\ \dot{I}_j \end{bmatrix}.$$

Таким образом, трансформаторные связи можно учесть изменением соответствующих элементов матрицы узловых проводимостей. При этом при комплексных коэффициентах трансформации получаемая результирующая матрица \underline{Y}_y становится несимметричной.

Отметим, что все современные промышленные программы расчета установившихся режимов электрических систем составлены без приведения расчетной схемы сети к одной ступени напряжения.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 8

К § 8.1.1. На какие две категории разделяются элементы схемы замещения электрической системы? 2. Какие параметры определяются в результате расчета установившегося режима электрической системы? 3. Какими параметрами представляются в схеме замещения источники электроэнергии? 4. Какие две

группы уравнений описывают установившийся режим системы? 5. В связи с чем в расчетах установившихся режимов предпочтительно использовать узловые уравнения?

К § 8.2. 1. Каковы свойства полной матрицы узловых проводимостей (порядка n)? 2. Какова степень заполненности матрицы узловых проводимостей? 3. Что понимается под балансирующим и базисным узлами? 4. Какие условия необходимо соблюдать для получения невырожденной и технически корректной системы уравнений установившегося режима? 5. Какими показателями оценивается вычислительная эффективность итерационного метода?

К § 8.3. 1. В каком случае метод простой итерации может быть использован для решения системы *нелинейных* уравнений установившегося режима? 2. Каковы достаточные условия сходимости метода простой итерации для системы линейных уравнений? 3. Каковы отличия условий сходимости метода простой итерации для линейной и нелинейной систем уравнений? 4. Как соотносятся условия сходимости метода Зейделя и простой итерации при решении системы линейных уравнений? 5. Как влияет близость режима к границе области существования на скорость сходимости при расчете методом Зейделя? 6. Каковы основные преимущества метода Зейделя?

К § 8.4. 1. Какова идея использования метода Гаусса для решения нелинейных уравнений установившегося режима? 2. Какова сравнительная трудоемкость расчетов на основе методов Гаусса и Зейделя? 3. Каковы преимущества и недостатки расчета на основе метода Гаусса по сравнению с методом Зейделя? 4. Какие достоинства и недостатки имеет алгоритм расчета установившегося режима с использованием обращения матрицы узловых проводимостей? 5. В чем преимущества метода, основанного на факторизации матрицы узловых проводимостей?

К § 8.5. 1. Какими параметрами характеризуется активный узел схемы замещения в общем случае? 2. Как изменяются вычислительные схемы методов Зейделя и Гаусса при задании генерирующих узлов активной мощностью и модулем напряжения? 3. Какие формы записи узловых уравнений используются для общего случая задания исходных данных? 4. Каковы преимущества записи узловых уравнений в форме баланса мощностей?

К § 8.6. 1. Какова идея метода Ньютона? 2. От каких факторов зависят условия сходимости метода Ньютона? 3. В чем отличие "метода по параметру" от метода Ньютона? 4. Каковы модификации метода по параметру? 5. На каком положении базируются модификации метода Ньютона?

К § 8.7. 1. Одинаковы ли условия сходимости метода Ньютона при различной форме записи уравнений установившегося режима? 2. Каковы достоинства и недостатки использования для решения методом Ньютона узловых уравнений в форме баланса токов в прямоугольной системе координат? 3. На чем основана возможность оценки апериодической статической устойчивости в процессе расчета установившегося режима методом Ньютона?

ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

§ 9.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЙ И СПОСОБОВ ЕГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Напряжение — важнейший показатель режима электроэнергетической системы (ЭЭС), непосредственно влияющий на качество электрической энергии, надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы ЭЭС [36—38].

Требования к качеству электрической энергии состоят в том, что нормируется ряд показателей режима напряжений, характеризующих его изменения при работе ЭЭС. С этими показателями можно подробно ознакомиться в ГОСТ 13109—87. Требования к качеству напряжения устанавливаются для точек сети, к которым присоединяются потребители электрической энергии. Нормы на показатели качества режима напряжений достаточно жесткие. Так, важным показателем является отклонение напряжения, определяемое (%) как разность между фактическим и номинальным напряжением, отнесенная к последнему. В нормальных режимах работы ЭЭС отклонение напряжения в сетях до 1 кВ не должно превышать $\pm 5\%$ (в сетях 6 кВ и выше этот показатель не нормируется). В послеаварийных режимах работы ЭЭС отклонения напряжения в сетях до 1 кВ и 6—20 кВ не должны превышать $\pm 10\%$ (в сетях 35 кВ и выше этот показатель также не нормируется).

Учет надежности при рассмотрении режима напряжений состоит в том, что как в нормальных, так и в особенности в аварийных и послеаварийных режимах напряжения в любых точках сети ЭЭС не должны превышать или быть ниже определенных допустимых значений.

Верхние допустимые значения напряжений определяются надежностью работы изоляции электроустановок и нормируются в пределах, указанных в табл. 9.1.

Отметим, что верхние допустимые отклонения напряжения от номинала уменьшаются с ростом номинального напряжения от +20 до +5%.

Верхние допустимые значения напряжений на шинах подстанций (по напряжениям на шинах в большинстве случаев контролируется

режим напряжений сети) могут быть ниже указанных в табл. 9.1 значений, особенно в тех случаях, когда в сети имеются длинные слабо-загруженные линии сверхвысокого напряжения. Напряжение в середине таких линий может повышаться по сравнению с напряжением по концам. Повышается напряжение и в режиме одностороннего включения таких линий, например при синхронизации. Соответственно на подстанциях по концам линий верхнее допустимое напряжение будет меньшим, чем в табл. 9.1, и определяется режимными расчетами.

Таблица 9.1. Номинальные и наибольшие рабочие напряжения электрооборудования по ГОСТ 721—77, кВ

Номинальное междуфазное напряжение	Наибольшее рабочее на- пряжение	Номинальное междуфазное напряжение	Наибольшее рабочее на- пряжение
6	7,2	220	242
10	12,0	330	363
20	24,0	500	525
35	40,5	750	787
110	126	1150	1200

Допустимые снижения напряжений в ЭЭС определяются прежде всего условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. Запасы статической устойчивости ЭЭС весьма чувствительны к понижению напряжения. В переходных процессах, вызванных плановыми и особенно аварийными коммутациями (при отключении повреждений), для обеспечения динамической устойчивости важна стабилизация напряжений, для чего применяются быстрodeйствующие системы регулирования возбуждения генераторов, синхронных компенсаторов и мощности статических компенсаторов. Более подробно с этими вопросами студенты знакомятся при изучении переходных режимов ЭЭС. Здесь лишь отметим, что нижние допустимые отклонения напряжений в питающих сетях (110 кВ и выше) ограничиваются величинами — 10—15%.

В сетях 6—20 кВ допустимое снижение напряжения определяется условиями работы потребителей, для которых, как было указано выше, даже в послеаварийных режимах понижение напряжения не должно быть более 10%. Следует также отметить, что допустимое снижение напряжения в питающих сетях, т.е. на шинах высшего и среднего напряжения подстанций, определяется условиями работы сети, примыкающей к шинам низшего напряжения.

Для иллюстрации этого положения рассмотрим пример типовой понижающей подстанции 110 кВ (рис. 9.1). На таких подстанциях обычно устанавливаются два понижающих трансформатора. На шинах 10 кВ подстанции присоединена местная сеть, при этом в соответствии с принципом встречного регулирования напряжения (см. § 9.3) в нормальном режиме наибольших нагрузок напряжение на шинах 10 кВ должно быть не ниже 1,05 номинального, т.е. 10,5 кВ. Современные трансформаторы 110 кВ мощностью 10–63 МВ·А имеют диапазон изменения коэффициента $\pm 9 \times 1,78\% = \pm 16\%$ от номинального значения. Расчет показывает, что потери напряжения в двух параллельно включенных трансформаторах при их загрузке на 70% от номинальной мощности не превышают 6 кВ. При этом при крайнем ответвлении устройства регулирования коэффициента трансформации минимальное напряжение на шинах 110 кВ составляет 102,5 кВ. В послеаварийном режиме, когда напряжение на шинах 10 кВ должно быть не ниже номинального, на шинах 110 кВ будет 97,8 кВ, т.е. нижний допустимый предел отклонения напряжения по условиям обеспечения режима местной сети составляет 11%.

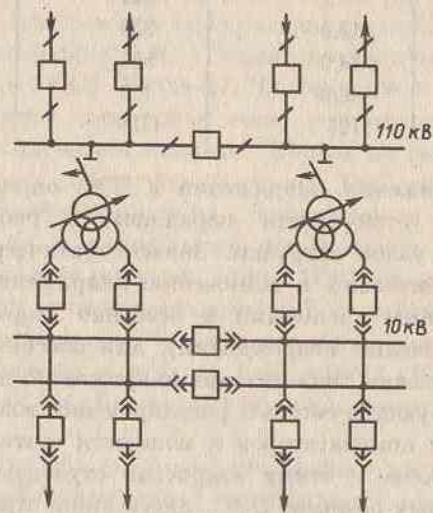


Рис. 9.1. Принципиальная схема понижающей подстанции 110/10 кВ

Учет экономичности режима напряжений связан с потерями активной мощности в элементах электрических сетей. К ним относятся нагрузочные потери при протекании тока нагрузки по линиям и трансформаторам сети (так называемые потери в продольных элементах схемы замещения) и потери в поперечных элементах схемы замещения, куда можно отнести потери на корону в линиях электропереда-

чи, потери в электрооборудовании электростанций и подстанций, потери холостого хода трансформаторов и др.

Нагрузочные потери в продольном элементе схемы замещения могут быть приближенно определены с помощью известной формулы (см. гл. 4)

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r, \quad (9.1)$$

где P и Q — активная и реактивная нагрузки элемента; r — его активное сопротивление; U — среднее напряжение или уровень напряжения элемента. Из (9.1) следует, что при повышении уровня напряжения на 1% потери активной мощности снижаются примерно на 2%. Вот почему повышение уровня напряжения служит одним из основных средств снижения нагрузочных потерь в сетях до 220 кВ включительно.

Другой способ воздействия на нагрузочные потери, подсказываемый выражением (9.1), — снижение реактивной нагрузки элемента за счет компенсации реактивных нагрузок потребителей либо более благоприятного перераспределения потоков реактивных мощностей в ветвях сложной замкнутой сети. Оба указанных мероприятия могут быть реализованы с помощью источников реактивной мощности, устанавливаемых в узловых точках сети, и регулируемых трансформаторов в замкнутых контурах сети. Изменяя потоки реактивной мощности, а следовательно, и напряжения, эти устройства могут снижать нагрузочные потери в распределительных и в питающих сетях.

Следует отметить, что в замкнутых контурах, образуемых параллельно работающими сетями различных номинальных напряжений, имеется возможность снижения потерь воздействием на перераспределение не только реактивных, но и активных мощностей. Пример такой сети показан на рис. 9.2. Особенность режима замкнутого контура состоит в том, что естественное распределение активных мощностей оказывается неблагоприятным: линии низшего напряжения, имеющие большее активное сопротивление, оказываются относительно больше загруженными, чем линии высшего напряжения с меньшим активным сопротивлением. В результате возрастают потери активной мощности. Снижения последних можно добиться путем принудительного распределения активных мощностей, осуществляемого трансформаторами или автотрансформаторами с продольно-

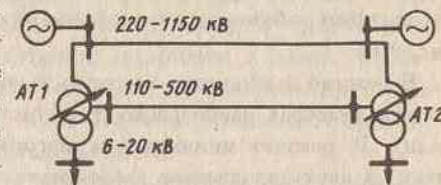


Рис. 9.2. Схема кольцевого участка сети двух номинальных напряжений

поперечным регулированием. В таких трансформаторах имеется возможность изменения не только модуля, но и фазы вторичного напряжения по отношению к первичному. Вводя небольшой фазовый сдвиг $\psi = 5 \div 15^\circ$ между напряжениями обмоток высшего и среднего напряжения автотрансформаторов АТ (рис. 9.2), можно добиться увеличения загрузки активной мощностью линий высшего напряжения и, следовательно, снижения потерь.

В справедливости приведенных выше рассуждений читатель может убедиться самостоятельно, проведя расчеты режимов схемы рис. 9.2 с помощью методов, описанных в предыдущих главах.

Потери активной мощности в поперечных элементах схемы замещения пропорциональны квадрату напряжения на элементе:

$$\Delta P = U^2/r, \quad (9.2)$$

где r — активное сопротивление поперечной ветви. Как уже было отмечено, с помощью поперечных ветвей можно представить потери в электротехническом оборудовании, в частности активные потери холостого хода. Из (9.2) следует, что для снижения потерь в поперечных ветвях надо снижать уровень напряжения, в то время как для снижения нагрузочных потерь уровень напряжения надо повышать. Возникает оптимизационная задача выбора такого уровня напряжения, чтобы суммарные потери активной мощности были минимальны.

В сетях различных номинальных напряжений эта задача решается по-разному. Все зависит от соотношений между нагрузочными потерями и потерями холостого хода, от конкретных параметров и режимов работы сети и оборудования. Для иллюстрации этого положения рассмотрим такое известное эксплуатационное мероприятие по снижению потерь, как отключение одного из параллельно работающих трансформаторов на питающих подстанциях сети (см. рис. 9.1).

В режиме наибольших нагрузок в суммарных потерях активной мощности в трансформаторах наибольшую долю составляют нагрузочные потери (потери в меди). В режиме минимальных нагрузок потери холостого хода (потери в стали) в двух параллельно работающих трансформаторах оказываются соизмеримыми с нагрузочными потерями. В этом случае выгодным может оказаться отключение одного из трансформаторов (тем более что загрузка подстанции позволяет это сделать), поскольку при отключении одного трансформатора в два раза снижаются потери холостого хода. Естественно, что целесообразность отключения должна быть подтверждена конкретным расчетом, при этом необходимо также учитывать надежность электроснабжения потребителей подстанции.

В сетях 330–1150 кВ при выборе уровня напряжения необходимо учитывать потери на корону.

Потери на корону являются сложной функцией напряжения и состояния атмосферы (погодных условий), вследствие чего использование простой формулы (9.2) неправомерно. Если учитывать зависимость потерь на корону только от напряжения, то она выражается полиномом степени выше второй, причем коэффициенты полинома определяются конкретной конструкцией линии. Зависимость от состояния атмосферы весьма существенна. Так, по результатам прямых измерений, проведенных на одной из линий 500 кВ, потери на корону летом в солнечный день составили 3,2 кВт/км, а при моросящем дожде — 31,5 кВт/км. Расчет распределения потерь мощности на корону по часам суток для линии 750 кВ дает следующие величины: при напряжении 712,5 кВ средние потери мощности на корону в течение суток меняются от 11,3 до 20,6 кВт/км; при напряжении 750 кВ — от 15,7 до 28,4 кВт/км; при напряжении 785,7 кВ — от 21,8 до 39,8 кВт/км.

В указанных условиях выбор оптимального уровня напряжения линии сверхвысокого напряжения, в том числе напряжений на шинах высшего напряжения подстанций, должен производиться на каждый момент времени суточного графика нагрузки с учетом изменения режима ЭЭС во времени, конкретных характеристик и конструкции линии, текущих погодных условий и имеющихся средств регулирования напряжения и реактивной мощности.

Подытоживая сказанное о режиме напряжений ЭЭС и его отдельных аспектах — качестве электроэнергии, надежности, экономичности, можно сделать вывод о том, что напряжения в любых точках ЭЭС и в любых режимах работы должны находиться в довольно узких пределах, ориентировочно оцениваемых отклонениями $\pm(10 \div 15)\%$ от номинального, причем, выбирая специальным образом напряжения в различных точках ЭЭС в пределах этой узкой "трубки" допустимых значений, можно снизить потери активной мощности в сетях. Снижение это, как правило, невелико и по большинству результатов проведенных исследований составляет 1–2%. Однако экономический эффект по ЭЭС в целом оказывается существенным.

Из сказанного выше можно также заметить, что режим напряжений ЭЭС во многом определяется реактивной мощностью, ее выработкой, потреблением и передачей по электрической сети. Расчеты режимов ЭЭС [38] показывают, что для обеспечения удовлетворительных близких к номинальным уровней напряжения в сетях необходимо выполнение баланса реактивной мощности в ЭЭС при этих уровнях напряжений. Реактивная мощность потребляется нагрузками, собственными нуждами электростанций, в сети в виде ее потерь (особенно велики

потери реактивной мощности в трансформаторах). Вырабатывают реактивную мощность генераторы электростанций, линии электропередачи (зарядная мощность), а также компенсирующие устройства — шунтовые конденсаторные батареи, синхронные и статические компенсаторы. Реакторы на электропередачах сверхвысокого напряжения также являются компенсирующими устройствами, но потребляют избыток реактивной мощности, генерируемой линиями. Необходимая мощность компенсирующих устройств и их размещение в ЭЭС определяются в результате технико-экономических расчетов. Таким образом, воздействуя на выработку (потребление) реактивной мощности генераторами и компенсирующими устройствами, можно менять составляющие баланса реактивной мощности и режим напряжений ЭЭС.

Возникает закономерный вопрос: можно ли в современных ЭЭС, характеризующихся большим разнообразием схем сетей и их режимов, обеспечить требуемые допустимые отклонения напряжений и улучшение экономичности работы сетей без применения специальных регулирующих режим напряжений устройств? На этот вопрос следует ответить отрицательно.

Современная ЭЭС характеризуется многоступенчатой трансформацией электрической энергии, все увеличивающейся длиной линий различных напряжений, удалением нагрузки от источников. Суммарная величина потерь напряжения на пути передачи электроэнергии от ее источников до приемников получается весьма большой. При изменении нагрузок от наибольших до наименьших суммарные потери напряжения также изменяются. В результате не только в наиболее удаленных, но и не в столь удаленных от источников точках ЭЭС напряжения выходят за допустимые пределы.

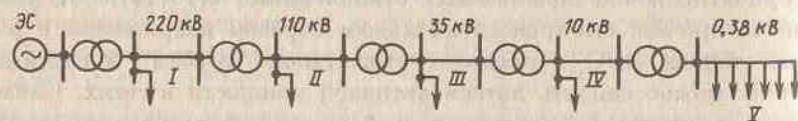


Рис. 9.3. Схема, иллюстрирующая иерархическую структуру сети

Для иллюстрации рассмотрим принципиальную упрощенную схему электрической системы, в которой передача электроэнергии от электрической станции ЭС к электроприемникам ЭП производится через электрические сети напряжением 220, 110, 35, 10 кВ и 380/220 В (рис. 9.3). Предположим, что в каждой из сетей I—IV потеря напряжения составляет 10%, в каждом из связывающих эти сети трансформаторов — 5%, в сети V — 5%. Тогда величина суммарной потери напряжения на пути электроэнергии от ЭС к ЭП в режиме наибольших

нагрузок равна примерно 70%. Условно примем, что наименьшая нагрузка сети составляет 30% от наибольшей нагрузки. В этом случае при неизменной схеме суммарная величина потери напряжения в режиме наименьших нагрузок равна приблизительно 20% и, следовательно, отклонения от номинального напряжения электроприемников достигают 20—30%, т.е. значительно превышают допустимые значения.

Регулирование напряжения — процесс изменения уровней напряжения в характерных точках ЭЭС с помощью специальных технических средств, называемых *регулирующими устройствами*. Регулирование напряжения имеет целью безусловное обеспечение допустимых уровней напряжений во всех точках ЭЭС, качественных показателей электроэнергии и снижение потерь активной мощности в сети.

Поскольку режим напряжений тесно связан с распределением реактивной мощности, часто объединяют понятие регулирования напряжения и реактивной мощности. Соответственно регулирующие устройства относят к устройствам регулирования напряжения и реактивной мощности. Характерными точками ЭЭС являются *контрольные точки*, по напряжениям в которых можно судить о режиме напряжений в электрически близких к ним точках ЭЭС.

Почему выбирается ограниченное число контрольных точек? Во-первых, возможности измерения, а значит, и контроля напряжения ограничены. Напряжения измеряются на шинах электростанций и подстанций и на линиях электропередачи в непосредственной близости от шин. Измеряются напряжения и у наиболее ответственных потребителей. Измерение напряжения в промежуточных точках линий трудно осуществимо технически и не предусматривается. Однако мало измерить напряжение — надо передать это измерение в диспетчерский центр управления на значительное расстояние от точки измерения, для чего используются каналы передачи информации и устройства телемеханики. Ввиду дополнительных затрат на средства измерения и передачи информации контролируется лишь ограниченное число узлов.

Во-вторых, влияние регулирующего устройства на режим сети в большинстве случаев оказывается локальным, ограниченным узлом, в котором это устройство установлено, и электрически близлежащими узлами сети. Имеет прямой смысл контролировать напряжение в узле установки регулирующего устройства.

По изложенным причинам в качестве контрольных точек для регулирования напряжения выбираются шины высшего и среднего напряжения крупных узловых подстанций в системообразующих сетях, шины генераторов и синхронных компенсаторов, шины центров пита-

ния и крупных потребителей в распределительных сетях, а также все узлы, в которых устанавливаются регулирующие устройства.

Регулирование напряжения осуществляется воздействием на схемные и режимные параметры ЭЭС. Какие здесь имеются возможности, т.е. каковы способы регулирования напряжения?

При ответе на этот вопрос напомним, что электроэнергия от источников к потребителям передается через линии и трансформаторы электрической сети, а основные уравнения для определения режимов напряжений этих элементов таковы: для линии (см. схему* и векторную диаграмму рис. 9.4, а)

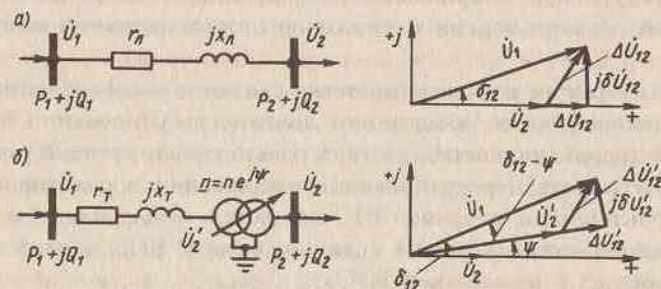


Рис. 9.4. Схема замещения и векторная диаграмма напряжений линии (а) и трансформатора продольно-поперечного регулирования (б)

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{12} &= (P_2 r_n + Q_2 x_n) / U_2; \\ \delta U_{12} &= (P_2 x_n - Q_2 r_n) / U_2; \\ U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}; \\ \operatorname{tg} \delta_{12} &= \delta U_{12} / (U_2 + \Delta U_{12}); \end{aligned} \right\} \quad (9.3)$$

для трансформатора продольно-поперечного регулирования (см. схему* и векторную диаграмму рис. 9.4, б)

$$\left. \begin{aligned} \underline{n} &= \dot{U}'_2 / \dot{U}_2 = n e^{j\psi} = n' + jn''; \\ \Delta U'_{12} &= (P_2 r_T + Q_2 x_T) / U'_2; \\ \delta U'_{12} &= (P_2 x_T - Q_2 r_T) / U'_2; \\ U_1 &= \sqrt{(U'_2 + \Delta U'_{12})^2 + (\delta U'_{12})^2}; \end{aligned} \right\} \quad (9.4)$$

* Поперечные ветви на схемах замещения для наглядности не показаны.

Воздействовать на значение напряжения у потребителя U_2 можно в принципе, воздействуя на активные r и реактивные сопротивления элементов, модуль n и фазу ψ комплексного коэффициента трансформации, на напряжение U_1 источника, активную P_2 и реактивную Q_2 нагрузки элемента.

Сразу же отметим, что снижение активной нагрузки элемента для повышения напряжения у потребителя связано в большинстве случаев с недоотпуском электроэнергии (за исключением перераспределения потоков активной мощности в параллельно работающих сетях разных напряжений) и потому не применяется. К тому же воздействие на режим напряжений через активную мощность оказывается относительно слабым.

Также нет практически реализуемых способов воздействия на активное сопротивление ветви. Правда, существует теоретическая возможность снижения эквивалентного активного сопротивления включением параллельных цепей линий или трансформаторов. Однако в современных ЭЭС с ограниченными резервами пропускной способности, а также по соображениям надежности все параллельные цепи находятся в работе [38].

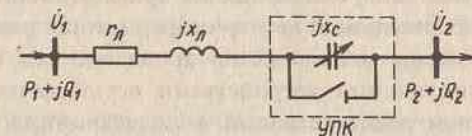


Рис. 9.5. Схема включения установки продольной компенсации (УПК) в линию

Воздействие на напряжение источника U_1 осуществляется с помощью регулирования напряжения генераторов электростанций. Регулирующим устройством при этом будет синхронный генератор. Воздействовать на реактивную нагрузку передающего элемента Q_2 можно при установке на шинах приемных или промежуточных подстанций источников и потребителей реактивной мощности. Соответственно регулирующими устройствами будут синхронные компенсаторы (СК), статические источники-потребители реактивной мощности с тиристорным управлением — статические компенсаторы (СТК), конденсаторные батареи (КБ), реакторы. Воздействовать на суммарное реактивное сопротивление линии можно включением в расщелку линии установки продольной емкостной компенсации (УПК) (рис. 9.5). При этом эквивалентное реактивное сопротивление линии $x_{\Sigma} = x_n - x_c$ снижается и падение напряжения в соответствии с (9.3) уменьшается. Однако при-

менение УПК только для целей регулирования напряжения экономически нецелесообразно. УПК применяются в первую очередь для повышения пропускной способности линий электропередачи, статической и динамической устойчивости ЭЭС.

Наконец, изменяя коэффициент трансформации трансформаторов по модулю и фазе, можно в необходимых пределах воздействовать на напряжение у потребителя U_2 (рис. 9.4, б). При этом в качестве регулирующих устройств используются силовые трансформаторы и автотрансформаторы подстанций, имеющие устройства регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН). В местных сетях, а также для регулирования на шинах низшего напряжения автотрансформаторных подстанций применяются линейные регулировочные трансформаторы с изменением напряжения в пределах $\pm 15\%$ от номинального.

Несмотря на разнообразие регулирующих устройств, их можно отнести к двум основным типам. Узловые устройства изменяют режимные параметры сети — напряжение и реактивную мощность в точке присоединения. К ним относятся генераторы, СК, СТК, КБ, реакторы. Линейные устройства изменяют схемные (пассивные) параметры сети — реактивное сопротивление, коэффициент трансформации. К ним относятся УПК, трансформаторы и автотрансформаторы различных видов.

Регулирование напряжения может производиться вручную, когда управление регулируемыми устройствами осуществляется эксплуатационным персоналом электростанций и подстанций, и автоматически, без участия человека. В современных отечественных и зарубежных ЭЭС повсеместно совершается переход к автоматизации управления, причем регулирование напряжения становится одной из функций автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) энергообъектов — электростанций и подстанций, а также автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) различного уровня — сетевого района, предприятия электрических сетей, районных, объединенных и единых энергосистем [39, 40].

АСДУ в электроэнергетике строятся по иерархическому принципу. На нижних уровнях управления (энергообъекты) регулирующие устройства оснащаются системами автоматического регулирования (САР), которые поддерживают на неизменном уровне или меняют по заданной зависимости величину режимного параметра (напряжение, реактивная мощность) регулирующего устройства. К таким САР относятся, например, автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) генераторов и синхронных компенсаторов, автоматические регуляторы напряжения трансформаторов (АРНТ). САР действует на основе информации, измеренной в непосредственной близости от места установки регули-

рующего устройства, например на основе измерения напряжения на шинах регулирующего устройства, токов в присоединениях к этим шинам. Поэтому САР осуществляют *локальное*, местное регулирование напряжения.

Однако влияние локального регулирования на режим электрической сети не ограничивается только узлом установки регулирующего устройства, а распространяется и на близлежащие узлы. Если в сети устанавливается несколько регулирующих устройств, то, чтобы они "не мешали" друг другу при достижении наибольшего эффекта от регулирования напряжения по сети в целом, т.е. системного эффекта, их действие надо координировать. *Централизованное* называется регулирование напряжения с целью достижения системного эффекта. Оно осуществляется координацией действия локальных САР изменением заложенных в них зависимостей по командам, поступающим от ближайшего верхнего иерархического уровня АСДУ или АСУ ТП.

Приведем ряд примеров. На крупных энергообъектах устанавливается несколько регулирующих устройств, например несколько генераторов на электростанциях, регулируемые трансформаторы и синхронные компенсаторы на подстанциях. Координированное управление ими, т.е. централизованное регулирование напряжения на энергообъектах, выполняют системы группового регулирования возбуждения электростанций, системы регулирования напряжения подстанций.

В районных энергосистемах координация регулирования напряжения на энергообъектах выполняется АСДУ. При этом по результатам заблаговременно проведенных расчетов на электростанции и подстанции передаются суточные графики поддержания напряжений, выполнение которых обеспечивает оптимальность режима ЭЭС. Регулирование напряжения с помощью АСДУ районной энергосистемы также является централизованным.

В местных сетях 6—20 кВ может осуществляться местное регулирование напряжения с помощью регулирующих устройств, устанавливаемых на шинах потребителей, и централизованное регулирование координацией действия регулирующих устройств, устанавливаемых у нагрузок и в центрах питания распределительной сети.

Из изложенного ясно, что понятия "локальное" и "централизованное" регулирование относительны и определяются уровнем управления в иерархической системе. Так, централизованное управление на конкретном энергообъекте или в конкретной распределительной сети будет локальным с точки зрения районной энергосистемы.

Следует отметить, что регулирование напряжения на верхних иерархических уровнях АСДУ связано с централизацией сбора инфор-

мации от энергообъектов, удаленных от диспетчерского центра энергосистемы на значительные расстояния. Сложности сбора и обработки информации, а также высокая ответственность решений, принимаемых на верхних уровнях управления, затрудняют внедрение автоматического централизованного регулирования напряжения в пределах районных и объединенных энергосистем. На ближайшую перспективу следует рассчитывать, по-видимому, на автоматизированное управление.

Сказанное об автоматизации регулирования напряжения иллюстрируется рис. 9.6. Там условно показаны устройства регулирования УР (генератор, СК, регулируемая КБ, автотрансформатор с РПН), установленные на энергообъектах. Локальные САР реагируют на местные режимные параметры и воздействуют на УР. Верхний иерархический уровень управления (АСДУ) осуществляет централизованное регулирование напряжения, воздействуя на САР. Стрелками показаны направления передачи информации.

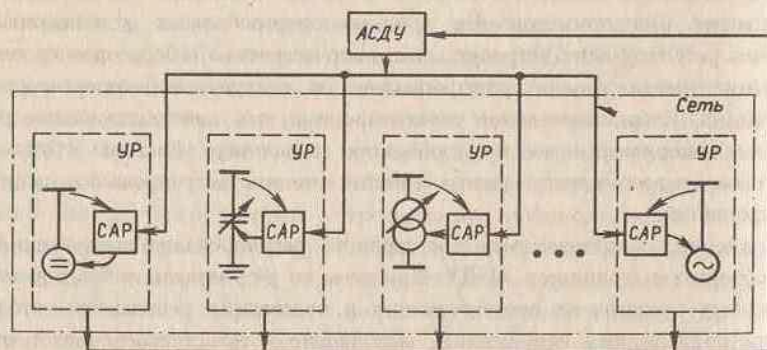


Рис. 9.6. Структура регулирования напряжения в рамках АСДУ

Итак, достижение целей регулирования напряжения обеспечивается воздействием на регулирующие устройства в соответствии с определенным *законом управления*, который указывает, как должен изменяться *регулируемый параметр* устройства (напряжение, реактивная мощность, коэффициент трансформации) в зависимости от режима ЭЭС. Регулируемые параметры должны изменяться в пределах *регулируемого диапазона* устройства, определяемого его техническими характеристиками.

Законы управления реализуются в САР, АСУ ТП или АСДУ аппаратным (с помощью элементов систем автоматического регулирования) или алгоритмическим (с помощью ЭВМ, микропроцессоров) путями. Чем выше иерархический уровень управления, тем сложнее оказывает-

ся закон управления. Законы управления определяются на основе расчетов режимов ЭЭС и решения оптимизационных задач снижения потерь активной мощности. В зависимости от конкретных технических характеристик сетей и особенностей их режимов законы управления могут быть различными.

Завершая общую характеристику режима напряжений и способов его регулирования, необходимо хотя бы вкратце остановиться на соотношении задач проектирования и эксплуатации в общем решении проблемы. ЭЭС постоянно развиваются — растут имеющиеся и появляются новые нагрузки, сооружаются новые и расширяются имеющиеся электростанции, растет протяженность сетей. В связи с этим режим напряжений имеет тенденцию к ухудшению из-за увеличения потерь напряжения в передающих элементах сети. При определенных условиях — большой нагрузке сети, недостатке регулирующих устройств — ЭЭС перестает быть *управляемой* по напряжению и реактивной мощности, т.е. уровни напряжения становятся недопустимыми, добиться снижения потерь активной мощности регулированием напряжения оказывается невозможным. Автоматизация регулирования напряжения в этих условиях, как эксплуатационное мероприятие, не дает эффекта.

Вот почему при переходе к автоматизации регулирования напряжения должны быть тщательно решены проектные задачи выбора мест размещения в сетях и определения регулировочных диапазонов регулирующих устройств, причем с позиций автоматизации управления. При технико-экономическом обосновании проектов автоматизации необходимо учитывать экономию постоянно дорожающих энергоресурсов за счет снижения потерь активной мощности в сетях средствами регулирования напряжения.

§ 9.2. РЕГУЛИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕЖИМ НАПРЯЖЕНИЙ

Синхронные генераторы электростанций как основные источники реактивной мощности в ЭЭС являются также одним из основных средств регулирования напряжения. Возможности генератора как регулирующего устройства определяются его исполнением (гидро- или турбогенератор), тепловым режимом, системой возбуждения и автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ).

Регулируемым параметром генератора является напряжение на его зажимах, которое для большинства генераторов может изменяться в пределах

$$0,95 U_{\text{ном}} \leq U_r \leq 1,05 U_{\text{ном}} \quad (9.5)$$

Конкретное значение поддерживаемого напряжения задается настройкой (уставкой) АРВ. Однако заданное напряжение может поддерживаться только в том случае, если выработка генератором реактивной мощности находится в допустимых пределах:

$$Q_{\min} \leq Q_{\Gamma} \leq Q_{\max}. \quad (9.6)$$

Приводимые в справочниках по электрооборудованию данные генераторов относятся к номинальному режиму их работы. В этом случае $Q_{\Gamma, \text{ном}} = P_{\Gamma, \text{ном}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$. Однако $Q_{\Gamma, \text{макс}}$ может быть как больше, так и меньше $Q_{\Gamma, \text{ном}}$.

При работе генератора в часы максимума реактивной нагрузки ЭЭС иногда требуется понижение $\cos \varphi$ генератора, т.е. увеличение выработки им реактивной мощности. Это, в свою очередь, определяется зависимостью полной мощности машины от ее режимных параметров.

Для гидрогенераторов полная мощность, как правило, не зависит от $\cos \varphi$ и равна номинальной $S_{\Gamma, \text{ном}} = P_{\Gamma, \text{ном}} \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{ном}}}$. Это объясняется тем обстоятельством, что гидрогенераторы в большинстве случаев проектируются для работы в режиме синхронного компенсатора. Следовательно, для гидрогенераторов $Q_{\Gamma, \text{макс}} = S_{\Gamma, \text{ном}}$.

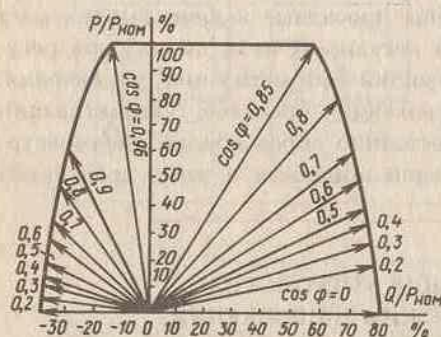


Рис. 9.7. Диаграмма ограничений выдачи и потребления реактивной мощности для турбогенератора

Для турбогенераторов вследствие их конструктивных особенностей регулировочный диапазон по реактивной мощности можно принимать по зависимости [5] полной мощности генератора от его $\cos \varphi$ (рис. 9.7). Для более точных расчетов необходимы характеристики конкретных генераторов.

Следует иметь в виду тенденцию снижения регулировочного диапазона с ростом единичной мощности генератора. Это приводит к необходимости установки в современных ЭЭС дополнительных регулируемых источников и потребителей реактивной мощности — СК, СТК, КВ, реакторов.

Сказанное относится к длительным установившимся режимам работы генератора. В кратковременных переходных режимах допускается

перегрузка генераторов по току статора и ротора. В частности, для стабилизации напряжения при коротких замыканиях в сети и улучшения тем самым устойчивости параллельной работы генераторов ЭЭС применяется форсировка возбуждения — увеличения напряжения на обмотке ротора и тем самым тока ротора. Эта функция выполняется АРВ.

Таким образом, свойства генератора как регулирующего устройства определяются не только техническими характеристиками, но и его САР — автоматическим регулятором возбуждения, который поддерживает заданное напряжение на зажимах генератора и регулирует реактивную мощность. АРВ обеспечивают плавное (без ступеней) регулирование. Выбором настройки АРВ удастся обеспечить независимость напряжения генератора от активной мощности. АРВ также обеспечивает практическую независимость напряжения генератора от вырабатываемой им реактивной мощности при допустимых изменениях напряжения и реактивной мощности, определенных выражениями (9.5) и (9.6).

Интересно оценить эффект генератора как регулирующего напряжение устройства с точки зрения электрической системы, т.е. оценить статические характеристики генератора по напряжению — реактивной мощности (аналогично статическим характеристикам нагрузки). Для этого рассмотрим схему на рис. 9.8, а, где через эквивалентное реактивное сопротивление x_3 (поскольку именно реактивные сопротивления преобладают в сети, связывающей генератор Γ с остальной частью системы C) к системе присоединены генератор и нагрузка. Нагрузка также эквивалентная — она представлена суммарной реактивной мощностью Q_3 , потребляемой или вырабатываемой в зоне электроснабжения данного генератора.

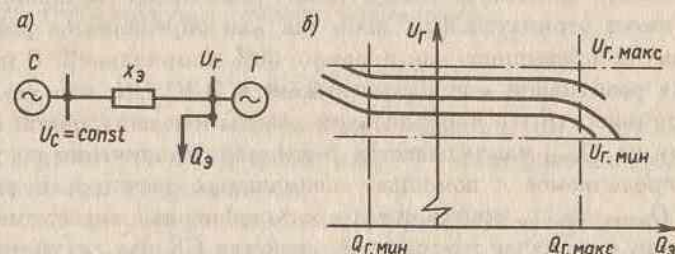


Рис. 9.8. Схема простой связи электростанции с системой (а) и статические характеристики генератора (б)

Зависимость $U_r(Q_3)$ показана на рис. 9.8, б. В пределах от $Q_{Г, \min}$ до $Q_{Г, \max}$ АРВ обеспечивает поддержание U_r . График идет горизон-

тально или с небольшим наклоном, определяемым настройкой АРВ. Настройкой также обеспечивается перемещение графика между $U_{г.мин}$ и $U_{г.макс}$. Когда $Q_{\alpha} > Q_{г.макс}$, прекращается регулирование $Q_{г}$ и эта мощность фиксируется на верхнем пределе. Из-за падения напряжения в x_{α} , определенного по (9.3) как $\Delta U = (Q_{\alpha} - Q_{г.макс})x_{\alpha}/U_{с}$, напряжение $U_{г}$ снижается. Аналогично, при $Q_{\alpha} < Q_{г.мин}$ избыток реактивной мощности приводит к повышению $U_{г}$.

Синхронные компенсаторы как регулирующие устройства предназначены для стабилизации напряжения в точке подключения и регулирования его в небольших пределах ($\pm 5\%$ номинального), а также для выработки и потребления реактивной мощности, чем они и влияют на режим ЭЭС.

В настоящее время СК устанавливаются в тех точках ЭЭС, где график нагрузки передающих элементов меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности. Как правило, это подстанции 330–500 кВ и выше, где СК устанавливаются на шинах низшего напряжения (10–20 кВ).

СК — синхронная явнополюсная вращающаяся (750 об/мин) машина, работающая в режиме холостого хода, т.е. без активной нагрузки. Включенный без возбуждения в систему СК потребляет из нее индуктивный ток, потребляемая в этом режиме реактивная мощность может быть приближенно определена как

$$Q_{с.к} = U_{с.к}^2/x_d, \quad (9.7)$$

где x_d — синхронное реактивное сопротивление.

При включении возбуждения и постепенном увеличении тока ротора СК переходит в режим выработки реактивной мощности (емкостный режим).

Минимальная длительно допустимая реактивная мощность СК $Q_{мин}$ (она имеет отрицательный знак, так как определяется режимом потребления) не превышает, как правило, 50% номинальной. В режиме потребления реактивной мощности снижается ЭДС СК, что ухудшает условия устойчивости его параллельной работы как синхронной машины. Поэтому на $Q_{мин}$ накладывается режимное ограничение по устойчивости, определяемое с помощью специальных расчетов. В режиме выработки $Q_{макс} = S_{ном}$ допускаются кратковременные перегрузки СК.

Так же как и в случае генераторов, свойства СК как регулирующего устройства определяются не только техническими характеристиками устройства, но и его САР — автоматического регулятора возбуждения. Когда напряжение в точке установки СК имеет тенденцию к снижению, например в часы максимума нагрузки, АРВ СК увеличивает выработку реактивной мощности и способствует стабилизации

напряжения. Это свойство носит название *положительного регулирующего эффекта по напряжению* [в отличие от отрицательного регулирующего эффекта конденсаторной батареи (см. ниже), которая снижает выработку реактивной мощности при снижении напряжения].

Оценивая возможности СК как регулирующих устройств, следует отметить такие положительные свойства, как плавное регулирование реактивной мощности, возможность как ее выработки, так и потребления, положительный регулирующий эффект по напряжению. С точки зрения режима ЭЭС это регулирующее устройство характеризуется регулируемыми параметрами $Q_{с.к}$, $U_{с.к}$, имеющими допустимые области изменения

$$\begin{aligned} Q_{мин} &\leq Q_{с.к} \leq Q_{макс}; \\ 0,95 U_{ном} &\leq U_{с.к} \leq 1,05 U_{ном}. \end{aligned} \quad (9.8)$$

Зависимость $U_{с.к}$ ($Q_{с.к}$) внутри и за допустимыми границами (9.8) аналогична приведенной на рис. 9.8 зависимости для генератора.

Вместе с тем не следует забывать, что СК — вращающаяся машина, требующая вспомогательного оборудования (охлаждение, смазка), периодического обслуживания и ремонтов. Велики по сравнению с другими компенсирующими устройствами и потери активной мощности в СК: около 1% номинальной, причем треть этих потерь не зависит от нагрузки. Необходимо обеспечивать устойчивость параллельной работы СК в ЭЭС. Все это, несмотря на отработанность конструкции и относительную дешевизну СК, заставляет вести разработки статических компенсаторов (СТК).

Конденсаторные батареи выпускаются в виде комплектных устройств, состоящих из параллельно и последовательно включенных конденсаторов, коммутационной и защитной аппаратуры. Реактивная мощность, генерируемая батареями, равна (квар)

$$Q_{к.б} = 3\omega C_{\phi} U^2 \cdot 10^{-3}, \quad (9.9)$$

где $\omega = 2\pi f$, f — частота переменного тока, Гц; C_{ϕ} — суммарная емкость конденсаторов одной фазы, мкФ; U — линейное напряжение, кВ. Фазы соединены треугольником.

КБ имеют высокие технико-экономические показатели. Относительная дешевизна, высокая надежность в эксплуатации, простота обслуживания, малые потери активной мощности в КБ (не превышающие 0,3% номинальной мощности КБ) — все это обусловило широкое применение КБ как устройств компенсации реактивной мощности нагрузки. Однако широкое внедрение КБ приводит к ряду новых проблем, особенно если учесть, что КБ в большинстве случаев — нерегулиру-

емый аппарат, который может быть либо включен, либо отключен. Так, в режимах минимальных нагрузок возникают избыток реактивной мощности и повышение напряжения у электроприемников, что заставляет отключать КБ. Наблюдаются и случаи снижения устойчивости узлов нагрузки из-за понижения напряжения в местах установки КБ.

Все эти явления объясняются тем, что КБ имеют отрицательный регулирующий эффект по напряжению: со снижением напряжения [см. (9.9)] снижается реактивная мощность, генерируемая КБ, а для улучшения режима нужно обратное. Влияние КБ на режим напряжений в узле нагрузки иллюстрируется эквивалентной схемой и статическими характеристиками (рис. 9.9).

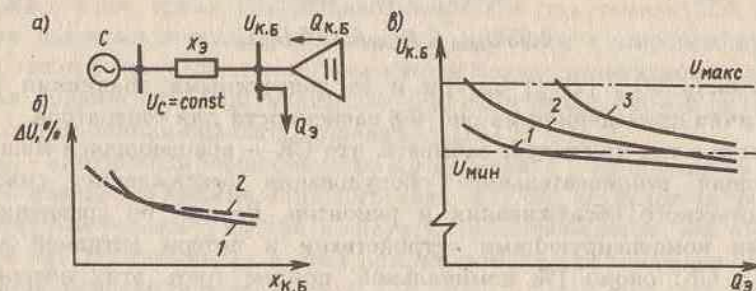


Рис. 9.9. Схема включения в сеть конденсаторной батареи (а), зависимость повышения напряжения в узле нагрузки от сопротивления батареи (б) и статические характеристики узла нагрузки (в)

Система (С) — мощный источник, например питающая подстанция сети, x_3 — эквивалентное реактивное сопротивление сети. По (9.3) можно определить изменение падения напряжения на x_3 , в результате изменения реактивной мощности эквивалентной нагрузки $Q_3 - Q_{к.б}$ из-за присоединения КБ и повышения напряжения в точке присоединения КБ:

$$\Delta U = \frac{x_3}{x_{к.б}} \left[\frac{U_{к.б}}{U_{ном}} \right]^2 100\%, \quad (9.10)$$

где повышение напряжения относится к номинальному значению напряжения: $U_c = U_{ном}$, а $U_{к.б}$ определяется из квадратного уравнения

$$U_{к.б} = U_{ном} - \frac{Q_3 - \frac{U_{к.б}^2}{x_{к.б}}}{U_{ном}^2} x_3.$$

Поскольку $x_{к.б} = 1/\omega C$, с увеличением емкости, а значит, и номинальной мощности КБ ΔU возрастает. На практике зависимость $\Delta U(x_{к.б})$ будет несколько отличаться от (9.10) из-за регулирующего эффекта нагрузки: с увеличением ΔU возрастает потребление реактивной мощности Q_3 , увеличивается падение напряжения в x_3 и ΔU уменьшается. Характер зависимостей $\Delta U(x_{к.б})$ показан на рис. 9.9, б, где кривая 1 построена без учета, а 2 — с учетом статических характеристик нагрузки.

С увеличением нагрузки Q_3 при неизменной емкости (номинальной мощности) КБ напряжение на КБ снижается из-за увеличивающихся потерь в x_3 , причем снижению напряжения $U_{к.б}$ способствует уменьшение реактивной мощности, вырабатываемой КБ, согласно (9.9). Статические характеристики нагрузки незначительно компенсируют эффект снижения напряжения. Характер статических характеристик узла нагрузки без КБ (кривая 1), с КБ (кривые 2, 3) при разной номинальной мощности КБ $Q_{ном}$ в зоне допустимых отклонений напряжения показан на рис. 9.9, в; при этом кривая 3 соответствует более мощной КБ. Поскольку КБ устанавливаются в основном близко к потребителям, допустимые пределы изменения напряжения достаточно узки:

$$0,95 U_{ном} \leq U_{к.б} \leq 1,05 U_{ном}. \quad (9.11)$$

При этом диапазон ΔQ_3 , в котором может изменяться Q_3 , зачастую оказывается меньше диапазона суточного изменения нагрузки. В этом случае необходимо отключение КБ в часы минимума. Регулирование напряжения полным отключением КБ оказывается достаточно грубым и приводит к ступенчатому изменению напряжения.

Однако при суточном изменении режима можно включать и отключать параллельные ветви КБ, что также меняет емкость и мощность КБ. Статические характеристики узла нагрузки с нерегулируемой (кривая 1) и дискретно регулируемой (кривая 2) КБ показаны на рис. 9.10. Ступени в изменении $U_{к.б}$

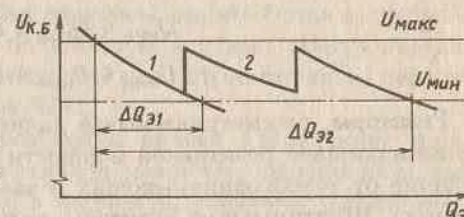


Рис. 9.10. Статическая характеристика узла нагрузки с регулируемой дискретно конденсаторной батареей

соответствуют последовательному включению параллельных ветвей. У регулируемой КБ диапазон регулирования ΔQ_{32} больше, чем у нерегулируемой ΔQ_{31} , и охватывает весь диапазон суточного изменения нагрузки.

Включение ветвей КБ может производиться не только механическими, но и тиристорными выключателями, в этом случае параллельная ветвь КБ носит название *конденсаторно-тиристорного блока*. Регулирование КБ в этом случае также ступенчатое. Дальнейшим развитием идеи регулирования КБ является непрерывное (фазное) регулирование тиристорных конденсаторно-тиристорного блока, что дает возможность плавного изменения мощности КБ. Такие устройства иногда называют источниками реактивной мощности (ИРМ).

Локальные САР КБ могут быть различны. Основная их функция — стабилизация напряжения в месте установки КБ. В простейшем случае нерегулируемой КБ локальная САР может включать и отключать ее в зависимости от времени суток по сигналу часов. Для регулируемых КБ законы управления САР более сложные, например регулирование по напряжению КБ и реактивному току нагрузки для получения требуемых статических характеристик.

Оценивая КБ как средства регулирования напряжения, необходимо отметить, что для нерегулируемой и дискретно регулируемой КБ регулируемым параметром можно считать емкость батареи, воздействуя на которую обеспечивают допустимые отклонения напряжения, т.е. режим такой КБ как регулирующего устройства описывается неравенствами

$$\left. \begin{aligned} C_{\min} &\leq C \leq C_{\max}, \\ U_{\min} &\leq U_{к.б} \leq U_{\max}. \end{aligned} \right\} \quad (9.12)$$

Для непрерывно регулируемого ИРМ параметром можно считать плавную изменяемую реактивную мощность:

$$\left. \begin{aligned} Q_{\min} &\leq Q_{\text{ирм}} \leq Q_{\max}, \\ U_{\min} &\leq U_{\text{ирм}} \leq U_{\max}. \end{aligned} \right\} \quad (9.13)$$

Реакторы, рассматриваемые в данном разделе, служат для потребления излишней реактивной мощности и относятся к *шунтирующим* (в отличие от токоограничивающих и заземляющих, здесь не рассматриваемых). Шунтирующие реакторы выполняются в виде трехфазных и однофазных катушек без ответвлений с ненасыщенным магнитопроводом. Номинальные мощности реакторов $S_{\text{ном}}$, которые в силу малых потерь активной мощности ($< 1\%$) можно принять равными $Q_{\text{ном}}$, задаются для номинального напряжения. Фактическая потребляемая группой однофазных реакторов реактивная мощность зависит от квадрата напряжения:

$$Q_p = 3(U/U_{\text{ном}})^2 Q_{\text{ном}} = 3U^2 y_p, \quad (9.14)$$

— так как в пределах допустимых отклонений напряжения проводимость y_p реактора постоянна из-за ненасыщенного магнитопровода.

Изменяя баланс реактивной мощности, реакторы стабилизируют напряжение. Стабилизации последнего способствует и положительный регулирующий эффект реактора [выражение (9.14)]. При увеличении напряжения увеличивается потребляемая реактором мощность и падение напряжения в сети, а напряжение в точке установки реактора имеет тенденцию к снижению, т.е. к стабилизации. При уменьшении напряжения картина обратная. Статические характеристики узла нагрузки с реактором для эквивалентной схемы, аналогичной рис. 9.9, показаны на рис. 9.11 (кривая 1 — без реактора, кривая 2 — с реактором, который при снижении U_p отключается в точке a). Нерегулируемый шунтирующий реак-

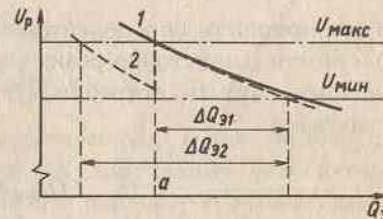


Рис. 9.11. Статические характеристики узла нагрузки с шунтирующим реактором

тор можно включать в режиме минимальных нагрузок и отключать в режиме максимума — в этом смысле он является регулирующим устройством. Включая и отключая реактор, удастся выдержать допустимые отклонения напряжения в большем диапазоне суточного графика нагрузки (ΔQ_{31} на рис. 9.11 соответствует характеристике без реактора и меньше ΔQ_{32} при включении и отключении реактора). Однако такое регулирование является ступенчатым и достаточно грубым.

Шунтирующие нерегулируемые реакторы применяются в основном на конечных и промежуточных подстанциях мощных электропередач, их включение и отключение производится эксплуатационным персоналом по распоряжению диспетчера ЭЭС.

Прогресс в области реакторостроения привел к созданию управляемых средств потребления реактивной мощности, однако их применение пока еще ограничено. Это, в частности, реакторно-тиристорные блоки, которые представляют комбинацию неуправляемых реакторов и тиристорных, управляемых по определенному закону с помощью устройства управления. Тиристоры могут работать в ключевом режиме, осуществляя ступенчатое изменение мощности группы реакторов либо в режиме плавного регулирования.

Оценивая реакторы как регулирующие устройства, отметим, что в качестве регулируемого параметра обычного (нерегулируемого) шунтирующего реактора можно принять проводимость реактора y_p , так как

при отключенном реакторе $y_p = 0$, при включенном $y_p = S_{\text{ном}}/U_{\text{ном}}^2$. Можно принять в качестве регулируемого параметра и состояние выключателя реактора (0 или 1). Режим нерегулируемого реактора будет описываться неравенствами

$$\left. \begin{aligned} 0 &\leq y_p \leq y_{\text{макс}}; \\ U_{\text{мин}} &\leq U_p \leq U_{\text{макс}}; \end{aligned} \right\} \quad (9.15)$$

а его мощность определяется по (9.14). Для управляемых реакторов, в частности тиристорно-реакторных блоков, регулируемым параметром удобнее считать потребляемую мощность, режим описывается неравенствами

$$\left. \begin{aligned} Q_{\text{мин}} &\leq Q_p \leq Q_{\text{макс}}; \\ U_{\text{мин}} &\leq U_p \leq U_{\text{макс}}; \end{aligned} \right\} \quad (9.16)$$

Статические компенсаторы (СТК) — комплексные устройства, не содержащие движущихся частей и пригодные как для потребления, так и для выработки реактивной мощности. Схемы СТК отличаются большим разнообразием, однако обязательно наличие накопительных элементов (индуктивности, емкости) и регулирующих элементов на основе тиристорных преобразователей. В ряде случаев основу СТК составляют упомянутые выше реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

Устройство управления тиристорами совместно с локальной САР СТК могут обеспечить изменение реактивной мощности от потребления до выработки (в пределах диапазона регулирования) при практически неизменном напряжении на СТК, которое может изменяться в допустимых пределах от $U_{\text{мин}}$ до $U_{\text{макс}}$, поэтому



Рис. 9.12. Статические характеристики узла нагрузки со статическим тиристорным компенсатором

статические характеристики узла нагрузки с СТК (рис. 9.12) аналогичны приведенным ранее для генератора.

Регулирование СТК от минимума до максимума может быть осуществлено очень быстро — за 1–2 периода промышленной частоты. Поэтому СТК могут быть использованы для стабилизации переходных

процессов в ЭЭС аналогично синхронным компенсаторам. Как и СК, СТК устанавливаются на промежуточных и конечных подстанциях мощных электропередач. Разработаны СТК для установки в узлах нагрузки для стабилизации режима сети при резкопеременном потреблении.

С точки зрения регулирования напряжения и реактивной мощности регулируемым параметром СТК является реактивная мощность, а его режим описывается неравенствами

$$\left. \begin{aligned} Q_{\text{мин}} &\leq Q_{\text{СТК}} \leq Q_{\text{макс}}; \\ U_{\text{мин}} &\leq U_{\text{СТК}} \leq U_{\text{макс}}; \end{aligned} \right\} \quad (9.17)$$

Трансформаторы в отличие от рассмотренных выше компенсирующих устройств являются линейными регулирующими устройствами, действие которых основано на изменении параметров ветвей схемы замещения. Практически к регулирующим устройствам можно отнести только те трансформаторы, которые имеют устройство регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН).

Трансформаторы с РПН по функциям, выполняемым в ЭЭС, можно разделить на трансформаторы понижающих потребительских подстанций (двухобмоточные трансформаторы центров питания местных сетей) и трансформаторы связи сетей различного номинального напряжения (автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы; см. рис. 9.2). Отпайки обмоток для регулирования коэффициента трансформации и устройства РПН у трансформаторов первой группы размещаются на стороне высшего напряжения (ВН), у автотрансформаторов второй группы — в основном на стороне среднего напряжения (СН) и реже в нейтрали гальванически связанных обмоток ВН и СН.

Специальные функции выполняют последовательные регулировочные трансформаторы (ПРТ) и линейные регулировочные трансформаторы (ЛРТ). Они предназначены для работы в блоке с трансформаторами старых конструкций, не оборудованных РПН; для регулирования напряжения на шинах низ-

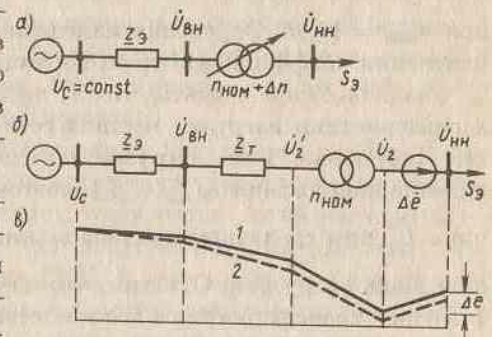


Рис. 9.13. Схема подстанции с двухобмоточными трансформаторами с РПН, связанной с системой (а), ее схема замещения (б) и эпюры изменения напряжения на шинах низ-

шего напряжения (НН) автотрансформаторных подстанций, не имеющих других средств регулирования напряжения именно на этих шинах; для индивидуального регулирования напряжения ответственных нагрузок в местных сетях.

Действие трансформаторов первой группы как регулирующих устройств поясним с помощью рис. 9.13. От шин подстанции мощной системы, напряжение которых U_c можно считать постоянным, через сеть (Z_a) и трансформатор питается эквивалентная нагрузка с мощностью S_a . В схеме замещения рис. 9.13, а трансформатор представлен сопротивлением обмоток Z_T , приведенным к высшему напряжению, и идеальным трансформатором без потерь. Коэффициент трансформации последнего $n = \dot{U}'_2 / \dot{U}_2$ (\dot{U}'_2 — приведенное к стороне ВН вторичное напряжение) может за счет РПН изменяться относительно номинального значения $n_{\text{ном}} = U_{\text{ВН ном}} / U_{\text{НН ном}}$ на величину Δn . Величины $n_{\text{ном}}$ и Δn могут быть легко определены по каталожным данным трансформатора: номинальным напряжениям обмоток и пределам регулирования. Пределы регулирования, осуществляемого ступенями, у трансформаторов задаются в процентах от номинального коэффициента трансформации и у понижающих трансформаторов достигают $\pm(12\div 16)\%$. Например, у трансформатора 110 кВ, 63 МВ·А с номинальными напряжениями обмоток $U_{\text{ВН ном}} = 115$ кВ и $U_{\text{НН ном}} = 10,5$ кВ и пределами регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$ величина Δn будет

$$\Delta n = \pm 9 \cdot \frac{115}{10,5} \cdot \frac{1,78}{100} = \pm 9 \cdot 0,195$$

при $n_{\text{ном}} = 10,95$. Определим изменение напряжения на шинах НН при изменении коэффициента трансформации на Δn .

Сначала будем считать, что S_a не зависит от $U_{\text{НН}}$, т.е. статические характеристики нагрузки местной сети по напряжению не учитываются. Протекание тока нагрузки по сопротивлениям Z_a и Z_T создаст падение напряжения $\dot{I}_a(Z_a + Z_T)$, поэтому $\dot{U}'_2 = \dot{U}_c - \dot{I}_a(Z_a + Z_T)$. Величина \dot{U}'_2 при сделанном предположении не зависит от Δn и определяется лишь нагрузкой. Отметим, что из-за большого реактивного сопротивления трансформаторов (соответственно больших потерь реактивной мощности в них) падение напряжения в трансформаторах соизмеримо или превышает падение напряжения в сети. Напряжение \dot{U}_2 при номинальном коэффициенте трансформации будет

$$\dot{U}_2 = \dot{U}'_2 / n_{\text{ном}}, \quad (9.18)$$

а при изменении его на Δn составит

$$\dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_2 = \dot{U}'_2 / (n_{\text{ном}} + \Delta n). \quad (9.19)$$

Сопоставляя (9.18) и (9.19), при неизменном \dot{U}'_2 получим, что

$$\Delta \dot{U}_2 = -\dot{U}_2 \frac{\Delta n}{n_{\text{ном}} + \Delta n} = \Delta \dot{e}, \quad (9.20)$$

т.е. изменение коэффициента трансформации эквивалентно введению в схему дополнительной ЭДС $\Delta \dot{e}$, что позволяет преобразовать схему рис. 9.13, а в эквивалентную ей схему рис. 9.13, б.

На практике дело обстоит сложнее — эквивалентная нагрузка местных сетей зависит от напряжения U_2 питающей подстанции по статическим характеристикам, которые, например, можно аппроксимировать выражениями (в относительных единицах)

$$\left. \begin{aligned} P_a &= a_0 + a_1 U_{*2} + a_2 U_{*2}^2 \\ Q_a &= b_0 + b_1 U_{*2} + b_2 U_{*2}^2 \end{aligned} \right\} \quad (9.21)$$

Допустим, что нам необходимо повысить напряжение $U_{\text{НН}}$ в центре питания местной сети. Нагрузка возрастает с ростом $U_{\text{НН}}$. Соответственно увеличивается падение напряжения в цепи $Z_a + Z_T$, уменьшается \dot{U}'_2 и, как следствие, уменьшается $U_{\text{НН}}$. Чтобы добиться желаемого

повышения вторичного напряжения, приходится увеличивать $\Delta \dot{e}$, перемещая РПН на следующую отпайку, т.е. с учетом фактического поведения нагрузки необходимо увеличивать диапазон регулирования коэффициента трансформации. Сказанное иллюстрируется эпюрами распределения напряжений на рис. 9.13, в (кривая 1 — без учета, 2 — с учетом статических характеристик нагрузки).

В случаях длинных сильно загруженных питающих линий падения напряжения могут оказаться столь велики, что регулирование вторичного напряжения трансформатором становится неэффективным — вторичное напряжение выходит за допустимые пределы даже при использовании полного диапазона РПН. В таких случаях следует хотя бы частично компенсировать большие потери реактивной мощности в трансформаторе, устанавливая на шинах низшего напряжения источник реактивной мощности.

Понижающие трансформаторы оборудуются локальными САР — автоматическими регуляторами напряжения трансформатора (АРНТ). Они реагируют на изменение напряжения на шинах НН и ток нагруз-

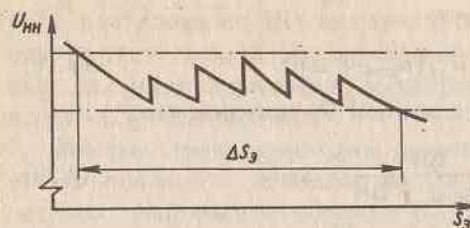


Рис. 9.14. Статическая характеристика узла нагрузки при наличии трансформатора с АРНТ

ренными отклонениях напряжения. Статическая характеристика узла нагрузки, регулируемого трансформатором с АРНТ, показана на рис. 9.14. Диапазон регулирования ΔS_3 определяется не только диапазоном изменения отпаяк n_{\min} , n_{\max} , но и загрузкой питающей линии. При дефиците реактивной мощности в узле нагрузки ΔS_3 сужается настолько, что регулирование трансформатора может не привести к желаемому результату.

Рассмотрим действие автотрансформаторов связи сетей различных номинальных напряжений (см. рис. 9.2) как регулирующих устройств. Такие автотрансформаторы при любой конструкции и расположении РПН (на стороне СН или в нейтрали) обеспечивают независимое от НН регулирование коэффициента трансформации $n_{В-С}$ с ВН на СН, диапазон его изменения составляет до $\pm(10\div 12)\%$. Этим обеспечивается относительная независимость режима напряжения сети СН от сети НН.

Изменение коэффициента трансформации $n_{В-С}$ по сравнению с номинальным, как и в предыдущем случае понижающих трансформаторов, эквивалентно введению в трансформаторную ветвь схемы замещения дополнительной ЭДС $\Delta \vec{E}$. Однако в рассматриваемом случае ЭДС оказывается включенной в один или несколько замкнутых контуров, образуемых параллельно работающими сетями ВН и СН (см. рис. 9.2). Под действием суммарной дополнительной ЭДС двух автотрансформаторов контура (см. рис. 9.2) $\Delta \vec{E} = \Delta \vec{E}_1 + \Delta \vec{E}_2$ в замкнутом контуре потечет уравнительная мощность, которая будет алгебраически суммироваться с исходными мощностями при номинальных коэффициентах трансформации.

Изменяя суммарную дополнительную ЭДС по модулю и фазе (что достигается изменением модуля коэффициента трансформации в обычных трансформаторах *продольного регулирования* и его фазы в специальных трансформаторах *поперечного регулирования*) можно получить благоприятное распределение мощностей в контуре, приводящее к снижению суммарных потерь активной мощности. Более подробно этот вопрос рассматривается в [36, 37].

ки, переключая отпайки РПН таким образом, чтобы $U_{нн}$ с ростом нагрузки повышалось — этим обеспечивается *встречное регулирование напряжения в центре питания местной сети*. АРНТ работают с выдержкой времени 1–3 мин, чтобы не было лишних переключений при кратковре-

При расположении РПН в нейтрали производится одновременное изменение коэффициентов трансформации $n_{В-С}$, $n_{В-Н}$, т.е. режим сети НН по регулированию напряжения оказывается зависимым от сети СН.

При расположении РПН со стороны СН коэффициент трансформации $n_{В-Н}$ не изменяется и напряжение на шинах НН определяется режимом сети ВН. В этой ситуации в ряде случаев не обеспечиваются требуемые напряжения на шинах НН. В таких случаях регулирование напряжения на шинах НН производится либо имеющимися на мощных узловых подстанциях компенсирующими устройствами (СК, КБ, СТК, реакторами), либо специально устанавливаемыми в цепи НН линейными регулировочными трансформаторами (ЛРТ). Последние имеют номинальный коэффициент трансформации, равный 1, и за счет РПН могут изменять его на $\pm 15\%$, обеспечивая независимость режима сети НН.

Автотрансформаторы связи, так же как и понижающие трансформаторы, могут оборудоваться локальными САР — АРНТ. Обычно закон регулирования оказывается более сложным из-за усложнения условий регулирования напряжения на узловых подстанциях. В ряде случаев требуется разработка специальной системы регулирования напряжения на подстанции, воздействующей на все имеющиеся на подстанции регулирующие устройства. Такая система относится к классу АСУ ТП энергообъектов, ее действие координируется АСДУ высшей ступени управления.

Таким образом, рассматривая трансформаторы как регулирующие устройства, можно заметить, что регулируемым параметром является коэффициент трансформации (в общем случае — комплексная величина), а режим этого устройства описывается неравенствами

$$\left. \begin{aligned} n_{\min} &\leq n \leq n_{\max}; \\ \psi_{\min} &\leq \psi \leq \psi_{\max}; \\ U_{\min} &\leq U \leq U_{\max}. \end{aligned} \right\} \quad (9.22)$$

Изменение регулируемого параметра — дискретное, число ступеней дискретности и величина изменения коэффициента трансформации на ступень определяются конструкцией трансформатора.

Установки продольной компенсации (УПК) как средство изменения суммарного реактивного сопротивления линии и, следовательно, напряжения на ее приемном конце можно отнести к линейным регулирующим устройствам. Однако надо иметь в виду следующее.

В сетях высших номинальных напряжений и мощных электропере-

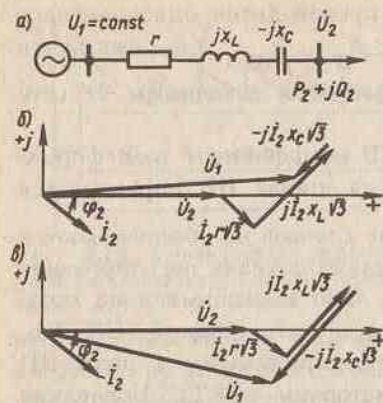


Рис. 9.15. Регулирование напряжения с помощью УПК:

а - принципиальная схема; б - векторная диаграмма при недокомпенсации; в - то же, при перекомпенсации

ных воздушных линиях сетей 6—20 кВ или же отдельных питающих линиях среднего напряжения (35, 110 кВ).

В связи с этим рассмотрим особенности регулирования напряжения с помощью УПК. Схема замещения компенсированной УПК линии и векторные диаграммы приведены на рис. 9.15. Как и ранее, считаем, что нагрузка питается по линии от мощной системы, т.е. $U_1 = \text{const}$. Падение напряжения от источника до нагрузки определяем по формулам (9.3), полагая, что поперечная составляющая падения напряжения в линиях 6—110 кВ мала и может не учитываться.

В том случае, если УПК отсутствует, падение напряжения будет

$$\Delta U = (P_2 r + Q_2 x_L) / U_2, \quad (9.23)$$

а после включения УПК соответственно

$$\Delta U' = [P_2 r + Q_2 (x_L - x_C)] / U_2. \quad (9.24)$$

В результате включения УПК падение напряжения уменьшается на величину $Q_2 x_C / U_2$, а напряжение на приемном конце возрастает пропорционально величине k_C , которая определяется из (9.23) и (9.24):

$$k_U = \frac{\Delta U}{\Delta U'} = \frac{r/x_L + \text{tg } \varphi_2}{r/x_L + (1 - k_C) \text{tg } \varphi_2}. \quad (9.25)$$

дачах УПК применяется в первую очередь для повышения пропускной способности. Это дорогие устройства, во-первых, из-за изоляции — они изолируются от земли на полное напряжение линии; во-вторых, из-за необходимости защиты конденсаторов от перенапряжений при близких КЗ и при их включении — отключении; в-третьих, из-за коммутационной аппаратуры, рассчитанной на высокие напряжения и большие токи. Как средства регулирования напряжения в таких сетях они не выдерживают конкуренции с СК, СТК, реакторами.

Конкурентоспособными с другими регулирующими устройствами УПК могут быть, по-видимому, в радиаль-

Здесь $k_C = x_C / x_L$ — степень компенсации, а $\text{tg } \varphi_2 = Q_2 / P_2$ определяется коэффициентом мощности нагрузки.

Случай недокомпенсации реактивного сопротивления линии ($k_C < 1$) показан на векторной диаграмме рис. 9.15, б. При полной компенсации ($k_C = 1$) падение напряжения оказывается нулевым и не зависит от нагрузки, если $\cos \varphi_2$ остается постоянным, при этом из (9.24)

$$x_C = x_L + r \text{tg } \varphi_2. \quad (9.26)$$

При $k_C > 1$, что соответствует перекомпенсации линии (рис. 9.15, в), резко возрастает k_U , что может привести к перенапряжениям на приемном конце линии и на УПК. Такие режимы с перенапряжениями возникают, в частности, при пуске мощных двигателей, при резком изменении нагрузки. Поэтому для практических целей емкость УПК следует выбирать из условий недокомпенсации.

§ 9.3. ОСОБЕННОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НИЗШИХ НАПЯЖЕНИЙ

В данном разделе рассматриваются сети городских, сельских, промышленных потребителей (которые в дальнейшем будем называть распределительными сетями — РС), имеющие $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ. В таких сетях электроэнергия распределяется от центров питания (ЦП), представляющих собой мощные подстанции энергосистемы.

Распределение электроэнергии, получаемой РС от ЦП, выполняется на двух (трех) ступенях трансформации. Обычно ЦП сооружаются в непосредственной близости или внутри достаточно обособленного района электропотребления — сетевого района. Внутри района распределение производится сначала на напряжениях 6—20 кВ (в сельских сетях, обладающих большой протяженностью, экономически выгодным оказывается и напряжение 35 кВ). Линии 6—20 (35) кВ, воздушные и кабельные, сооружаются от ЦП до подстанций, питающих группы близко расположенных мелких потребителей. Их питание осуществляется через сети низшей ступени напряжения 220—380 В (в сетях промышленных предприятий применяются также напряжения 660 и 127 В, напряжение 127 В применяется в старых городских сетях). Трансформация электроэнергии со ступени 6—20 кВ на ступень 220—380 В осуществляется распределительными трансформаторами (РТ). Более

крупные потребители, имеющие номинальное напряжение 6–20 кВ, присоединяются непосредственно к ЦП по индивидуальным линиям.

Сетевые районы, формирующиеся около одного или нескольких близко расположенных ЦП, представляют собой фактически индивидуальные системы электроснабжения отдельных групп потребителей и в этом отношении являются взаимно независимыми единицами низшей иерархической ступени структуры ЭЭС. Взаимная независимость проявляется как в организационно-управленческом смысле (системы электроснабжения могут быть подчинены различным министерствам и ведомствам), так и в режимном отношении — отдельные системы электроснабжения влияют на режим ЭЭС в целом, но практически не влияют на режимы друг друга.

Именно в силу специфичности их структуры и назначения РС можно выделить в отдельный класс сетей с напряжением до 35 кВ. Однако следует отметить, что внутри этого класса РС обладают большим индивидуальным разнообразием, обусловленным размещением и характером нагрузок, исторически сложившимися условиями развития сетей, экономическими, хозяйственными, демографическими и другими "внешними" по отношению к ЭЭС факторами.

Основная особенность РС — их массовость. Так, в районной энергетической системе средней величины насчитываются десятки тысяч потребительских подстанций с РТ, сотни ЦП, десятки РС. Именно массовость РС приводит к тому, что в общих затратах на развитие и эксплуатацию ЭЭС затраты на сети до 35 кВ составляют существенную долю, хотя стоимость индивидуальной РС намного меньше, чем, например, генерирующих мощностей или системообразующей сети. Требование снижения затрат стоит очень остро и реализуется как при проектировании, так и при эксплуатации РС. Эти требования находят отражение в постановке и решении проблемы регулирования напряжений.

Характеризуя эту проблему, прежде всего отметим, что возможности активного оперативного воздействия на режим напряжений РС оказываются ограниченными. Ограничения возникают из-за ряда взаимосвязанных причин. В РС в силу их массовости предусматриваются наиболее простые и дешевые регулирующие устройства: распределительные трансформаторы без РПН, нерегулируемые конденсаторные батареи. Изменение отпаек РТ может производиться только при снятой нагрузке и практикуется не чаще 1–2 раз в год при сезонном ее изменении. Отключение-включение КБ также в большинстве случаев подчиняется сезонным изменениям нагрузки. Применение более дорогих оперативно и автоматически регулируемых устройств часто оказывается нецелесообразным как из-за увеличения затрат, так и из-

за отсутствия точной исходной информации о текущих режимных параметрах сетей.

Такая информация может быть получена либо от эксплуатационного персонала, наблюдающего за установленными в РС показывающими и регистрирующими приборами, либо автоматически от устройств телемеханики. Оба способа получения полной информации от тысяч узлов РС представляются нереальными. Из-за необходимости снижения эксплуатационных затрат обслуживающий персонал РС малочисленный, и далеко не всякий сетевой район может позволить себе не только постоянное наблюдение, но даже проведение контрольных замеров — единовременной регистрации по приборам всех режимных параметров на каждой подстанции района. Там, где контрольные замеры проводятся, они дают более или менее достоверную информацию о нагрузках сети при зимнем максимуме и летнем минимуме. Оснащение всех подстанций сетевого района устройствами телеизмерений и телесигнализации потребует, вероятно, неоправданных затрат на устройства телемеханики и каналы связи с диспетчерским пунктом сетевого района. Таким образом, фактических данных о режимах РС на каждый момент времени, в частности о нагрузках сети, задающих ее режим, мы не имеем. Более или менее достоверные данные имеются лишь о максимальной и минимальной нагрузке каждого узла и РС в целом.

При такой ситуации оперативное управление режимом напряжений РС сосредоточивается в ЦП, который влияет на режим напряжений всей присоединенной к нему сети. В этом смысле оно является централизованным. Необходимость регулирования напряжения у отдельных потребителей (их групп), или местного регулирования, возникает тогда, когда регулирование в ЦП не позволяет обеспечить требуемый режим напряжений во всей сети. Местное регулирование удорожает РС, и поэтому его применение должно быть обосновано.

В связи с ограниченными возможностями оперативного регулирования напряжения центр тяжести в решении проблемы регулирования напряжения в РС переносится на задачи проектирования развития сетей и планирования режимов их работы. В идеальном случае РС должна быть спроектирована так, чтобы оптимальный режим напряжений в ней обеспечивался только за счет автоматического регулирования напряжения в ЦП. Однако на практике это далеко не всегда удается.

Рассмотрим характерные режимные особенности РС, которые следует учитывать при решении проблемы регулирования напряжения в РС.

1. Как уже было отмечено выше, РС можно рассматривать как

индивидуальные системы электроснабжения, работающие в составе ЭЭС и получающие от нее электроэнергию. Границу между ЭЭС и индивидуальной системой электроснабжения целесообразно провести через ЦП последней, причем шины ВН ЦП и регулирующие устройства ЦП (трансформаторы с РПН, генераторы, СК, СТК, КБ системного значения) отнести к ЭЭС, а шины НН — к системе электроснабжения. Строго говоря, режимы ЭЭС и индивидуальной системы электроснабжения надо рассматривать совместно как единое целое. Но на практике режимы рассчитываются и анализируются по отдельности, что в особенности относится к режиму напряжений.

Такое упрощение представляется обоснованным. Во-первых, ЭЭС и индивидуальная система электроснабжения несоизмеримы по мощности; следовательно, режим на ее границе задается ЭЭС. Во-вторых, в ЭЭС расположены основные источники реактивной мощности и регулирующие устройства, как правило, достаточные для установления желаемого режима напряжений на шинах ВН ЦП. В-третьих, диапазон регулирования напряжения на шинах НН ЦП регулирующими устройствами ЦП обычно достаточен для обеспечения требуемых напряжений в нормальных и послеаварийных режимах РС.

Таким образом, допущение о независимом расчете режима напряжений РС оказывается правомерным, по крайней мере для нормальных и расчетных послеаварийных режимов.

2. Основной критерий регулирования напряжения в РС — обеспечение качественных показателей электроэнергии, поскольку РС находятся в непосредственной электрической близости от потребителей. Если обеспечивается выполнение этих необходимых технических условий, то в пределах заданных допусков по качеству следует выбрать наиболее экономичный режим напряжений, обеспечивающий снижение потерь активной мощности и электроэнергии в РС. Из-за массовости РС потери в них могут составлять большую долю суммарных потерь в ЭЭС, поэтому даже небольшое снижение потерь дает ощутимый экономический эффект.

3. В РС расчет режима напряжений можно вести по продольной составляющей падения напряжения — потере напряжения, так как активное сопротивление в РС сопоставимо и превосходит реактивное (см. гл. 4). Потери напряжения удобно выражать в процентах к номинальному. Поскольку РС имеют преимущественно радиальную разомкнутую структуру, потери напряжения, выраженные в процентах, можно суммировать по участкам сети. С потерями напряжения удобно суммировать добавки напряжения, создаваемые регулирующими устройствами. В результате расчет режима напряжений в РС упрощается.

При проектировании развития РС и их реконструкции комплексно решаются вопросы компенсации реактивной мощности нагрузок, выбора средств регулирования напряжения, их регулировочных диапазонов, ступеней регулирования, мест установки, целесообразности оснащения системами автоматического регулирования.

Выше (см. § 9.1) было отмечено, что баланс реактивной мощности является необходимым условием работы ЭЭС. На практике под балансом реактивной мощности следует понимать равенство генерируемой и потребляемой мощности при допустимых отклонениях напряжения. В РС реактивная мощность потребляется нагрузками, трансформаторами и линиями. Основным ее источник — ЦП, однако при протекании ее по РС создаются потери напряжения в линиях и трансформаторах и у наиболее удаленных потребителей напряжения могут выйти за допустимые пределы. Протекание больших реактивных мощностей создает дополнительные потери активной мощности в РС.

Для уменьшения отрицательного влияния перетоков реактивной мощности целесообразно часть ее генерировать непосредственно в узлах нагрузки РС с помощью КБ. По балансу реактивной мощности, составленному при допустимых напряжениях и максимальных нагрузках РС, определяется технически необходимая суммарная мощность КБ, которые должны быть расставлены в РС. Распределение суммарной мощности КБ по узлам РС должно производиться с учетом эффективного повышения напряжения и снижения потерь. Рекомендуется в первую очередь устанавливать КБ в узлах, наиболее удаленных от ЦП, в первом приближении — в узлах с наименьшими значениями токов КЗ.

Одновременно с определением технически необходимого уровня компенсации реактивной мощности должен быть решен вопрос о выборе средств регулирования напряжения.

Рассмотрим упрощенную схему РС (рис. 9.16, а), где к ЦП подключена всего лишь одна магистральная линия (фидер) 6—20 кВ. Потребители на напряжение 220—380 В присоединены к фидеру через распределительные трансформаторы РТ. Напряжение U_n у любого потребителя РС, выраженное в процентах по отношению к номинальному, может быть определено так:

$$U_n = U_{ц.п} - \Delta U_{ц.п-п} + e_{р.т}, \quad (9.27)$$

где

$$\Delta U_{ц.п-п} = \frac{100}{U_{ном}^2} \sum_{k=1}^n (P_k r_k + Q_k x_k). \quad (9.28)$$

Здесь $\epsilon_{p,т}$ — добавка за счет использования неноминального коэффициента трансформации РТ; $\Delta U_{ц,п-п}$ — суммарная потеря напряжения от ЦП до потребителя, включая потери в РТ и сети 220—380 В; P_k , Q_k , r_k , x_k — мощности и сопротивления участков РС.

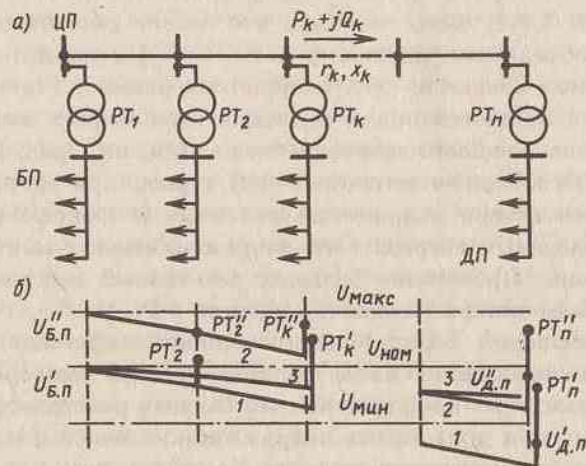


Рис. 9.16. Схема магистральной распределительной сети (а) и эпюры напряжений при встречном регулировании (б)

Определим возможный диапазон d изменения напряжения у потребителя, используя формулы (9.27) и (9.28). Наименьшее напряжение у потребителя будет в том случае, если в центре питания будет наименьшее допустимое напряжение, имеет место режим наибольших нагрузок (наибольшие потери напряжения в сети), а РТ создает наименьшую добавку:

$$U_{п}^{нм} = U_{ц,п}^{нм} - \Delta U_{ц,п-п}^{нм} + \epsilon_{p,т}^{нм}. \quad (9.29)$$

Наибольшие напряжения у потребителя будут при противоположных условиях:

$$U_{п}^{нб} = U_{ц,п}^{нб} - \Delta U_{ц,п-п}^{нм} + \epsilon_{p,т}^{нб}. \quad (9.30)$$

Из (9.29) и (9.30) диапазон

$$d = U_{п}^{нб} - U_{п}^{нм} = U_{ц,п}^{нб} - U_{ц,п}^{нм} + (\Delta U_{ц,п-п}^{нб} - \Delta U_{ц,п-п}^{нм}) + \epsilon_{p,т}^{нб} - \epsilon_{p,т}^{нм}. \quad (9.31)$$

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителя необходимо, чтобы

$$d \leq U_{\max} - U_{\min},$$

$$U_{п}^{нб} \leq U_{\max}, \quad (9.32)$$

$$U_{п}^{нм} \geq U_{\min},$$

т.е. чтобы диапазон "входил в трубку" допустимых значений U_{\max} и U_{\min} .

Условия (9.32) должны выполняться у любого потребителя, как ближайшего БП, так и дальнего ДП (рис. 9.16, а), как при сезонном, так и суточном изменении нагрузки.

Из анализа (9.31) следует, что с помощью РТ, имеющего сезонное регулирование, можно уменьшить диапазон лишь при сезонном, но не суточном изменении нагрузки. В последнем случае РТ изменяет лишь уровень (среднее значение) напряжения потребителя.

Наиболее эффективное средство сужения диапазона — изменение напряжения в ЦП, причем такое, чтобы при максимальных нагрузках оно было наибольшим, а при минимальных — номинальным. Из (9.31) видно, что при этом уменьшается как первое, так и второе слагаемое d . Такое регулирование напряжения в ЦП, как отмечалось ранее, называется *встречным*. В практике встречного регулирования напряжение в ЦП поддерживается в режиме максимальных нагрузок на уровне $1,05 U_{ном}$, в режиме минимальных нагрузок — $U_{ном}$.

Эффект встречного регулирования иллюстрируется рис. 9.16, б. При номинальном напряжении в ЦП напряжение дальнего потребителя в режиме максимума $U'_{д,п}$ было ниже допустимого (график 1).

Повысив $U_{ц,п}$ до U_{\max} , получим $U''_{д,п}$ в пределах допустимого (график 2). В режиме минимума при $U_{ц,п} = U_{ном}$ (график 3) напряжение у дальнего потребителя также допустимое. На рис. 9.16, б показаны также добавки напряжения, создаваемые РТ.

Если анализ показывает, что встречное регулирование необходимо в течение суток, то его надо автоматизировать.

Вопрос об автоматизации решается в зависимости от типа ЦП (рис. 9.17). ЦП с двухобмоточными понижающими трансформаторами, имеющими РПН (схема а), снабжаются АРНТ. При этом график регулирования напряжения имеет вид рис. 9.14. Если в ЦП имеются генераторы или синхронные компенсаторы (схемы б, в), то их АРВ задается изменением уставки по напряжению во времени в соответствии с графиком встречного регулирования в ЦП. В случае схемы з, где автотрансформаторы имеют РПН в обмотке СН и напряжение на шинах НН оказывается зависимым от ВН, необходимо применение линейного регулировочного трансформатора, оснащаемого АРНТ.

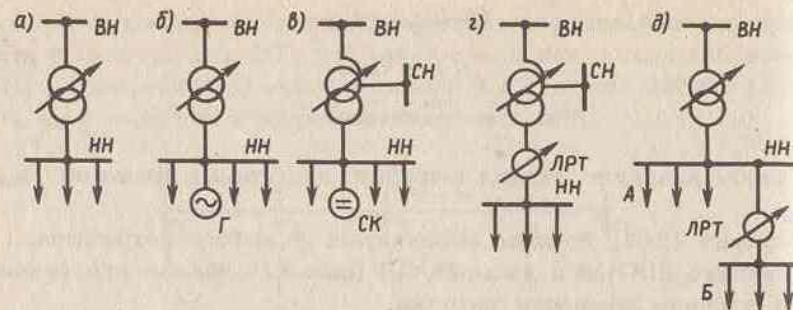


Рис. 9.17. Возможные варианты центра питания

В ряде случаев условия (9.32) не могут быть обеспечены только за счет регулирования напряжения в ЦП. Это происходит в основном из-за разнородности сети и нагрузок, присоединенных к данному ЦП: при значительно отличающихся длинах и мощностях фидеров, разнородных графиках нагрузок отдельных групп потребителей. В таких случаях необходимо местное регулирование напряжения для тех нагрузок, для которых условия (9.32) не выполняются.

При выборе средств местного регулирования необходима технико-экономическая оценка каждого предложенного варианта, так как оно может быть выполнено различными способами: с помощью шунтовых КБ, ЛРТ, УПК. Обычно ЛРТ оказывается выгоднее устанавливать в ЦП для регулирования напряжения у группы нагрузок. Такой случай показан на рис. 9.17, д. Нагрузки группы В резко отличаются по своим свойствам (удаленности, мощности, графикам) от нагрузок группы А, и поэтому для индивидуального регулирования

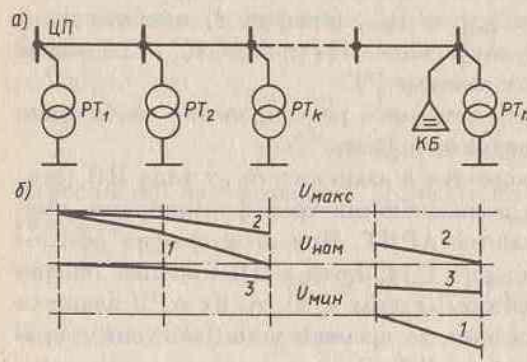


Рис. 9.18. Регулирование напряжения с помощью конденсаторных батарей (а) и эпюры распределения напряжения (б)

напряжения нагрузок группы В используется ЛРТ. Законы регулирования ЛРТ и трансформаторов ЦП согласуются.

Для местного регулирования напряжения у удаленных крупных нагрузок используются КБ (рис. 9.18, а). Распределение напряжений по фидеру для этого случая показано на рис. 9.18, б. Установленная у потребителя КБ улучшает

распределение напряжения по всему фидеру (график 2 — режим максимума) и повышает его у дальнего потребителя, где напряжение в режиме максимума нагрузок было слишком низким (график 1). Если в режиме минимума добавка напряжения, создаваемая КБ, оказывается слишком большой, необходимо отключение КБ (график 3 — режим минимума при отключенной КБ). В том случае, если отключение требуется при суточном изменении нагрузки, КБ оснащается автоматическим устройством, обеспечивающим такое включение-отключение КБ в зависимости от времени суток. Местное регулирование является важным средством ограничения колебаний напряжения в РС, питающих крупные резкопеременные нагрузки (например, кузнечно-прессовое, сварочное, прокатное оборудование, дуговые печи в сетях промышленных предприятий). В этом случае используются быстродействующие регулируемые источники реактивной мощности — статические ИРМ, ступенчато регулируемые КБ с тиристорными выключателями.

Дальнейшая разработка варианта развития или модернизации РС в части вопросов регулирования напряжения должна вестись в направлении обеспечения экономичности ее работы. Важное значение имеет при этом оптимизация компенсации реактивной мощности нагрузок.

Установка в РС дополнительных КБ сверх необходимых по балансу реактивной мощности обосновывается экономическими соображениями. С одной стороны, уменьшаются потери активной мощности и энергии и, следовательно, затраты на потерянную энергию. С другой стороны, необходимы дополнительные капиталовложения в оборудование, затраты на его эксплуатацию и потери электроэнергии в самих КБ. Оптимизационная задача формулируется следующим образом:

$$\min Z = \min [(E_n + a_{кб})K_{кб} + c(\mathcal{E}_{кб} + \mathcal{E}_{рс})], \quad (9.33)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности (см. § 10.3); $a_{кб}$ — коэффициент отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание КБ; c — стоимость потерь электроэнергии; $\mathcal{E}_{кб}$ и $\mathcal{E}_{рс}$ — потери электроэнергии в КБ и РС; $K_{кб}$ — стоимость КБ.

В результате решения задачи (9.33) определяются экономически целесообразные мощности КБ в узлах РС. Ввиду значительного разнообразия схем РС, большого количества переменных и учета ряда факторов, влияющих на компенсацию реактивной мощности, задача (9.33) решается на ЭВМ, для чего разработаны специальные методы и алгоритмы и созданы промышленные программы расчета.

Практика показывает, что целесообразная мощность КБ, определен-

ная по экономическим соображениям, оказывается выше, чем по техническим условиям (балансу реактивной мощности).

К эксплуатационным задачам регулирования напряжения в РС относятся задачи, связанные с наиболее полным и экономичным использованием имеющихся регулирующих устройств. В связи с текущим изменением условий работы электрической сети (изменением нагрузок, оборудования сети, ее параметров и схемы соединений) требуется проводить соответствующие мероприятия, улучшающие режим напряжений. К числу их относятся: изменение коэффициентов трансформации у нерегулируемых под нагрузкой трансформаторов, дополнительная автоматизация уже имеющихся устройств, изменение уставок автоматических регуляторов напряжения и применяемых систем автоматического регулирования напряжения и т.п.

Важное место в эксплуатационных задачах должны занимать вопросы оценки качества напряжения и воздействия на качество с учетом статистических характеристик режимов РС. При этом принимается во внимание не только допустимость некоторых предельных отклонений напряжения в рассматриваемый момент времени, но также и обобщенная или интегральная оценка качества напряжения у электроприемников за длительный период времени. Действительно, даже весьма значительные отклонения от номинального напряжения у электроприемников (10–15%) могут считаться допустимыми, если они кратковременны особенно в периоды малых нагрузок. Здесь не имеются в виду случаи, когда значительные отклонения напряжения недопустимы по техническим причинам, так как могут вызвать, например, неправильную работу сигнализации и т.п. В то же время меньшие отклонения напряжения могут быть менее желательными, даже если они находятся в допустимых пределах, но длительность их значительна и в основном они имеют место в режимах больших нагрузок. В промышленных сетях при этом может существенно снижаться экономическая эффективность работы электроприемников, в результате чего возникает народнохозяйственный ущерб. На основе определения и анализа статистических характеристик режима напряжений в РС могут быть рекомендованы к установке дополнительные регулирующие устройства, осуществлен выбор настроек систем регулирования имеющихся устройств.

Подробное рассмотрение специальных вопросов регулирования напряжения с учетом таких качественных показателей, как интегральные оценки качества, несимметрия, несинусоидальность, выходит за рамки данного учебника. Эти вопросы рассматриваются при изучении систем электроснабжения городов, сельского хозяйства, промышленных предприятий.

§ 9.4. ОСОБЕННОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ И СИСТЕМООБРАЗУЮЩИХ СЕТЯХ ВЫСШИХ НАПРЯЖЕНИЙ

К этому классу обычно относятся сети с номинальным напряжением $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ, объединяющие по высшему напряжению центры питания городских, сельских, промышленных потребителей. В дальнейшем системообразующие сети с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ будем условно называть питающими электрическими сетями (ПЭС), имея в виду ранее применявшееся их наименование.

В отличие от местных сетей ПЭС имеют радиально-кольцевую структуру с большим количеством замкнутых контуров. Дело в том, что при переходе к новой ступени номинального напряжения в связи с ростом нагрузок и развитием ЭЭС старая сеть не демонтируется и сеть нового номинального напряжения как бы "накладывается" на существующую сеть. Это приводит к параллельной работе сетей различных номинальных напряжений, осуществляемой через подстанции связи сетей. ПЭС в большей мере, чем местные сети, оснащены устройствами телемеханики, позволяющими передавать в центр управления ими (обычно это диспетчерский центр районной или объединенной системы) информацию о режимных параметрах в различных точках ПЭС, а из центра управления — команды на изменение параметров режима регулирующих устройств.

В отличие от распределительных сетей, которые в большинстве случаев обособлены друг от друга центрами питания и в режимном отношении слабо связаны, ПЭС различных уровней напряжения электрически связаны гораздо сильнее и имеют общий режим. В настоящее время управление режимами ПЭС осуществляется с помощью автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) районных и объединенных ЭЭС, поэтому регулирование напряжения в ПЭС следует рассматривать как одну из функций АСДУ.

Укажем режимные особенности ПЭС, которые следует учитывать при решении задачи регулирования напряжения в этих сетях.

1. Как уже было отмечено выше, ПЭС различных номинальных напряжений в режимном отношении тесно взаимосвязаны. Влияние на режим напряжений расположенного в данном узле регулирующего устройства, например СТК, может распространяться не только на близлежащие узлы ПЭС, но и далее, т.е. проявляется системный эффект регулирующих устройств. В связи с этим необходимо централизованное координированное управление режимом напряжения ПЭС с помощью АСДУ (рис. 9.6).

2. Режимы ПЭС и местных сетей, присоединенных в ЦП питающей

сети, можно рассматривать независимо друг от друга (см. § 9.1), поэтому для расчетов по регулированию напряжения в ПЭС местную сеть можно представить приведенной нагрузкой на шинах ВН соответствующего ЦП.

3. АСДУ данной иерархической ступени управления, например районной энергосистемы, охватывает лишь часть ПЭС ЭЭС. Решать задачи регулирования напряжения в данной АСДУ независимо от "соседних" районных энергосистем, строго говоря, нельзя из-за системного эффекта ПЭС. В связи с этим возникает необходимость координации режима напряжений на границах между районными ЭЭС, т.е. на линиях связи между соседними ЭЭС. Такая координация исходя из системных критериев может осуществляться АСДУ высшей иерархической системы управления, например АСДУ объединенной ЭЭС.

4. В ПЭС возможны большие перетоки реактивной мощности, вызванные ее местным дефицитом либо избытком. Потоки реактивной мощности, дополнительно загружая линии электропередачи и трансформаторы связи сетей, приводят к увеличению потерь активной мощности, причем характерно, что перетоки реактивной мощности могут возникать и при благоприятном в целом балансе реактивной мощности ЭЭС (который определяет средние уровни напряжения в сетях). Следовательно, задачей регулирования напряжения в ПЭС является снижение потерь активной мощности (при безусловном соблюдении допустимых уровней напряжения).

Потери активной мощности в правильно спроектированных ПЭС составляют обычно 3—5% от передаваемой мощности. Путем централизованного координированного управления регулируемыми устройствами, как показывают расчеты, можно снизить потери активной мощности на 1—2%, причем это мероприятие относится к малозатратным.

Что касается допустимых уровней напряжения, то его повышение ограничивается условиями работы изоляции и составляет $+(10 \div 5)\% U_{\text{ном}}$, а понижение — в основном условиями устойчивости (частично — режимами сети, присоединенной к рассматриваемому ЦП) и составляет $-(10 \div 15)\% U_{\text{ном}}$.

5. В ПЭС, которые состоят в основном из воздушных линий электропередачи и трансформаторов, активные сопротивления элементов намного меньше реактивных. При этом, как это следует из уравнений установившегося режима ЭЭС, распределение реактивных мощностей определяется в основном уровнями напряжения, а активных мощностей — фазными углами векторов напряжений (см. § 7.4). Это позволяет рассматривать реактивное потокораспределение независимо от активного и решать задачу регулирования напряжения при заданном распределении активных мощностей, что намного ее упрощает.

6. При определении потерь напряжения в ПЭС следует учитывать (за исключением ПЭС 110 кВ) поперечную составляющую [формулы (9.3), (9.4)], которая оказывается большой. Расчеты по регулированию напряжения в ПЭС по сравнению с местными сетями более сложны и их целесообразно выполнять на ЭВМ.

Из сказанного следует, что основным критерий регулирования напряжения в ПЭС — экономический (минимум потерь активной мощности) при соблюдении режимных и технических ограничений по допустимым уровням напряжений и диапазону регулирующих устройств.

При рассмотрении сетей с $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ необходимо кроме перечисленных выше особенностей учитывать потери активной мощности на корону в линиях электропередачи. Если в ПЭС имеются трансформаторы с поперечным регулированием, то при регулировании напряжения следует решать вопрос о снижении потерь активной мощности ее перераспределением в замкнутых контурах сети (см. § 9.1).

Вопросы регулирования напряжения в ПЭС решаются как при их проектировании, так и при управлении режимами. Следует отметить, что многие вопросы, относящиеся к данной проблеме, еще не решены. Недостаточна оснащенность ПЭС регулируемыми устройствами и локальными САР, недостаточна оснащенность энергообъектов устройствами телемеханики, имеется ряд задач, не решенных теоретически.

При проектировании развития ПЭС и их реконструкции комплексно решаются вопросы обеспечения баланса реактивной мощности и выявления условий регулирования напряжения в сети, обоснования пунктов размещения регулирующих устройств, выбора их типа и мощности. Одновременно должны прорабатываться вопросы развития АСДУ в части включения в состав задач управления задачи регулирования напряжения, в части информационного и алгоритмического ее обеспечения, развития системы сбора и обработки информации.

При проектировании прежде всего необходимо обеспечить управляемость ЭЭС по напряжению и реактивной мощности. Под этим понимается возможность выдерживания допустимых напряжений во всех точках ЭЭС в нормальных и послеаварийных режимах ее работы, обусловленных изменением нагрузок и состава работающего оборудования. Управляемость достигается как правильным выбором мест размещения и регулировочных диапазонов устройств регулирования, так и координированным воздействием на них для выполнения условий

$$\begin{aligned} U &\leq U \leq \bar{U}, \\ P &\leq P \leq \bar{P}. \end{aligned} \quad (9.34)$$

Здесь \mathbf{U} — вектор напряжений в узловых (контрольных) точках ПЭС; \mathbf{P} — вектор параметров режима регулирующих устройств; $\underline{\mathbf{U}}, \underline{\mathbf{P}}, \bar{\mathbf{U}}, \bar{\mathbf{P}}$ — соответственно векторы нижних и верхних допустимых пределов изменения величин.

Управляемость ЭЭС — необходимое условие для решения задачи регулирования напряжения в ПЭС, обеспечивающее качественные показатели режима напряжений и его надежность с точки зрения работы оборудования и устойчивости. Только обеспечив управляемость ЭЭС, можно на последующих этапах проектирования предусмотреть возможность установки дополнительных регулирующих устройств (либо расширить диапазоны уже установленных устройств) с целью снижения потерь активной мощности. При этом, как правило, предусматривается установка дополнительных источников реактивной мощности.

Расстановка дополнительных источников реактивной мощности в ПЭС с целью снижения потерь активной мощности — задача технико-экономическая, поскольку здесь следует сопоставить затраты на установку нового оборудования с эффектом от экономии потерь. Задача должна решаться конкретно для каждого проекта развития ПЭС на основе сопоставления возможных вариантов. Можно ожидать, что с ростом стоимости потерянной энергии и удешевлением источников реактивной мощности, особенно статических ИРМ, установка дополнительных источников будет выгодна.

При управлении режимами ЭЭС с помощью АСДУ задача регулирования напряжения в ПЭС решается на этапах планирования режимов и оперативного управления и состоит в наиболее полном использовании имеющихся устройств для достижения экономического эффекта.

При планировании режимов на основе прогнозов нагрузки и состава работающего оборудования заблаговременно рассчитываются оптимальные режимы напряжений на заданный интервал времени, например на следующие сутки. Оптимальные режимы рассчитываются на ЭВМ в АСДУ в результате решения следующей задачи:

$$\begin{aligned} & \min \Delta P_{\Sigma} \\ & \left. \begin{aligned} \underline{\mathbf{U}} &\leq \mathbf{U} \leq \bar{\mathbf{U}}, \\ \underline{\mathbf{P}} &\leq \mathbf{P} \leq \bar{\mathbf{P}}, \end{aligned} \right\} \end{aligned} \quad (9.35)$$

где ΔP_{Σ} — суммарные потери активной мощности в ПЭС, которые являются сложной функцией режимных параметров. Задача вида (9.35) относится к задачам нелинейного математического программиро-

вания, которые рассматриваются в дисциплине "Оптимизация режимов ЭЭС" и потому здесь более подробно не освещаются. Отметим лишь, что для крупных ЭЭС ее решение требует большого объема вычислений, значительных затрат времени и невозможно без ЭВМ.

Полученные таким образом графики оптимальных напряжений передаются на энергообъекты (электростанции, подстанции с регулирующими устройствами), где и должны выдерживаться оперативным персоналом или автоматическими устройствами — локальными САР.

Плановые графики напряжений в контрольных точках — основа для оперативного управления режимом напряжений. Задача при этом состоит в коррекции планового режима в соответствии с конкретными условиями, сложившимися при его выполнении. Так, отклонения фактического режима от планового всегда имеют место из-за неточности прогнозирования, из-за изменения состава работающего оборудования вследствие его отказов, из-за влияния внешних трудно предсказуемых условий.

При оперативном управлении режимом напряжений в первую очередь должна быть обеспечена его допустимость по ограничениям вида (9.34), а при их выполнении — и экономичность изменившегося по сравнению с плановым режима (или "дооптимизация" режима).

При оперативном управлении используется информация о фактическом состоянии ЭЭС и ее режиме, получаемая на основе телеизмерений и телесигнализации. Она вводится в ЭВМ АСДУ, обрабатывается и представляется диспетчеру в удобном для восприятия виде. В наиболее современных АСДУ наряду с представлением фактической режимной информации вырабатываются рекомендации диспетчеру по коррекции плановых графиков напряжений. Эти рекомендации — результат решения задач оперативного управления режимом напряжений ПЭС, рассмотрение которых в силу специфичности и разнообразия подходов к их решению выходит за рамки данного учебника. В дальнейшем, по мере накопления опыта работы АСДУ в режиме "советчика" диспетчера и совершенствования методов и технических средств управления, возможен переход к автоматическому регулированию напряжения в ПЭС на базе локальных САР и централизованных средств АСДУ.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 9

К § 9.1. 1. Для каких узлов сети устанавливаются нормы качества напряжения? 2. За счет каких мероприятий могут быть снижены потери активной мощности в продольных ветвях схем замещения элементов сети? 3. Какие

факторы влияют на выбор оптимального уровня напряжения на ЛЭП ВН и СВН? 4. Как обеспечение качества напряжения связано с условиями балансирования реактивной мощности? 5. Какие узлы в сети выбираются в качестве контрольных точек? 6. Каковы возможные способы регулирования напряжения в электрической системе? 7. По какому принципу строится автоматизированная система диспетчерского управления в ЭЭС? 8. Чем отличается централизованное регулирование напряжения от локального?

К § 9.2. 1. Чем определяются возможности регулирования напряжения генераторами электростанций? 2. Каковы возможности выработки и потребления реактивной мощности синхронными компенсаторами? 3. Каковы преимущества и недостатки конденсаторных батарей в сравнении с синхронными компенсаторами? 4. Как изменяется статическая характеристика реактивной мощности узла нагрузки при подключении к нему конденсаторной батареи? 5. Какими способами можно регулировать реактивную мощность, выдаваемую конденсаторной батареей? 6. Каким регулирующим эффектом по напряжению обладают шунтирующие реакторы? 7. В чем заключается основное преимущество статических тиристорных компенсаторов перед синхронными? 8. Какие типы регулировочных трансформаторов используются в электрических сетях? 9. Каким образом осуществляется регулирование напряжения с помощью установки продольной емкостной компенсации?

К § 9.3. 1. Каковы особенности распределительных сетей с точки зрения возможностей регулирования напряжения? 2. Чем обосновано допущение о возможности раздельного рассмотрения режимов напряжений в основных сетях ЭЭС и распределительных сетях? 3. В чем состоит основной критерий регулирования напряжения в распределительных сетях? 4. Какие вопросы, связанные с регулированием напряжения, решаются при проектировании развития распределительных сетей? 5. В чем сущность принципа встречного регулирования напряжения? 6. Каковы средства местного регулирования напряжения в распределительных сетях? 7. Каков подход к решению вопроса о целесообразности установки в распределительной сети дополнительных компенсирующих устройств сверх необходимых по условиям баланса реактивной мощности? 8. Каковы эксплуатационные задачи регулирования напряжения в распределительных сетях?

К § 9.4. 1. Какие режимные особенности питающих электрических сетей учитываются при решении задачи регулирования напряжения в них? 2. Каков основной критерий регулирования напряжения в питающих сетях? 3. Какие вопросы, связанные с регулированием напряжения, решаются при проектировании развития питающих сетей? 4. За счет чего обеспечивается управляемость ЭЭС по напряжению и реактивной мощности? 5. Какова общая формулировка задачи оптимизации режима напряжений в ЭЭС?

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

§ 10.1. ЗАДАЧИ, СТАДИЙНОСТЬ И МЕТОД ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Проектирование развития электроэнергетических систем (ЭЭС) в современный период выделяется в самостоятельное звено в общей структуре управления развитием отрасли "Электроэнергетика". *Общей задачей* этого звена является обоснование решений, определяющих состав, основные параметры и последовательность сооружения электрических станций, электросетевых объектов и средств их эксплуатации и управления, исходя из условий оптимального развития электроэнергетической системы в целом.

Совокупность задач проектирования ЭЭС делится на иерархические уровни по технологическому, территориальному и стадийно-временному признакам [41]. По первому признаку задачи разделяются на три уровня:

- оптимизация структуры генерирующих мощностей;
- обоснование оптимальной динамики сооружения электростанций;
- обоснование рационального варианта развития электрических сетей.

По территориальному признаку задачи проектирования делятся в соответствии с иерархической структурой самой ЭЭС, т.е. соответствуют уровням:

- единой электроэнергетической системы (ЕЭС);
- объединенных электроэнергетических систем (ОЭС);
- районных электроэнергетических систем (РЭС);
- отдельных территориальных узлов.

По стадийно-временному признаку, определяющему степень обобщенности принимаемых решений и длительность подлежащего рассмотрению перспективного периода, выделяются уровни:

- схемы развития и размещения отрасли "Электроэнергетика" на перспективу 15 лет;
- схем развития ЕЭС и ОЭС, разрабатываемых на следующее пятилетие с учетом дальнейшей перспективы на 5 лет;

— схем развития РЭС, разрабатываемых на те же сроки, что и на предыдущем уровне;

— схем развития распределительных сетей 110 кВ и выше отдельных сетевых районов РЭС, промышленных узлов, сельских районов, городов и т.п., которые разрабатываются на следующее пятилетие на основе решений, принятых на предыдущих стадиях применительно к тем ОЭС и РЭС, куда входят рассматриваемые сети.

Проектирующие организации выполняют проекты развития электрических сетей либо в виде отдельной работы, именуемой "Схемой развития электрической сети" (объединенной или районной энергосистемы, города, промышленного узла и т.п.), либо в качестве составной части "Схемы развития энергосистемы". При различном составе и объеме задач, решаемых на отдельных иерархических уровнях, проекты развития электрических сетей характеризуются рассмотрением следующих, общих для всех стадий проектирования вопросов [42]:

1) анализ существующей сети рассматриваемой энергосистемы (района, города, объекта) с точки зрения ее загрузки, условий регулирования напряжения, соответствия техническим ограничениям;

2) составление балансов активной мощности на рассматриваемый расчетный срок с целью выявления необходимости сооружения новых подстанций и мест их размещения;

3) выбор расчетных режимов работы электростанций, присоединенных к рассматриваемой сети (как существующих, так и вновь сооружаемых);

4) обоснование схемы построения сети на каждом из расчетных уровней, параметров ее новых элементов и очередности их сооружения;

5) выполнение расчетов характерных установившихся режимов работы сети (нормальных, послеаварийных, ремонтных) с целью проверки выполнения технических ограничений, условий регулирования напряжения и баланса реактивной мощности с последующим обоснованием мест установки новых компенсирующих устройств, их типов и мощности;

6) выполнение расчетов токов коротких замыканий (КЗ), обоснование требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры и выявление необходимости ограничения токов КЗ;

7) проверочные расчеты статической и динамической устойчивости, которые выполняются, как правило, только при проектировании сетей ОЭС или достаточно мощных РЭС, и выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике;

8) выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов (выполняется для сетей 35 кВ и менее);

9) ориентировочная оценка необходимых капиталовложений и потребностей в оборудовании, проводах воздушных линий, силовых кабелях и т.п. по этапам развития.

Из данного перечня ясно, что проект развития электрической сети является большой комплексной и многосторонней работой, которая на высших иерархических уровнях выполняется крупными коллективами специалистов с привлечением организаций, обеспечивающих решение смежных задач и выдачу некоторых исходных данных.

Учебное проектирование (курсовое и дипломное), выполняемое по индивидуальным заданиям и в ограниченные сроки, как правило, соответствует наименьшему из перечисленных выше уровней, т.е. разработке схем развития отдельных сетевых районов. К задачам, решаемым на данной стадии проектирования, относятся:

— выбор оптимальной конфигурации сети и технических параметров ее элементов (линий электропередачи и понижающих подстанций);

— выбор средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения на основе анализа характерных режимов работы сети;

— ориентировочная (укрупненная) оценка потребных капиталовложений и других технико-экономических и натуральных показателей сети.

При этом местоположение, параметры и графики выдачи мощности электростанций, обеспечивающих электроэнергией проектируемую сеть, являются заданными, равно как и местоположение других возможных источников питания (подстанций системного значения), пунктов потребления и их нагрузки. При курсовом проектировании существующая сеть обычно не рассматривается, т.е. проектируемая сеть предполагается полностью новой и, как правило, имеет один источник питания. При дипломном проектировании чаще всего учет существующей сети сводится к ограниченной проработке вопросов ее усиления и реконструкции. В обоих случаях предполагается, что все новые электросетевые объекты сооружаются одновременно в течение одного года, т.е. не учитывается распределение затрат во времени.

Все эти условности, к которым вынужденно прибегают при учебном проектировании из-за ограниченности его времени, тем не менее не умаляют его значения в формировании специалиста, так как, несмотря на суженный состав задач, приобретение опыта самостоятельного принятия обоснованных экономически проектных решений является важным звеном инженерного образования.

Из числа перечисленных выше вопросов, рассматриваемых при проектировании электрической сети, центральным является обоснование схемы ее построения. Принципиально для решения задачи построения сети, осуществляющей электроснабжение определенного числа пунктов потребления, каждый из которых характеризуется заданной максимальной мощностью, могут быть предложены различ-

ные схемы, отличающиеся конфигурацией и параметрами элементов. В качестве критерия выбора оптимального варианта схемы сети (как и других энергетических объектов) служит минимум приведенных затрат на ее сооружение и эксплуатацию (см. § 10.3). Величина этих затрат зависит прежде всего от того, при каком номинальном напряжении предполагается сооружать линии сети, каково их число, протяженность, сечения проводов или жил кабелей, какова их связь с подстанциями, каково число и мощность трансформаторов и другого оборудования подстанций и т.п. Таким образом, суммарные затраты на сооружение и эксплуатацию сети являются функцией многих переменных, большинство из которых имеют дискретный (сечения токоведущих элементов, мощности трансформаторов и т.п.) и даже целочисленный характер (число цепей линий, число трансформаторов и т.п.).

С математической точки зрения отыскание минимума такой функции с учетом технических ограничений (тоже, как правило, дискретных) требует применения методов нелинейного математического программирования. При большом числе источников питания и пунктов потребления решение этой задачи возможно лишь при использовании ЭВМ. Однако составление корректной математической модели, позволяющей осуществить выбор единственного оптимального варианта схемы сети, связано со сложностью математической формулировки ряда условий, которые отражают упомянутые выше технические ограничения, требования к надежности электроснабжения, наличие существующей сети, динамику роста нагрузок и т.п. Даже наиболее совершенные из разработанных на сегодня оптимизационных моделей не позволяют полностью решить задачу выбора конфигурации схемы сети при достаточно большом количестве генерирующих и нагрузочных узлов [42]. Как правило, результатом использования оптимизационных моделей является некоторый набор близких к оптимуму вариантов, из которого проектировщику предстоит выбрать наилучший. В этом смысле такие модели можно расценивать как выполняющие роль "советчика" проектировщика.

Таким образом, даже при предварительном использовании формализованных процедур, основанных на методах математического программирования, на современном этапе не исключается необходимость применения метода вариантного сопоставления — метода, на котором базировалась практика проектирования в течение нескольких последних десятилетий. Правда, реализация этого метода в современных условиях обеспечивается использованием так называемых оценочных моделей, осуществляющих определение технико-экономических показателей отобранных для сравнения вариантов наряду с проверкой выполнения всех технических ограничений.

Как оптимизационные, так и оценочные модели должны войти в состав системы автоматизированного проектирования энергосистем (САПР ЭС), одной из функций которой является решение задач по технико-экономическому обоснованию проектных решений, в том числе оптимизационного характера, и по техническому анализу вариантов развития энергосистем, связанному с массовой переработкой информации, на основе диалога проектировщиков с ЭВМ [5]. Внедряемая в настоящее время первая очередь САПР ЭС в качестве одной из подсистем имеет так называемую подсистему электротехнических задач (САПР ЭТ), обеспечивающую выполнение комплекса расчетов, необходимых для обоснования решений по развитию электрических сетей и средств управления режимами энергосистем.

Ограничиваясь здесь этой краткой информацией, отметим, что детальное рассмотрение разработанных математических моделей, предназначенных для решения задач выбора экономически целесообразного варианта схемы сети, равно как и реализация соответствующих алгоритмов, в условиях автоматизированного проектирования является предметом таких специальных дисциплин, которые изучаются студентами электроэнергетических специальностей на заключительном этапе обучения, вслед за материалом, излагаемым в настоящем учебнике. Поэтому в последующих разделах будут рассматриваться лишь основы методики экономического обоснования решений при проектировании электрических сетей. Излагаемых ниже сведений вполне достаточно для выполнения учебного (курсового и дипломного) проектирования. Вместе с тем они призваны служить базой для более углубленного освоения методов конкретного и перспективного проектирования как отдельных электросетевых объектов, так и более сложных частей ЭЭС, осуществляемого при изучении упомянутых выше специальных дисциплин.

§ 10.2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Для сооружения новых электрических сетей и реконструкции существующих требуются значительные денежные средства, которые расходуются на приобретение и доставку оборудования, а также на производство строительно-монтажных работ. Эти денежные средства принято называть капитальными вложениями (K) или, более кратко, капиталовложениями. Организация эксплуатации сети также требует значительных расходов на проведение профилактических осмотров и испытаний, текущих и капитальных ремонтов. Кроме того, энергосистема несет расходы, связанные с необходимостью выработки дополни-

тельной электроэнергии, покрывающей потери в элементах электрической сети при передаче мощности от источников к потребителям. Совокупность этих затрат принято называть *ежегодными эксплуатационными издержками (И)* или, более кратко, *издержками эксплуатации*. Капиталовложения и издержки эксплуатации и являются теми основными показателями, на базе которых осуществляется технико-экономическое сопоставление вариантов электрических сетей и выбор из них наилучшего. Ниже рассматривается определение этих показателей на этапе технико-экономического обоснования решений, т.е. тогда, когда допустимо использование так называемых *укрупненных показателей стоимости* различных элементов сети, избавляющих проектировщиков от необходимости выполнения детальных сметно-финансовых расчетов. Последние же производятся уже после принятия решения по выбору варианта сети и разработки соответствующих технорабочих проектов линий электропередачи и понижающих подстанций.

Капиталовложения на сооружение сети

Суммарные капиталовложения на сооружение рассматриваемого варианта (K_{Σ}) являются суммой затрат на сооружение линий ($K_{л\Sigma}$) и подстанций ($K_{пс\Sigma}$):

$$K_{\Sigma} = K_{л\Sigma} + K_{пс\Sigma}. \quad (10.1)$$

В свою очередь, *суммарные капиталовложения на сооружение линий электропередачи* определяются выражением

$$K_{л\Sigma} = \sum_{u=1}^m \sum_{i=1}^n K_{ол\ i,u} L_{i,u} = \sum_{u=1}^m \sum_{i=1}^n K_{л\ i,u} = \sum_{u=1}^m K_{л\Sigma u}, \quad (10.2)$$

где $i = 1, 2, \dots, n$ — номер линии в сети одного номинального напряжения; $u = 1, 2, \dots, m$ — номер ступени напряжения; $K_{ол\ i,u}$, $L_{i,u}$, $K_{л\ i,u}$ — укрупненный показатель стоимости сооружения 1 км, длина и стоимость i -й линии u -го номинального напряжения; $K_{л\Sigma u}$ — суммарная стоимость сооружений линии u -го напряжения.

Воздушные линии. Укрупненные показатели стоимости сооружения 1 км воздушной линии электропередачи учитывают затраты на оборудование (опоры, провода, тросы, изоляторы, арматуру) и строительно-монтажные работы, т.е. на земляные работы и устройство фундаментов, установку опор, подвеску изоляторов, арматуры, проводов и тросов, заземление фундаментов и опор, окраску стальных конструкций опор лаком, антикоррозионную смазку грозозащитных тросов и оття-

жек опор, транспортные и погрузочно-разгрузочные работы. Значения $K_{ол}$ для воздушных линий в справочной литературе [5] дифференцируются в зависимости от номинального напряжения ($U_{ном}$) и сечения проводов (F), материала (сталь, железобетон, дерево) и конструкции (одноцепные, двухцепные) опор, района климатических условий по гололеду (I — IV), в котором сооружается сеть. Таким образом, стоимость сооружения 1 км воздушной линии (ВЛ) является функцией пяти параметров:

$$K_{овл} = f(U_{ном}, F, m_{оп}, k_{оп}, r), \quad (10.3)$$

где $m_{оп}$ — индекс материала опор; $k_{оп}$ — индекс типа конструкции опор; r — индекс района по гололеду.

Укрупненные показатели стоимости сооружения воздушных линий, равно как и других электросетевых объектов, соответствуют *нормальным условиям* строительства на территории европейской части России. Для определения $K_{овл}$ применительно к другим районам страны применяются поправочные *зональные коэффициенты* ($k_{зон} > 1$), учитывающие удорожание строительства. Так, например, при сооружении на Урале воздушной линии значение $k_{зон} = 1,1$, в Сибири — 1,2, а на Дальнем Востоке — 1,4.

В качестве нормальных условий рассматривается сооружение ВЛ вне населенных пунктов, в равнинной местности и при расчетном скоростном напоре ветра до 6 Н/м². Усложнение реальных условий прохождения трассы также приводит к удорожанию стоимости сооружения ВЛ и может быть учтено соответствующими поправочными коэффициентами ($k_{усл} > 1$). Значения $k_{усл}$ в справочной литературе дифференцируются в зависимости от $U_{ном}$ и материала опор и учитывают такие факторы, как увеличение скоростного напора ветра сверх 6 Н/м², сооружение линии в условиях городской и промышленной застройки, в горной или болотистой местности, в поймах рек, в барханных песках, в скальных грунтах, в прибрежных районах и районах с загрязненной атмосферой, в особо гололедных районах и т.п. Таким образом, в общем случае стоимость сооружения 1 км ВЛ определяется как

$$K_{овл} = K_{овл(н)} k_{зон} k_{усл}, \quad (10.4)$$

где $K_{овл(н)}$ — укрупненный показатель стоимости для нормальных условий строительства.

Рассмотрим вначале укрупненные показатели стоимости сооружения ВЛ 35—220 кВ, т.е. *линий с нерасщепленной фазой*. Диапазоны их значений для нормальных условий строительства ($K_{овл(н)}$) при различных сечениях проводов даны в табл. 10.1 для I и IV районов по гололеду. При этом границы диапазонов $K_{овл(н)}$ соответствуют мини-

Таблица 10.1. Укрупненные показатели стоимости сооружения воздушных линий с нерасщепленной фазой (в ценах 1990 г.)*

$U_{ном},$ кВ	Район по гололеду	Стоимость сооружения 1 км ВЛ, тыс. руб., на опорах				
		металлических		железобетонных		деревянных одно- цепных
		одноцепных	двухцепных	одноцепных	двухцепных	
35	I	12,2-13,3	17,3-19,5	9,4-10,9	14,1-15,3	5,0-6,7
	IV	17,4-21,3	27,2-29,3	13,4-13,7	18,8-21,7	6,7-7,5
110	I	14,5-18,7	21,6-30,6	10,5-14,0	15,8-24,0	4,9-7,2
	IV	20,6-21,7	30,8-34,4	14,1-16,6	22,2-27,0	6,2-7,9
150	I	15,9-18,8	25,4-33,0	13,0-15,1	20,9-26,2	-
	IV	20,2-21,8	30,0-35,8	15,4-16,5	23,2-29,4	-
220	I-II	21,0-23,8	34,4-41,3	16,4-19,4	27,8-33,8	16,8-20,6
	IV	24,5-26,6	40,6-44,5	18,9-21,8	33,2-39,0	18,2-21,2

мальным и максимальным показателям из ряда значений для применяемых при данном номинальном напряжении сечений сталеалюминевых проводов [5].

На рис. 10.1 показаны зоны значений $K_{овл(н)}$ для линий, сооруженных на опорах различных типов (одноцепные — 1Ц, двухцепные — 2Ц) и из разных материалов (стальные — СТ, железобетонные — ЖБ, деревянные — Д). Кривые, являющиеся границами заштрихованных зон, соответствуют средним значениям $K_{овл(н)}$ из тех диапазонов, которые фигурируют в табл. 10.1, причем все нижние границы отвечают данным для I района по гололеду, а верхние — для IV района.

Анализируя данные табл. 10.1 и рис. 10.1, можно видеть, что к увеличению абсолютных значений стоимости сооружения 1 км ВЛ приводят:

— *рост номинального напряжения* (из-за увеличения габаритов и веса опор, числа изоляторов в гирляндах и больших сечений проводов);

*Здесь и далее использованы данные из [5], которые в современных условиях должны быть изменены в соответствии с коэффициентом удорожания ($k_{уд}$). На уровне 1996 г. при учебном проектировании использовалось значение $k_{уд} = 10\ 000$.

— *увеличение сечения* при данном $U_{ном}$ и прочих равных условиях (из-за большего расхода алюминия и стали сердечника);

— *удорожание материала опор* (наиболее дешевым материалом является дерево, а наиболее дорогим — сталь);

— *усложнение конструкции опоры* (при переходе от одноцепных к двухцепным опорам);

— *утяжеление климатических условий*, влекущее за собой требование большей прочности опор, а следовательно, и затрат соответствующего материала.

Совокупность отмеченных причин приводит к тому, что значения $K_{овл(н)}$ для линий 35–220 кВ меняются от 4,9 до 44,5 тыс. руб./км, т.е. могут отличаться на порядок. Однако влияние на величину $K_{овл(н)}$ перечисленных факторов, условно отраженных нами ранее в выражении (10.3), естественно, неодинаково. Подробный анализ влияния каждого фактора дан в [43].

Для сооружения линий с *расщепленной фазой* (330–1150 кВ) используются только металлические и железобетонные опоры, причем двухцепные опоры (стальные) в России применяются лишь при $U_{ном} = 330$ кВ. Одноцепные опоры конструктивно выполняются в двух вариантах — свободностоящие и на оттяжках (см. § 2.6). При $U_{ном} = 750$ и 1150 кВ воздушные линии сооружаются исключительно с использованием опор на оттяжках. Стоимостные характеристики линий 330 и 500 кВ соответственно с двумя и тремя проводами в фазе представлены в табл. 10.2. При этом диапазон сечений одиночного провода для ВЛ 330 кВ составляет 240–400 мм², а для ВЛ 500 кВ — 300–500 мм².

Стоимость сооружения 1 км ВЛ 750 кВ с сечениями 5 × 240 — 5 × 400 мм для III района по гололеду лежит в пределах от 88 до 97 тыс. руб. Сооружение 1 км ВЛ 1150 кВ с 8 проводами в фазе примерно вдвое дороже. Так, укрупненный показатель стоимости

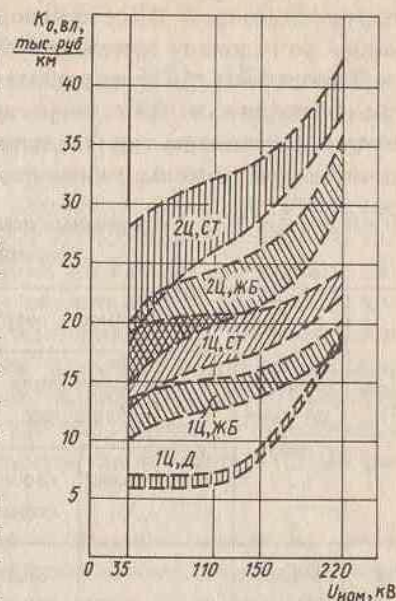


Рис. 10.1. Зависимости стоимости сооружения 1 км воздушной линии от ее номинального напряжения (1Ц, 2Ц — одно- и двухцепные опоры; СТ, ЖБ, Д — стальные, железобетонные и деревянные опоры; нижние границы — I район по гололеду, верхние — IV район)

сооружения такой ВЛ с сечением одиночного провода 330 мм² во II районе по гололеду составляет 170 тыс. руб/км.

Данные табл. 10.2 свидетельствуют о том, что рассмотренные выше применительно к ВЛ с нерасщепленной фазой факторы в данном случае качественно проявляются аналогично, хотя количественные соотношения несколько иные (см. [43]).

Таблица 10.2. Укрупненные показатели стоимости сооружения воздушных линий 330-500 кВ

U _{ном} , кВ	Район по голо- леду	Стоимость сооружения 1 км ВЛ, тыс. руб., на опорах				
		металлических одноцепных		металличе- ских двух- цепных	железобетонных одноцепных	
		на оттяжках	свободно- стоящих		на оттяжках	свободно- стоящих
330	I-II	-	37,3-42,5	70,4-80,2	-	33,1-38,0
	IV	-	41,4-45,0	77,2-84,0	-	36,6-40,4
500	II	483,-62,0	62,2-79,5	-	48,4-63,5	-
	IV	51,5-66,0	70,5-87,0	-	53,0-68,5	-

Кабельные линии. Укрупненные показатели стоимости сооружения 1 км кабельной линии электропередачи учитывают затраты на оборудование (собственно кабели, кабельная арматура, подпитывающая аппаратура маслonaполненных линий) и строительно-монтажные работы, т.е. на земляные работы, строительство различного рода кабельных сооружений (туннелей, эстакад, галерей, колодцев и т.п.). Значения $K_{ол}$ для кабельных линий в справочной литературе [5, 44] дифференцируются в зависимости от номинального напряжения, сечения и материала токопроводящих жил, типа кабеля, способа прокладки, числа кабелей в траншее.

Сооружение кабельных линий существенно дороже строительства ВЛ. Так, например, стоимость 1 км ВЛ напряжением 6-10 кВ, сооружаемых в условиях городской и промышленной застройки на одноцепных железобетонных опорах, составляет 3-4 тыс. руб., в то время как для аналогичной кабельной линии с кабелем марки АСБУ при том же диапазоне сечений (50-120 мм²) и прокладке в траншее сооружение одного километра обходится в 8-10 тыс. руб., т.е. примерно в 2,5 раза дороже. Одноцепные ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах при сечениях 120 и 150 мм² характеризуются значениями $K_{ол} = 16 \pm 20$ тыс. руб/км (в зависимости от района по гололеду), а аналогичная кабель-

ная линия с кабелем марки АОСБУ — 27,6-28,2 тыс. руб/км, т.е. коэффициент удорожания КЛ несколько меньше.

Еще более значительно различие в стоимости КЛ и ВЛ при напряжениях 110 и 220 кВ, т.е. тех напряжениях, которые используются для глубоких вводов электроэнергии в города. Так, например, стоимость сооружения 1 км ВЛ 110 кВ на металлических двухцепных опорах в условиях городской и промышленной застройки при $F = 70 \pm 240$ мм² составляет от 32,4 до 51,6 тыс. руб., а ВЛ 220 кВ при $F = 240 \pm 400$ мм² — от 51,5 до 66,8 тыс. руб. Двухцепная кабельная линия 110 кВ, выполненная кабелями марки МНСК с сечениями 270 и 625 мм², при прокладке в траншее характеризуется значениями $K_{ол}$ соответственно 380 и 420 тыс. руб/км, т.е. в среднем примерно в 10 раз дороже воздушной. Для двухцепной кабельной линии 220 кВ с кабелями марки МВДТ сечением 550 мм² $K_{ол} = 930$ тыс. руб/км, а при сечении 1200 мм² — 1000 тыс. руб/км, т.е. стоимость такой линии в 15-18 раз превышает стоимость воздушной линии.

Следует иметь в виду некоторую условность сделанного сравнения, целью которого являлась лишь демонстрация порядка величин, характеризующих соотношение стоимостей воздушных и кабельных линий. Если подходить более строго, то правомерным является сопоставление лишь таких линий, которые эквивалентны по своей пропускной способности. В данном случае речь идет о пропускной способности по условиям допустимого нагрева токоведущих элементов линии. Так, длительно допустимая по условиям нагрева мощность для одноцепной ВЛ 220 кВ с сечением 400 мм² составляет 314 МВ·А, а одноцепная КЛ того же напряжения, выполненная кабелем типа МВДТ с сечением 550 мм²*, имеет нагрузочную способность 201 МВ·А, т.е. не может заменить соответствующую воздушную линию. В этом случае обычно прибегали к прокладке двух кабельных цепей в одной траншее, для которых при $F = 550$ мм² нагрузочная способность составляет 356 МВ·А. Таким образом, правомерным в рассмотренном примере является сопоставление стоимостей сооружения одноцепной воздушной и двухцепной кабельной линии 220 кВ, эквивалентных по своей пропускной способности. Ясно, что при этом их различие окажется еще более разительным по сравнению с приведенным выше.

Понижающие подстанции. Понижающие подстанции электрических сетей, согласно современной классификации (см. [45, табл. 2.2]), делятся на три категории:

*Кабели 220 кВ типа МВДТ с таким сечением жил наиболее широко использовались до недавнего времени в системах электроснабжения крупнейших городов.

I — ПС 35—330 кВ, сооружаемые по упрощенным схемам на стороне ВН (как правило, без выключателей или с малым их числом), одно- и двухтрансформаторные, с числом ВЛ на ВН до 2 и на СН (если таковое имеется) — до 6;

II — проходные (транзитные) 110—500 кВ, преимущественно двухтрансформаторные (возможна установка до 4 трансформаторов), с числом ВЛ на ВН до 4, на СН — до 10, с числом выключателей на стороне ВН до 9 (в отдельных случаях до 12);

III — мощные узловые (системного значения) 330—750 кВ с числом АТ до 4, с числом ВЛ на ВН до 8, на СН — до 14 (в отдельных случаях 2 СН).

Совокупность видов оборудования, в основном определяющая стоимость сооружения подстанции, условно показана на рис. 10.2. В этой совокупности прежде всего надо выделить:

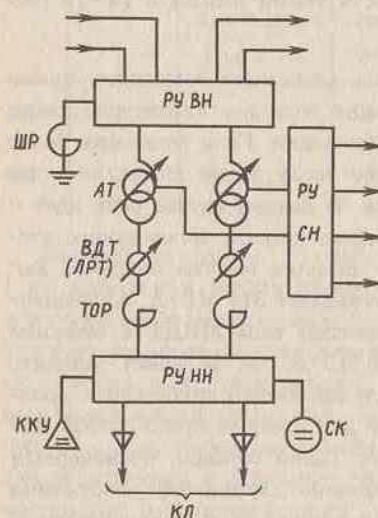


Рис. 10.2. Обобщенная схема понижающей подстанции:

АТ — автотрансформатор; ШР, ТОР — шунтирующий и токоограничивающий реакторы; СК — синхронный компенсатор; ККУ — комплектная конденсаторная установка; КЛ — кабельная линия; ВДТ, ЛРТ — вольтодобавочный и линейный регулировочный трансформаторы; РУ ВН, СН, НН — распределительные устройства высшего, среднего и низшего напряжения

— трансформаторное оборудование (на рис. 10.2 изображено в виде автотрансформаторов);

— коммутационную аппаратуру, входящую в состав распределительных устройств (РУ), высшего, среднего и низшего напряжений, показанных условно прямоугольниками;

— дополнительное оборудование: шунтирующие реакторы (ШР), токоограничивающие реакторы (ТОР), синхронные компенсаторы (СК), комплектные конденсаторные установки (ККУ), последовательные трансформаторы (ВДТ) или линейные регулировочные трансформаторы (ЛРТ).

Условность рис. 10.2 состоит в том, что, как правило, не все перечисленные виды дополнительного оборудования устанавливаются одновременно на одной подстанции. Так, например, в случае установки синхронных компенсаторов отсутствуют батареи конденсаторов, при установке ВДТ отсутствуют ЛРТ и т.п.

Суммарные капиталовложения на

сооружение понижающих подстанций сети, фигурирующие в (10.1), определяются как

$$K_{\text{пс}\Sigma} = \sum_{j=1}^t K_{\text{пс}j}, \quad (10.5)$$

где $j = 1, 2, \dots, t$ — номер подстанции; $K_{\text{пс}j}$ — стоимость сооружения j -й подстанции, определяемая выражением

$$K_{\text{пс}j} = K_{\text{тр}\Sigma} + K_{\text{ру}\Sigma} + K_{\text{доп}\Sigma} + K_{\text{пост}}. \quad (10.6)$$

Здесь $K_{\text{тр}\Sigma}$, $K_{\text{доп}\Sigma}$ — суммарные стоимости трансформаторного и дополнительного оборудования; $K_{\text{ру}\Sigma}$ — суммарная стоимость распределительных устройств; $K_{\text{пост}}$ — постоянная составляющая затрат на сооружение подстанции.

При установке на подстанции n_t однотипных трансформаторов (или АТ) одинаковой мощности $K_{\text{тр}\Sigma} = n_t K_{\text{тр,расч}}$, где $K_{\text{тр,расч}}$ — укрупненный показатель стоимости, включающий помимо стоимости самого трансформатора затраты на строительную часть, монтаж, ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели и релейную защиту [5]. В качестве примера на рис. 10.3 штриховыми линиями показаны зависимости стоимости собственно трансформатора ($K_{\text{тр}}$), а сплошными линиями — расчетной стоимости ($K_{\text{тр,расч}}$) от его номинальной мощности ($S_{\text{т,ном}}$) для двухобмоточных понижающих трансформаторов с РПН класса 35—220 кВ по данным [5]. Анализ этих зависимостей позволяет установить, что отношение $K_{\text{тр,расч}}/K_{\text{тр}}$ в диапазоне значений $S_{\text{т,ном}}$ от 16 до 160 МВ·А является довольно стабильным и изменяется в пределах 1,2—1,3, т.е. в среднем расчетная стоимость пре-

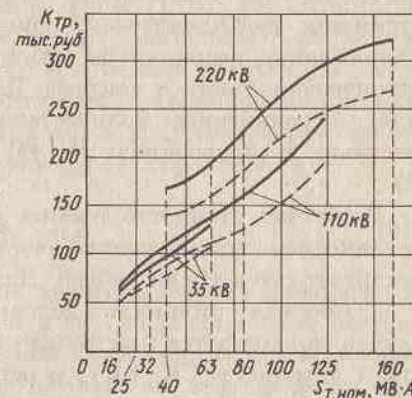


Рис. 10.3. Зависимости заводской (штриховые линии) и расчетной (сплошные линии) стоимости двухобмоточных понижающих трансформаторов 35—220 кВ от их номинальной мощности

ных групп из однофазных автотрансформаторов отношение $K_{тр.расч}/K_{тр}$ имеет значительный разброс и существенно отличается от рассмотренного выше в большую сторону, изменяясь в диапазоне от 1,44 до 1,87.

Как видно из рис. 10.3, зависимость $K_{тр.расч}$ при данном $U_{ном}$ в первом приближении может быть аппроксимирована линейной функцией от номинальной мощности трансформатора, а следовательно, и от нагрузки подстанции, т.е.

$$K_{тр.расч} \approx a_{тр} + b_{тр} S_{н}. \quad (10.7)$$

Отметим также, что трансформаторное оборудование является весьма дорогостоящим, и обычно его суммарная стоимость ($K_{тр\sum}$) составляет значительную долю общей стоимости подстанции ($K_{пс}$).

Второй крупной составляющей $K_{пс}$ является стоимость распределительных устройств. На вновь проектируемых подстанциях число распределительных устройств обычно не превышает трех. В этом случае

$$K_{ру\sum} = K_{ру(ВН)} + K_{ру(СН)} + K_{ру(НН)}, \quad (10.8)$$

где слагаемые правой части отвечают распределительным устройствам высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН) напряжений. При выполнении РУ по схеме с выключателями $K_{ру} = n_{яч} K_{яч}$, где $n_{яч}$ и $K_{яч}$ — соответственно число и укрупненный показатель стоимости ячейки с выключателем, учитывающий помимо стоимости самого выключателя стоимости разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, разрядников, шин, силовых и контрольных кабелей, строительной части и монтажа. При выполнении РУ без выключателей или с ограниченным количеством выключателей (например, по схеме мостика) в справочниках [5, 44] приводится полная стоимость всего РУ.

Расчетная стоимость ячейки с выключателем резко возрастает с увеличением номинального напряжения и при $U_{ном} = 330-750$ кВ достигает сотен тысяч рублей. Для РУ 1150 кВ $K_{яч} = 1280$ тыс. руб.

Суммарная стоимость дополнительного оборудования в общем случае складывается из стоимости реакторов (ШР, ТОР), компенсирующих устройств (СК, ККУ) и регулировочных трансформаторов (РТ), т.е.

$$K_{доп\sum} = K_{шр\sum} + K_{тор\sum} + K_{ск\sum} + K_{кку\sum} + K_{рт\sum}, \quad (10.9)$$

где каждое из слагаемых правой части определяется числом однотипных элементов и соответствующим укрупненным показателем стоимости (расчетной стоимостью) единицы оборудования (аналогично $K_{тр\sum}$).

Постоянная составляющая затрат ($K_{пост}$) включает стоимость сооружения общеподстанционного пункта управления, аппаратной маслохозяйства и складов масла, компрессорной, коммуникаций тепло- и водоснабжения, подъездных путей и т.п. Соответствующие укрупненные показатели в справочной литературе [5] дифференцированы в зависимости от величин ВН, СН и НН подстанции и типа схемы электрических соединений на стороне ВН. В качестве примера в табл. 10.3 представлены значения $K_{пост}$ для подстанций 110–750 кВ для некоторых схем РУ ВН.

Т а б л и ц а 10.3. Постоянная часть затрат по подстанциям

Тип схемы на стороне ВН	Со сборными шинами				Полуторная		
	110/10	110/35/10	220/35/10	220/110/10	330	500	750
Напряжения, кВ							
$K_{пост}$, тыс. руб.	290	320	460	750	2100	4100	6800

Постоянная часть затрат на сооружение подстанции 1150 кВ по схеме трансформаторы — шины на стороне ВН составляет 17 млн. руб.

Первые две составляющие в правой части (10.6), т.е. стоимости трансформаторного оборудования и распределительных устройств, составляют 60–80% от общей стоимости сооружения подстанции [22] и в основном определяют такой характерный технико-экономический показатель, как *удельные капиталовложения* в подстанцию (на единицу установленной мощности трансформаторного оборудования):

$$K_{пс0} = K_{пс} / (n_{т} S_{т, ном}). \quad (10.10)$$

Значение $K_{пс0}$ при неизменном числе трансформаторов уменьшается с ростом $S_{т, ном}$ по зависимости, близкой к гиперболической независимо от схемы электрических соединений на стороне ВН. Так, например, для подстанций с двумя двухобмоточными трансформаторами 110/10 кВ и одним выключателем на стороне ВН при увеличении $S_{т, ном}$ с 6,3 до 40 МВ·А значение $K_{пс0}$ падает с 32,5 до 10 тыс. руб./МВ·А. Для подстанций с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ и той же схеме на стороне ВН переход от $S_{т, ном} = 63$ МВ·А к $S_{т, ном} = 125$ МВ·А приводит к снижению удельных капиталовложений с 8 до 5,5 тыс. руб./МВ·А. При усложнении схемы

РУ ВН, т.е. установке большего числа выключателей, значение $K_{\text{псв}}$ возрастает. Так, например, для подстанции 220/110/10 кВ с двумя АТ по 125 МВ·А переход от схемы РУ ВН с одним выключателем к схеме с четырьмя выключателями приводит к возрастанию $K_{\text{псв}}$ на 32% [22].

Приведенные выше цифры свидетельствуют о том, что понижающие подстанции представляют собой весьма дорогостоящие электросетевые объекты, доля которых в общей сумме капиталовложений на сооружение сети (K_{Σ}) очень значительна. Конкретное соотношение значений $K_{\text{лс}}$ и $K_{\text{пс}}$ определяется такими факторами, как номинальное напряжение сети, тип линий (ВЛ, КЛ), их суммарная протяженность, количество понижающих подстанций, принадлежность их к той или иной категории и т.п. В связи с многочисленностью этих факторов обобщенная оценка соотношения $K_{\text{лс}}$ и $K_{\text{пс}}$ затруднительна и должна выполняться применительно к конкретной проектируемой сети.

Издержки на амортизацию и обслуживание сети

При технико-экономическом сопоставлении вариантов электрических сетей ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов сети определяют как долю от капиталовложений, т.е.

$$I_{\text{ли},i} = a_{\text{ли},i} K_{\text{ли},i}, \quad I_{\text{пс},j} = a_{\text{пс},j} K_{\text{пс},j}, \quad (10.11)$$

где $a_{\text{ли},i}$, $a_{\text{пс},j}$ — общие нормы отчислений от капиталовложений соответственно для линий и подстанций, складывающиеся из норм амортизационных отчислений ($a_{\text{ам}}$) и отчислений на текущий ремонт и обслуживание ($a_{\text{обсл}}$). В (10.11) индексы i , j имеют тот же смысл, что и в выражениях (10.2) и (10.5).

Часть амортизационных отчислений используется для замены оборудования по истечении срока службы на новое и называется *отчислениями на реновацию* ($a_{\text{рен}}$). Вторая часть обеспечивает возможность выполнения периодических капитальных ремонтов ($a_{\text{к.р}}$). Таким образом, общая норма отчислений имеет три составляющие:

$$a = a_{\text{ам}} + a_{\text{обсл}} = a_{\text{рен}} + a_{\text{к.р}} + a_{\text{обсл}}. \quad (10.12)$$

Отчисления на текущий ремонт и обслуживание предназначены для обеспечения средствами профилактических и ремонтных работ,

целью которых является поддержание оборудования в рабочем состоянии. Так, например, во время текущих ремонтов ВЛ производят замену поврежденных изоляторов, окраску опор и т.п. Для предотвращения повреждений элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Например, систематически проверяется качество древесины ВЛ, сооруженных на деревянных опорах, с целью выявления элементов опор, подверженных загниванию и подлежащих замене. Производятся регулярные испытания кабельных линий повышенным напряжением с целью выявления мест с уменьшенной электрической прочностью изоляции. Поврежденные при таких испытаниях кабели на определенном участке заменяются новыми. Отчисления на обслуживание предназначены также на содержание эксплуатационного персонала, транспортных средств, приобретение необходимых для выполнения работ материалов, инструментов, приборов и т.д.

В табл. 10.4 в качестве иллюстрации представлены значения фигурирующих в (10.12) составляющих и суммарных норм ежегодных отчислений для некоторых элементов электрических сетей (в процентах от капиталовложений) [5].

Т а б л и ц а 10.4. Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание элементов электрических сетей (%/год)

Наименование элементов	$a_{\text{рен}}$	$a_{\text{к.р}}$	$a_{\text{ам}}$	$a_{\text{обсл}}$	a
ВЛ 35 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах	2,0	0,4	2,4	0,4	2,8
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	3,3	1,6	4,9	0,5	5,4
КЛ до 10 кВ, проложенные в земле:					
со свинцовой оболочкой	2,0	0,3	2,3	2,0	4,3
с алюминиевой оболочкой	4,0	0,3	4,3	2,0	6,3
с пластмассовой изоляцией	5,0	0,3	5,3	2,0	7,3
КЛ 20-35 кВ с отдельной свинцовой оболочкой жил, проложенные в земле	3,0	0,4	3,4	2,0	5,4

Продолжение табл. 10.4

Наименование элементов	$a_{\text{рен}}$	$a_{\text{к.р}}$	$a_{\text{ам}}$	$a_{\text{обсл}}$	a
КЛ 110-220 кВ, проложенные к земле	2,0	0,5	2,5	2,0	4,5
Силовое электрооборудование и коммутационная аппаратура подстанций при высшем напряжении:					
до 150 кВ	3,5	2,9	6,4	3,0	9,4
220 кВ и выше	3,5	2,9	6,4	2,0	8,4

Сопоставление значений общих норм отчислений (a), приведенных в табл. 10.4, показывает, что понижающие подстанции электрических сетей требуют наибольших расходов на амортизацию оборудования и его обслуживание. Довольно значительны издержки эксплуатации и кабельных линий, а также ВЛ, сооружаемых на деревянных опорах по сравнению с линиями на металлических и железобетонных опорах.

Расходы на текущий ремонт и обслуживание кабельных линий и подстанций в 4–6 раз выше, чем для воздушных линий. В отчислениях на амортизацию для воздушных и кабельных линий основную долю занимают отчисления на реновацию ($a_{\text{рен}} > a_{\text{к.р}}$). Обратим внимание на то, что норма отчислений на реновацию представляет собой величину, обратную физическому сроку службы ($T_{\text{сл}}$), т.е. $T_{\text{сл}} = 1/a_{\text{рен}}$. В соответствии с этим расчетный срок службы оборудования подстанций и ВЛ на деревянных опорах составляет примерно 30 лет, а ВЛ на металлических и железобетонных опорах — 50 лет. Для кабельных линий различного типа и номинального напряжения он лежит в диапазоне от 20 до 50 лет. Расходы на капитальные ремонты ($a_{\text{к.р}}$) наиболее значительны для оборудования подстанций и ВЛ на деревянных опорах.

Суммарные издержки на амортизацию и обслуживание проектируемой сети с учетом (10.2) и (10.5) определяются в общем случае как

$$I_{\Sigma} = I_{\text{л}\Sigma} + I_{\text{пс}\Sigma} = \sum_{u=1}^m \sum_{i=1}^n a_{\text{ли},u} K_{\text{ли},u} + \sum_{j=1}^t a_{\text{пс},j} K_{\text{пс},j} \quad (10.13)$$

Итак, мы познакомились с основными показателями, характеризующими объемы денежных средств, необходимых для сооружения и

текущей эксплуатации собственно сети. Внимательный читатель, по-видимому, заметил, что выше мы не коснулись рассмотрения тех расходов, которые несет энергосистема по покрытию потерь электроэнергии в элементах сети. Это не случайно, так как эти расходы при проектировании учитываются в виде "приведенных затрат". К рассмотрению этого понятия мы и перейдем в следующем разделе, после чего появится возможность проанализировать и расходы на возмещение потерь мощности и электроэнергии.

§ 10.3. КРИТЕРИЙ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

В технике, как и в жизни, приступая к осуществлению какого-либо мероприятия или операции, люди стремятся к достижению определенного эффекта. Организация работ по осуществлению мероприятия при этом, естественно, подчиняется определенной стратегии, которая в итоге должна обеспечить максимум некоторого показателя эффективности. Задача выбора наилучшей в том или ином смысле стратегии представляет собой задачу оптимизации решения. В простейшем случае такая задача является *однокритериальной*, т.е. суждение об оптимальности решения выносится в соответствии с единственным показателем эффективности. Развитие принципов системного подхода к решению технических задач убеждает нас в том, что большинство из них являются *многокритериальными* и оптимальное решение должно приниматься исходя из рассмотрения некоторой совокупности показателей эффективности. При этом один из них необходимо максимизировать, другие же, наоборот, — минимизировать.

Методы решения такого рода задач составляют предмет специальной научной дисциплины, возникшей во время второй мировой войны и получившей название "Исследование операций" [46]. Применительно к решению электроэнергетических задач эти методы рассматриваются в специальном курсе "Оптимизация режимов и развития электроэнергетических систем". Вместе с тем при любой совокупности показателей и соответственно критериев эффективности технических решений в нее обязательно входит *критерий экономической целесообразности*. К рассмотрению этого критерия применительно к выбору оптимального варианта электрической сети мы и переходим.

Предположим, что нам необходимо выбрать один из двух имеющихся вариантов, первый из которых характеризуется значениями капиталовложений и издержек эксплуатации, которые обозначим K_1 и I_1 , а второй — значениями K_2 и I_2 . Ясно, что в том случае, если для одного из вариантов оба показателя, т.е. и капиталовложения, и издержки, меньше, чем для другого, например $K_1 < K_2$ и $I_1 < I_2$, то

такой вариант и является экономически целесообразным. Однако такая ситуация встречается крайне редко, а если и встречается, то свидетельствует скорее всего о недостаточном опыте того, кто предложил к рассмотрению вариант с худшими экономическими показателями. На практике обычно вариант с меньшими капиталовложениями имеет большие издержки, и наоборот.

Пусть, например, $K_1 < K_2$, а $I_1 > I_2$. Какой из этих вариантов предпочесть? Как подойти к выбору оптимального варианта с аналитических позиций, т.е. сформулировать соответствующий критерий, использование которого позволило бы формализовать выбор наилучшего варианта при любом их числе?

Обозначим для нашего примера разность капиталовложений по вариантам через ΔK_{12} :

$$\Delta K_{12} = K_2 - K_1, \quad (10.14)$$

а разность издержек — через ΔI :

$$\Delta I_{12} = I_1 - I_2. \quad (10.15)$$

Величина ΔK_{12} представляет собой *дополнительные капиталовложения* в вариант 2 по сравнению с вариантом 1, а величина ΔI_{12} — *ежегодную экономию на издержках* в варианте 2 по сравнению с вариантом 1. Рассмотрим отношение этих показателей, т.е. $\Delta K_{12}/\Delta I_{12}$. С точки зрения единицы измерения это отношение есть некоторое измеряемое в годах время, так как $[\text{руб}]/[\text{руб}/\text{год}] = [\text{год}]$. С точки зрения физического смысла это есть время, за которое дополнительные капиталовложения в вариант 2 окупаются экономией на издержках его эксплуатации. Это время получило название *расчетного срока окупаемости*:

$$T_{\text{ок, расч}(12)} = \Delta K_{12}/\Delta I_{12}. \quad (10.16)$$

Если в результате вычисления значение $T_{\text{ок, расч}}$ оказалось небольшим (например, 1–3 года), то, по всей вероятности, мы отдадим предпочтение варианту 2, несмотря на то, что необходимо одновременно затратить на его сооружение большую, чем для варианта 1, сумму. Если же результат вычисления оказался другим и значение $T_{\text{ок, расч}}$ по нашим представлениям, велико (например, 10–15 лет), то, наверное, мы будем склонны воздержаться от дополнительных капиталовложений и предпочтем первый вариант с меньшими капиталовложениями, несмотря на большие издержки его эксплуатации.

Понятно, что такой подход носит несколько субъективный характер, поскольку отнесение полученного значения $T_{\text{ок, расч}}$ к разряду "малых" или "больших" обусловлено относительностью наших личных

представлений об этом. Таким образом, для объективного решения необходимо иметь некоторый эталон, с которым можно было бы сравнить полученное в результате расчета значение срока окупаемости, чтобы однозначно отнести его к категории "больших" или "малых". Такой эталон получил название *нормативного срока окупаемости* ($T_{\text{норм}}$).

Значение нормативного срока окупаемости ранее устанавливалось государственными плановыми органами применительно к каждой из отраслей народного хозяйства и определялось состоянием экономики страны и возможностями выделения средств на капитальное строительство в соответствии с установленными на тот или иной период приоритетами развития тех или иных отраслей. Для электроэнергетики использовалось значение нормативного срока окупаемости, равное 8,33 года.

Итак, имея конкретное значение $T_{\text{норм}}$, можно вполне определенно выбрать оптимальный вариант. Так, если полученное нами значение $T_{\text{ок, расч}} < T_{\text{норм}}$, то оптимальным с экономической точки зрения является вариант 2, характеризующийся большими капиталовложениями, но меньшими издержками. Если же $T_{\text{ок, расч}} > T_{\text{норм}}$, то выбирается вариант 1 с меньшими капиталовложениями и большими издержками.

Понятно, что при большом числе вариантов процесс выбора из них наиболее экономически целесообразного сводится к последовательному попарному их сопоставлению путем сравнения полученного для каждой пары вариантов значения расчетного срока окупаемости с нормативным и исключения из дальнейшего рассмотрения одного из них до тех пор, пока не будет осуществлен перебор всех вариантов. Эта процедура при большом количестве вариантов не является рациональной. Хотелось бы иметь такой показатель для каждого из вариантов, который позволил бы осуществлять выбор оптимального, не прибегая к операции попарного сравнения. Оказывается, такой единый показатель, аккумулирующий в себе как капиталовложения и издержки, так и нормативный срок окупаемости, существует и носит название *приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию объекта*.

Представим себе, что какая-то пара вариантов, например i -й и $(i+1)$, характеризуется соотношением

$$T_{\text{ок, расч}(i/i+1)} = T_{\text{норм}}. \quad (10.17)$$

Это означает, что мы имеем право выбрать любой из двух вариантов, считая их при этом *равноэкономичными*. В свою очередь, это означает, что должен существовать некоторый обобщенный экономический показатель, который одинаков для этих вариантов, несмотря на различие капиталовложений и издержек. Что же это за показатель?

Раскроем левую часть (10.17), используя выражение (10.16) и подставляя в него выражения (10.14) и (10.15) с заменой индекса 1 на i и индекса 2 на $i + 1$. При этом получим

$$\frac{K_{i+1} - K_i}{I_i - I_{i+1}} = T_{\text{норм}}. \quad (10.17a)$$

Сгруппируем в левой части величины с индексом i , а в правой — с индексом $i + 1$:

$$\frac{K_i}{T_{\text{норм}}} + I_i = \frac{K_{i+1}}{T_{\text{норм}}} + I_{i+1}. \quad (10.17б)$$

Введем величину, обратную нормативному сроку окупаемости:

$$E_n = 1/T_{\text{норм}}. \quad (10.18)$$

Эта величина носит название *нормативного коэффициента сравнительной эффективности капитальных вложений*. В соответствии с установленным для электроэнергетики значением $T_{\text{норм}} = 8,33$ года значение E_n составляет 0,12 1/год.

С использованием (10.18) выражение (10.17б) может быть переписано в виде

$$E_n K_i + I_i = E_n K_{i+1} + I_{i+1}. \quad (10.17в)$$

Левая и правая части (10.17в) по своей структуре идентичны и отличаются только индексами. Таким образом, равноэкономичность i -го и $(i + 1)$ -го вариантов характеризуется равенством показателя, который в дальнейшем будем обозначать русской буквой Z и называть *приведенными затратами*, которые для произвольного (k -го) варианта записываются в виде

$$Z_k = E_n K_k + I_k. \quad (10.19)$$

Вникнем в смысл термина "приведенные затраты". Он вытекает из того, что первое слагаемое в правой части (10.19) представляет собой "приведенные капиталовложения", т.е. капиталовложения, отнесенные к одному году расчетного периода, равного нормативному сроку окупаемости.

Итак, условию (10.17) соответствует равенство приведенных затрат для сравниваемых вариантов, т.е.

$$Z_i = Z_{i+1}. \quad (10.17г)$$

Нетрудно доказать, что если условие (10.17) не удовлетворяется, т.е. $T_{\text{ок,расч}}(i/i+1) \neq T_{\text{норм}}$, то в этом случае как при $T_{\text{ок,расч}} > T_{\text{норм}}$

так и при $T_{\text{ок,расч}} < T_{\text{норм}}$ выбираемому в качестве экономически целесообразного варианту соответствуют меньшие приведенные затраты. Таким образом, критерий выбора оптимального варианта символически может быть записан в следующей форме [46]:

$$Z_k \rightarrow \min. \quad (10.20)$$

Применительно к электрическим сетям этот критерий формулируется следующим образом: *оптимальному варианту электрической сети соответствует наименьшее значение приведенных затрат на ее сооружение и эксплуатацию.*

Теперь, после знакомства с понятием приведенных затрат, следует сделать ряд дополнительных замечаний, служащих пояснению некоторых моментов, связанных с практическим использованием критерия выбора оптимального варианта сети.

1. При сопоставлении проектных вариантов в выражении (10.19) под издержками эксплуатации сети следует понимать сумму издержек на амортизацию и обслуживание, определяемых согласно (10.13), и суммарных затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии в сети ($Z_{\text{потΣ}}$), определение которых будет рассмотрено в следующем параграфе. С учетом этого замечания суммарные приведенные затраты для k -го варианта проектируемой сети должны вычисляться по выражению

$$Z_{\Sigma k} = E_n K_{\Sigma k} + I_{\Sigma k} + Z_{\text{потΣ}k}. \quad (10.21)$$

2. Использование выражения (10.21) правомерно лишь в том случае, когда сравниваемые варианты сети обеспечивают бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией. Если же в каком-либо варианте схемные решения не гарантируют отсутствия перерывов электроснабжения (например, при питании подстанций по нерезервированной схеме), то в составе суммарных приведенных затрат по данному варианту должен быть учтен суммарный вероятный среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям ($V_{\Sigma k}$). Таким образом, в этом случае выражение для суммарных приведенных затрат имеет наиболее общий вид:

$$Z_{\Sigma k} = E_n K_{\Sigma k} + I_{\Sigma k} + Z_{\text{потΣ}k} + V_{\Sigma k}. \quad (10.22)$$

Принципы учета фактора надежности при проектировании электрических сетей будут рассмотрены далее в § 10.5.

3. Выражения суммарных приведенных затрат (10.21) и (10.22) получены в предположении, что капиталовложения на сооружение сети расходуются единовременно, т.е. строительство осуществляется в течение одного года, а издержки, включая $Z_{\text{пот}}^*$ и Y_{Σ} , остаются неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети. Однако такое предположение соответствует действительности лишь в частных случаях, когда сопоставляются варианты отдельных электросетевых объектов или небольших участков сети.

Нормальное развитие экономики определяет постоянный рост электропотребления во всех его сферах. Поэтому нагрузки электрических сетей непрерывно возрастают. Это, в свою очередь, предопределяет необходимость развития электрических сетей, т.е. сооружения новых линий и подстанций, реконструкции существующих путем замены или установки дополнительного оборудования на подстанциях, замены проводов ВЛ, перевода линий на более высокое номинальное напряжение и т.п. Как уже упоминалось в § 10.1, схемы развития районных и объединенных энергетических систем и их электрических сетей разрабатываются на пятилетие с учетом дальнейшей перспективы на 5 лет. В этих условиях при выборе вариантов необходимо учитывать поэтапное вложение средств в сооружаемые объекты и изменение издержек по годам эксплуатации с целью выявления оптимальной стратегии развития сети во времени. При этом варианты сопоставляются по величинам затрат, которые приводятся к какому-либо одному моменту развития сети (году θ) в соответствии с выражением

$$Z_{\Sigma k(\theta)} = \sum_{t=1}^T (E_n K_{\Sigma k,t} + \delta I'_{\Sigma k,t}) (1 + E_{\text{нп}})^{\theta-t}. \quad (10.23)$$

Здесь $K_{\Sigma k,t}$, $I'_{\Sigma k,t}$ — суммарные капитальные вложения и ежегодные издержки* (включая затраты на компенсацию потерь и ущерб) для k -го варианта за год t расчетного периода; T — расчетный период, за пределами которого капитальные вложения не производятся, а издержки не изменяются по годам и равны I'_T ; $E_{\text{нп}}$ — нормативный

*Индекс "штрих" введен с целью отличить сумму издержек на амортизацию и обслуживание, затрат на возмещение потерь и ущерба от величины $I_{\Sigma k}$, введенной ранее для обозначения лишь издержек на амортизацию и обслуживание.

коэффициент приведения разновременных затрат, принимаемый в современный период равным 0,08; $\delta I'_{\Sigma k,t} = I'_{\Sigma k,t} - I'_{\Sigma k,t-1}$ — разность издержек текущего года (t) и предыдущего ($t-1$).

В современной проектной практике затраты обычно приводятся к первому году расчетного периода ($\theta = 1$). В этом случае выражение (10.23) примет вид

$$Z_{\Sigma k(1)} = \sum_{t=1}^T (E_n K_{\Sigma k,t} + \delta I'_{\Sigma k,t}) / (1 + E_{\text{нп}})^{t-1}. \quad (10.23a)$$

4. Все сопоставляемые варианты сети должны быть взаимозаменяемыми и обеспечивать одинаковый энергетический эффект, т.е. одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям, соответствующий заданным мощностям нагрузки подстанций и динамике из роста во времени.

5. При определении суммарных приведенных затрат для конкурирующих вариантов обязательным условием является исключение тех составляющих в каждом из слагаемых (10.22) или (10.23), которые соответствуют одинаковым по своим техническим характеристикам электросетевым объектам.

6. При сопоставлении отдельных объектов или небольших сетевых узлов равноэкономичными считаются варианты, значения приведенных затрат для которых отличаются не более чем на 5%. Выбор варианта из числа равноэкономичных производится с учетом ряда дополнительных характеристик, которые обычно не имеют строгих экономических эквивалентов. К ним относятся простота, надежность и оперативная гибкость схемы, возможность ее дальнейшего развития (расширения) при росте нагрузок, удобство эксплуатации, расход цветного металла на провода и количество потребного электрооборудования и т.п. Решение с учетом этих характеристик должно приниматься проектировщиком на основе своего инженерного опыта. При этом не следует забывать о том, что помимо критерия экономической целесообразности в совокупности с перечисленными выше техническими показателями в современный период необходимо принимать во внимание и другие, пока еще не формализованные критерии, связанные с экономическими, архитектурно-планировочными и эстетическими аспектами сооружения электросетевых объектов особенно на территориях городов и промышленных зон.

§ 10.4. ЗАТРАТЫ НА ВОЗМЕЩЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Определение потерь электроэнергии

Потери мощности и электроэнергии в любом (i -м) элементе электрической сети, схема замещения которого содержит продольные и поперечные ветви с активными сопротивлениями (проводимостями), состоят из двух компонентов, один из которых (с индексом "штрих") соответствует потерям в продольных ветвях, а второй (с индексом "два штриха") — в поперечных:

$$\Delta \mathcal{E}_i = \Delta \mathcal{E}_i' + \Delta \mathcal{E}_i'' \quad (10.24)$$

Величина $\Delta \mathcal{E}_i'$ и соответствующая ей величина $\Delta P_i'$ зависят от протекающего в продольной ветви тока (от передаваемой через элемент мощности), и поэтому данные потери называются *нагрузочными* (или *условно-переменными*). К ним относятся потери на нагрев проводов линий, потери в обмотках трансформаторов, синхронных компенсаторов и т.п. Вторая составляющая ($\Delta \mathcal{E}_i''$, $\Delta P_i''$) не зависит от передаваемой через элемент мощности, и поэтому данные потери называются

условно-постоянными (потери холостого хода трансформаторного оборудования, потери на корону, диэлектрические потери в кабелях и конденсаторах и т.п.).

Предположим, что продольная ветвь схемы замещения i -го элемента сети включена между некоторыми узлами l и k общей схемы замещения сети, характеризуется активным сопротивлением r_i и по ней протекает ток $\dot{I}_{lk} = \dot{I}_i$, изменяющийся во времени в соответствии с некоторым условно-ступенчатым годовым графиком активной нагрузки данного элемента (P_i) по продолжительности. Последнее

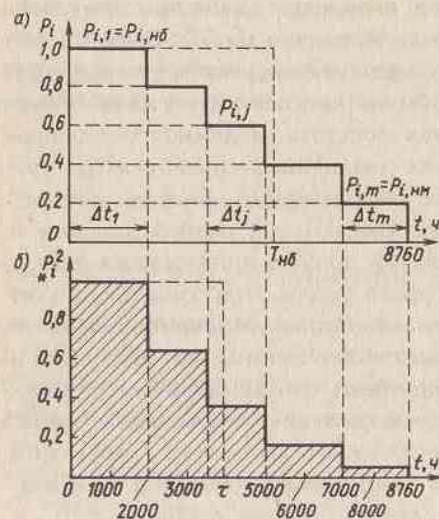


Рис. 10.4. Годовые графики нагрузки по продолжительности (а), квадратов нагрузки по продолжительности (б)

может иметь место лишь в том случае, если принято допущение об одинаковой конфигурации графиков изменения активной и реактивной мощности, что, в свою очередь, соответствует неизменности коэффициента мощности в любой момент времени в течение года ($\cos \varphi_i = \text{idem}$). Такое допущение обычно вводится при решении проектных задач, когда действительные графики изменения реактивной нагрузки либо неизвестны вообще, либо известны предположительно.

Пусть годовой график активной нагрузки рассматриваемого i -го элемента, т.е. $P_i = f(t)$, имеет вид, показанный на рис. 10.4, а. Потери мощности в сопротивлении r_i для произвольной (j -й) ступени этого графика продолжительностью Δt_j определяются выражением

$$\Delta P_{ij} = 3 I_{ij}^2 r_i \approx \left[\frac{P_{ij}}{U_{\text{ном}} \cos \varphi_i} \right]^2 r_i \quad (10.25)$$

где полная мощность в начале (или конце) ветви $l-k$, т.е. S'_{lkj} (или S''_{lkj}) принята равной $P_{ij}/\cos \varphi_i$, а модуль соответствующего напряжения (U_i или U_k) принят равным номинальному напряжению сети.

Потери электроэнергии в сопротивлении r_i за период времени Δt_j (для j -й ступени графика) определяются как

$$\Delta \mathcal{E}_{ij}' = \Delta P_{ij} \Delta t_j \quad (10.26)$$

а за весь год (при m ступенях графика) — как

$$\Delta \mathcal{E}_i' = \sum_{j=1}^m \Delta \mathcal{E}_{ij}' = \sum_{j=1}^m \Delta P_{ij} \Delta t_j \quad (10.27)$$

или с учетом (10.25)

$$\Delta \mathcal{E}_i' = \frac{r_i}{U_{\text{ном}}^2 \cos^2 \varphi_i} \sum_{j=1}^m P_{ij}^2 \Delta t_j \quad (10.27a)$$

Примем за базисную величину максимальную нагрузку рассматриваемого i -го элемента, т.е. $P_{\text{нб}} = P_{i1}$. Разделив и умножив правую часть выражения (10.27a) на $P_{\text{нб}}^2$, получим

$$\Delta \mathcal{E}_i' = \frac{P_{\text{нб}}^2 r_i}{U_{\text{ном}}^2 \cos^2 \varphi_i} \sum_{j=1}^m P_{*ij}^2 \Delta t_j \quad (10.27б)$$

Сомножитель, стоящий перед знаком суммы представляет собой не что иное, как потери активной мощности в режиме максимальной

нагрузки, т.е. $\Delta P'_{инб}$. Тогда второй сомножитель в соответствии с (10.26) является некоторым эквивалентным временем, численно равным площади, ограниченной сверху графиком, ординатами которого являются квадраты относительной величины нагрузки данного элемента для каждой из ступеней исходного графика. Этот график относительных значений квадратов нагрузки, построенный в соответствии с графиком рис. 10.4, а, показан на рис. 10, б, где указанная площадь заштрихована.

Очевидно, по аналогии с известным понятием числа часов использования максимальной нагрузки ($T_{нб}$) и в данном случае можно заметить заштрихованную площадь равной ей по величине площадью прямоугольника с ординатой $P_{*ил}^2 = P_{*нб}^2 = 1$ и абсциссой, которую обозначим через τ_i , причем, согласно (10.27б),

$$\tau_i = \sum_{j=1}^m P_{*ij}^2 \Delta t_j. \quad (10.28)$$

Величина τ_i , определяемая выражением (10.28)*, называется *числом часов максимальной потерь мощности в i-м элементе* или *сокращенно временем потерь*. Таким образом, выражение (10.27б) для годовых потерь электроэнергии в сопротивлении r_i можно переписать в весьма компактной форме:

$$\Delta \mathcal{E}'_i = \Delta P'_{инб} \tau_i. \quad (10.27в)$$

Так как конфигурация квадратичного графика (рис. 10.4, б) отражает конфигурацию исходного графика нагрузки (рис. 10.4, а), а последний характеризуется вполне определенным значением $T_{нб}$, то время потерь является некоторой функцией числа часов использования максимальной нагрузки, т.е. $\tau_i = f(T_{нбi})$.

Связь между $T_{нбi}$ и τ_i приближенно устанавливается следующей эмпирической формулой

$$\tau_i = (0,124 + T_{нбi} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (10.29)$$

или более точно с учетом соотношения наибольшей ($P_{нб}$) и наименьшей ($P_{инм}$) нагрузок [5]:

*В общем случае, когда годовой график нагрузки по продолжительности задан не в виде ступенчатой ломаной, а в виде плавно снижающейся кривой,

$$\tau_i = \int_0^{8760} P_{*i}^2(t) dt.$$

$$\tau_i = 2T_{нбi} - 8760 + \frac{8760 - T_{нбi}}{1 + \frac{T_{нбi}}{8760} - 2 \frac{P_{инм}}{P_{нб}}} \left[1 - \frac{P_{инм}}{P_{нб}} \right]^2. \quad (10.30)$$

Нагрузочные потери электроэнергии по выражению (10.27в) с использованием времени потерь определяют в том случае, когда годовой график нагрузки по продолжительности неизвестен, а задано лишь число часов использования максимальной нагрузки ($T_{нб}$). Если же указанный график известен, то годовые потери электроэнергии следует вычислять непосредственно путем суммирования потерь, соответствующих отдельным ступеням графика нагрузки, т.е. с использованием выражения (10.27а).

Допущение об одинаковости в течение года коэффициента мощности, который при этом обычно принимается равным значению $\cos \varphi_i$ для режима наибольшей нагрузки элемента, т.е. $\cos \varphi_{i(нб)}$, естественно, вносит некоторую погрешность в определение потерь электроэнергии. Вместе с тем в большинстве случаев значение средневзвешенного за год коэффициента мощности отличается от $\cos \varphi_{i(нб)}$ не более чем на 0,05, и при этом использование в расчетах значений τ_i , определенных по формулам (10.29), (10.30) в предположении $\cos \varphi_i = \text{idem}$, вызывает погрешность, которую можно считать допустимой при решении проектных задач.

Если же известна хотя бы такая характеристика, как число часов использования максимальной реактивной нагрузки ($T_{нбp}$), то в этом случае потери электроэнергии, вызываемые перетоком реактивной мощности, могут быть оценены более точно. При этом можно воспользоваться выражением, аналогичным (10.27а), но свободным от допущения об одинаковости $\cos \varphi_i$.

$$\Delta \mathcal{E}'_i = \frac{r_i}{U_{инм}^2} \sum_{j=1}^m S_{ij}^2 \Delta t_j. \quad (10.31)$$

которое после преобразований может быть сведено к следующему:

$$\Delta \mathcal{E}'_i = \frac{P_{инб}^2}{U_{инм}^2} r_i \tau_a + \frac{Q_{инб}^2}{U_{инм}^2} r_i \tau_p, \quad (10.31a)$$

где τ_a , τ_p — время потерь для потоков соответственно активной и реактивной мощности.

Значения τ_a и τ_p определяются значениями $T_{нб.a}$ и $T_{нб.p}$ с использованием формул (10.29), (10.30). Практика эксплуатации показывает, что для элементов сетей 35–110 кВ в большинстве случаев $T_{нб.p} = (0,7 \div 0,8) T_{нб.a}$.

Однако и при таком подходе значение $\Delta\mathcal{E}_i'$ лишь приближенно соответствует значению, определяемому по известным годовым графикам активной и реактивной нагрузки, так как τ_p вычисляется по эмпирическим формулам.

Вторая составляющая суммарных потерь электроэнергии в i -м элементе ($\Delta\mathcal{E}_i''$), не зависящая от передаваемой по нему мощности, приближенно определяется через соответствующие потери активной мощности в активных проводимостях поперечных ветвей схемы замещения и число часов работы элемента в году ("время включения" — $T_{\text{вкл}}$):

$$\Delta\mathcal{E}_i'' = \Delta P_i'' T_{\text{вкл}}. \quad (10.32)$$

Строго говоря, величина $\Delta P_i''$ не остается постоянной в течение года, поскольку ток в активной проводимости меняется вместе с изменением напряжения в соответствующем узле схемы замещения. Использование термина "условно-постоянные потери" оправдано тем, что этими изменениями напряжения в узлах обычно можно пренебречь, считая $\Delta P_i''$ постоянной величиной и вычисляя ее по номинальному напряжению элемента и активной проводимости, либо используя соответствующие значения $\Delta P_i''$, приводимые в справочной литературе в форме констант. Значение $T_{\text{вкл}}$ для воздушных и кабельных линий, а также для трансформаторного оборудования в проектных расчетах принимается равным 8760 ч, а для компенсирующих устройств (синхронные компенсаторы, комплектные конденсаторные установки, шунтирующие реакторы) — в зависимости от графика их работы.

Суммарные потери электроэнергии в элементах электрических сетей достигают значительных величин, составляя для различных энергосистем 5–15% от поступающей в сеть электроэнергии в зависимости от плотности графиков нагрузки, конфигурации сети, количества ступеней трансформации и других факторов. Если соотнести эти потери с суммарной выработкой электроэнергии электростанциями России в 1995 г., которая составила примерно 850 млрд. кВт·ч, и взять в качестве среднего значения 9% [5], то оказывается, что потери составляют около 75 млрд. кВт·ч. Для энергосистем число часов максимальных потерь мощности лежит в диапазоне 3500–4500 ч. Если принять в качестве среднего значения $\tau = 4000$ ч, то соответствующие потери мощности в режиме наибольших нагрузок составят $75 \times 10^9 / 4000 \approx 19 \cdot 10^6$ кВт = 19 ГВт, что примерно равно установленной мощности трех таких электростанций, как наиболее крупная в России Саяно-Шушенская ГЭС.

Как эти потери распределяются между сетями различных номинальных напряжений? В соответствии с данными [5] значительное количество электроэнергии теряется в распределительных сетях 0,4–35 кВ. Здесь потери составляют 32% от суммарных. Потери в районных сетях 110–220 кВ достигают 44% от общей величины, а в системообразующих сетях 330–750 кВ — 17%. Оставшиеся 7% — это потери на корону в ВЛ 220–750 кВ (2%), собственные нужды подстанций (2%) и потери в остальных элементах (ШР, ККУ, СК и др.). При этом потери в трансформаторах и автотрансформаторах составляют около 30% суммарных потерь в сети соответствующей ступени напряжения.

Все эти цифры приводятся здесь с целью обратить внимание читателя на остроту проблемы сокращения потерь электроэнергии в электрических сетях всех номинальных напряжений. Снижение потерь электроэнергии может быть достигнуто различными средствами как за счет организационных мероприятий, так и за счет целого ряда технических мероприятий, предусматриваемых и при проектировании, и при эксплуатации электрических сетей. Рассмотрение совокупности этих мероприятий является предметом специального раздела дисциплины "Оптимизация режимов и развития электроэнергетических систем". Ограничившись здесь этой краткой информацией, перейдем к вопросу об определении стоимости потерянной электроэнергии.

Определение затрат на возмещение потерь

Затраты на возмещение потерь мощности и электроэнергии в i -м элементе сети в соответствии с двумя категориями потерь ($\Delta\mathcal{E}_i'$, $\Delta\mathcal{E}_i''$) имеют две составляющие:

$$Z_{\text{пот}i} = Z'_{\text{пот}i} + Z''_{\text{пот}i} \quad (10.33)$$

где с учетом (10.27в) и (10.32)

$$Z'_{\text{пот}i} = z'_{\mathcal{E}i} \Delta\mathcal{E}_i' = z'_{\mathcal{E}i} \Delta P_i' \tau_{i0} \quad (10.34)$$

$$Z''_{\text{пот}i} = z''_{\mathcal{E}i} \Delta\mathcal{E}_i'' = z''_{\mathcal{E}i} \Delta P_i'' T_{\text{вкл}}. \quad (10.35)$$

Здесь $z'_{\mathcal{E}i}$, $z''_{\mathcal{E}i}$ — удельные затраты на возмещение потерь мощности и электроэнергии соответственно зависящих и не зависящих от нагрузки. Они характеризуют всю совокупность расходов энергосистемы по выработке и передаче дополнительной электроэнергии, идущей на покрытие потерь.

Эта дополнительная энергия вырабатывается как на станциях, работающих в базе графика нагрузки системы (базисных), так и на станциях, участвующих в покрытии пиковой части графика нагрузки (пиковых). Типы этих электростанций, соотношение их мощностей, идущих на компенсацию потерь (доли участия), стоимости одного установленного киловатта, виды, удельный расход и стоимость топлива (для ТЭС) не являются одинаковыми для разных энергосистем. Так, например, для энергосистем европейской части в качестве базисных принимаются АЭС, а в качестве пиковых — газотурбинные электростанции. Для восточных районов страны базисными являются КЭС, работающие на пылеугольном топливе, а пиковыми — гидроэлектростанции. Кроме того, необходимо учесть и затраты на сооружение электрических сетей, предназначенных для выдачи мощности этих электростанций в систему вплоть до шин подстанций, от которых питаются распределительные сети, а также издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание электростанций и сети.

Подробное рассмотрение методики определения удельных затрат на возмещение потерь выходит за рамки данного учебника*. Отметим только, что ранее в соответствии с вышеизложенным величины z_3 были

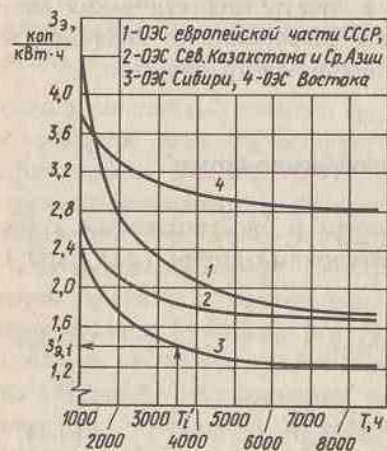


Рис. 10.5. Зависимости удельных затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии от их условной продолжительности [5]

дифференцированы по четырем группам ОЭС, расположенным в различных регионах страны — европейской части, Сибири, Казахстане и Средней Азии, а также на Востоке азиатской части России (за Байкалом). Зависимости удельных затрат на возмещение потерь от времени T_i , характеризующего степень неравномерности конфигурации графика нагрузки элемента схемы замещения, представлены на рис. 10.5 для перечисленных групп ОЭС.

Удельные затраты на возмещение нагрузочных (условно-переменных) потерь (z'_3) в i -м элементе определяются по кривым рис. 10.5 для времени $T = T'_i$, а на возмещение

условно-постоянных потерь (z''_3) — для времени $T = T''_i$. В свою очередь, $T'_i = \tau_i / \alpha_{Mi}$, а $T''_i = T_{\text{вкл}}$. Коэффициент α_{Mi} носит название *коэффициента попадания максимума потерь активной мощности в i -й элемент в максимум нагрузки системы*. Он определяется как квадрат коэффициента попадания максимальной нагрузки i -го элемента в максимум нагрузки системы (k_{Mi}), т.е. $\alpha_{Mi} = k_{Mi}^2$.

Пояснение смысла этих коэффициентов дано в [43]. По определению, коэффициент попадания максимальной нагрузки i -го элемента в максимум нагрузки системы есть отношение мощности, протекающей по данному элементу в период Δt_M , т.е. когда имеет место максимум суммарной нагрузки системы, к максимальной нагрузке этого элемента, т.е.

$$k_{Mi} = P_i(\Delta t_M) / P_{\text{нб}}. \quad (10.36)$$

Значение α_{Mi} обычно лежит в диапазоне 0,85—0,9. В отдельных случаях, в основном касающихся схем электроснабжения некоторых районов с преобладанием промышленной нагрузки, где утренний максимум превышает вечерний, являющийся доминирующим для суммарной нагрузки всей системы, значения α_M составляют 0,7—0,75.

Итак, вычислив значения τ_i , k_{Mi} и α_{Mi} и, наконец, $T'_i = \tau_i / \alpha_{Mi}$, мы имеем возможность использовать одну из зависимостей рис. 10.5, соответствующую региону, где будет сооружаться проектируемая сеть, для графического определения значения z'_3 . В качестве примера на рис. 10.5 стрелками показан способ нахождения z'_3 в случае сооружения сети в составе ОЭС Сибири (кривая 3) по значению $T'_i = 3500$ ч. Как видно из рис. 10.5, при этих условиях $z'_3 = 1,4$ коп/(кВт·ч). Если предположить, что для рассматриваемого i -го элемента годовое время работы составляет 8760 ч, то по $T''_i = 8760$ ч аналогичным образом определится значение $z''_3 = 1,22$ коп/(кВт·ч) (на рисунке стрелки не показаны).

Обратим внимание на то, что при несовпадении максимумов нагрузки данного элемента и системы в целом ($k_{Mi} < 1$ и $\alpha_{Mi} < 1$) значение $T'_i = \tau_i / \alpha_{Mi}$ оказывается большим, чем в случае, когда эти максимумы совпадают, т.е. при $k_{Mi} = \alpha_{Mi} = 1$ и $T'_i = \tau_i$, а значение z'_3 в силу характера зависимостей $z_3 = f(T)$ (рис. 10.5) оказывается соответст-

*Эти вопросы рассматриваются в курсе "Экономика и организация энергетического производства".

венно меньшим. Это, в свою очередь, означает, что в первом случае энергосистема при прочих равных условиях несет меньшие расходы на возмещение потерь в таких элементах, которые принимают участие в формировании суммарного максимума нагрузки системы не своей наибольшей мощностью ($P_{\text{нб}}$), а лишь некоторой ее частью, соответствующей периоду Δt_m .

Объясняется это тем, что в покрытии общего максимума нагрузки системы принимают участие практически все типы электростанций системы (как базисные, так и пиковые), т.е. и более экономичные, и менее экономичные станции. В периоды же времени, не совпадающие с Δt_m , нагрузка системы покрывается прежде всего наиболее экономичными в смысле расхода топлива электростанциями и поэтому общие расходы системы на возмещение потерь электроэнергии оказываются, естественно, меньшими.

Итак, после определения значений $z'_{\Sigma i}$ и $z''_{\Sigma i}$ по кривым рис. 10.5 остается последовательно воспользоваться выражениями (10.34) и (10.35), чтобы затем по (10.33) подсчитать годовые затраты на возмещение потерь мощности и электроэнергии в i -м элементе проектируемой сети ($z_{\text{пот}i}$) и суммарные затраты для k -го варианта:

$$z_{\text{пот}\Sigma k} = \sum_{i=1}^N z_{\text{пот}i}, \quad (10.37)$$

где N — общее число учитываемых при сравнении вариантов элементов сети, т.е. элементов, имеющих неодинаковые технические характеристики в сопоставляемых вариантах (см. замечание 5 в конце § 10.3).

§ 10.5. ПРИНЦИПЫ УЧЕТА ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Классификация потребителей по требуемой степени надежности электроснабжения

При разработке возможных вариантов построения сети должны учитываться требования, которые предъявляют к надежности электроснабжения отдельные потребители электроэнергии. Напомним, что согласно "Правилам устройства электроустановок" [3], *потребителем электрической энергии* называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории. Данное определение трактуется

потребителя как некоторую совокупность технических объектов, использующих электрическую энергию.

Вместе с тем широко распространен и термин "потребитель электроэнергии" в смысле абонента электроснабжающей организации, т.е. в юридическом аспекте. В этом случае понятие "потребитель" является более широким и с технической точки зрения представляет собой совокупность *электроустановок*, т.е. машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

С позиций структурной иерархии собственно электроэнергетической системы понятие "потребитель" может быть обобщено на всю совокупность нагрузок, получающих питание с шин подстанций того или иного номинального напряжения. Так, например, на уровне районных электрических сетей с понижающими подстанциями (110 — 220)/(6—10) кВ в качестве обобщенных (или эквивалентных) потребителей, обеспечиваемых электроэнергией от шин 6—10 кВ этих подстанций, рассматриваются распределительные сети 6—10 кВ и 0,4 кВ, связанные подстанциями (6—10)/0,4 кВ, в совокупности с непосредственными электроприемниками.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения ПУЭ разделяют все электроприемники на ряд категорий. Понятно, что в соответствии с принадлежностью к той или иной категории отдельных электроприемников аналогичную градацию можно осуществить и применительно к их группам, а также и в отношении потребителей электроэнергии в любом из перечисленных выше смыслов этого понятия.

Далее нам придется в основном процитировать ПУЭ ([3, пп. 1.2.17—1.2.20]), дополняя эти выдержки лишь некоторыми комментариями и примерами. Итак, к электроприемникам I категории относятся такие, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой:

- опасность для жизни людей,
- значительный ущерб народному хозяйству,
- повреждение дорогостоящего основного оборудования,
- массовый брак продукции,
- расстройство сложного технологического процесса,
- нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

К числу потребителей первой категории относятся, например, основные цехи предприятий черной и цветной металлургии, химических комбинатов, нефтеперерабатывающих заводов, электрифицированные

железные дороги, шахты, в которых возможно выделение взрывоопасных газов, электрооборудование мест массового скопления людей (спортивных сооружений, кинотеатров и т.п.).

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа, т.е. такие электроприемники, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Надежность электроснабжения потребителей I категории должна быть весьма высокой. Они должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Напомним, что независимым источником питания называется такой источник, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентируемых ПУЭ для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом или других источниках питания данного потребителя.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций (или подстанций) при одновременном соблюдении следующих двух условий:

— каждая из секций или систем шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника;

— секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Перерыв электроснабжения потребителей I категории при аварийном отключении одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от резервного источника.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории ПУЭ требуют предусматривать наличие третьего независимого взаимно резервирующего источника питания. В качестве третьего независимого источника для особой группы и в качестве второго независимого источника для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Электроприемники II категории — это приемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Примерами потребителей второй категории могут служить электродвигатели станков металлообработки

вающих и машиностроительных заводов, электроустановки предприятий пищевой промышленности, электродвигатели лифтов многоэтажных зданий и т.п.

К надежности электроснабжения потребителей второй категории предъявляются менее жесткие требования по сравнению с требованиями к потребителям I категории, хотя в ПУЭ рекомендуется* обеспечивать их электроэнергией также от двух независимых источников питания. Для таких потребителей допустим перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания, но не автоматически, как в случае I категории, а действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается осуществлять питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе и с кабельной вставкой, однако при этом должна быть обеспечена возможность выполнения аварийного ремонта этой линии за время не более суток. Кабельные вставки такой линии должны быть двухцепными, причем каждая из цепей должна быть рассчитана на длительную работу при максимальной мощности обеих цепей без перегрузки по условиям нагрева изоляции, если другая цепь выведена в аварийный или плановый ремонт. Если же линия полностью кабельная, то она должна состоять не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему коммутационному аппарату. Что же касается трансформаторов, то питание электроприемников II категории от одного трансформатора допускается, но при условии, что имеется централизованный трансформаторный резерв и замена поврежденного трансформатора возможна за время не более суток.

Все электроприемники, не подходящие под определения первой и второй категорий, относятся к III категории. Их электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента сети, не превышают суток.

Естественно, что в большинстве случаев комплексная нагрузка понижающих подстанций сетей 35—220 кВ имеет в своем составе потребителей всех трех рассмотренных выше категорий, однако их процентное соотношение (по мощности) может сильно отличаться в зависимости от характера распределительной сети 6—10 кВ, питающей от этих подстанций (городская, промышленная, сельскохозяйственная). Вместе с тем в современных условиях, как правило, узлы нагрузки без потребителей первой категории имеют относительно небольшую мощность,

*Слово "рекомендуется" в ПУЭ означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

не превышающую обычно 10 МВт. Применительно к таким узлам при проектировании и должен решаться вопрос о целесообразности резервирования их питания. При этом, как уже упоминалось в § 10.3, приведенные затраты для варианта без резервирования должны определяться по выражению (10.22), т.е. с учетом ущерба от перерывов электроснабжения, методика определения которого при учебном проектировании рассматривается ниже.

Определение ущерба от перерывов электроснабжения

Вероятный годовой ущерб от перерывов электроснабжения узла нагрузки мощностью $P_{нб}$ в k -м варианте схемы сети определяется как сумма ущербов от аварийных и плановых отключений потребителей:

$$Y_{\Sigma k} = Y_{вк} + Y_{пк}, \quad (10.38)$$

где $Y_{вк}$, $Y_{пк}$ — математические ожидания ущербов от вынужденных и плановых простоев элементов схемы сети.

В свою очередь,

$$Y_{вк} = P_{нб} \alpha K_{в.эk} \varepsilon, \quad (10.39)$$

$$Y_{пк} = P_{нб} \beta K_{п.эk} \varepsilon. \quad (10.40)$$

Здесь $K_{в.эk}$, $K_{п.эk}$ — эквивалентные коэффициенты вынужденного и планового простоев; α , β — расчетные годовые удельные ущербы от аварийных и плановых ограничений электроснабжения, тыс. руб./((кВт·год); ε — степень ограничения потребителей.

При учебном проектировании для расчетов ожидаемого ущерба в части, касающейся определения вероятности перерывов электроснабжения, т.е. эквивалентных коэффициентов вынужденного и планового простоев, и при сопоставлении нерезервированных и резервированных полностью или частично вариантов схем электроснабжения узлов, в состав нагрузки которых не входят потребители I категории, обычно принимаются следующие допущения:

1) определение $K_{в.э}$ и $K_{п.э}$ производится на основе упрощенной структурной схемы, в качестве элементов которой *учитываются только линии электропередачи, трансформаторы и выключатели*, по которым осуществляется электроснабжение рассматриваемого узла (или ряда узлов) нагрузки;

2) аварийное отключение одного из двух параллельно включенных элементов и нахождение другого в плановом ремонте считаются несов-

местимыми событиями, а вероятностью одновременного отказа двух параллельных ветвей пренебрегают, т.е. *величины $K_{в.э}$ и $K_{п.э}$ в полнотью резервированном варианте схемы принимаются равными нулю*;

3) *плановый ремонт* всех последовательно включенных элементов в нерезервированной схеме *производится одновременно*, если число учитываемых элементов не превышает трех;

4) *степень ограничения потребителей (ε)*, т.е. отношение доли нагрузки, отключаемой вынужденно или планово, к суммарной наибольшей нагрузке узла при отключении любого нерезервированного элемента *принимается равной единице ($\varepsilon = 1$)*, что соответствует полному прекращению электроснабжения (т.е. случаю отсутствия резервирования по сети НН и местных резервных источников питания).

Значения $K_{в.э}$ и $K_{п.э}$ вычисляют по изложенной в [43, 47] методике с использованием приведенных в [5] значений параметров, определяющих вероятную длительность отключенного состояния отдельных элементов сети (частоты отказов, времени восстановления, коэффициента планового простоя).

Значения α и β зависят от состава нагрузки (процентного соотношения мощностей промышленных, коммунально-бытовых, сельскохозяйственных, транспортных и строительных потребителей) и от степени ограничения потребителей и определяются по кривым, приведенным в справочной литературе [5]. В качестве иллюстрации в табл. 10.5 даны значения α и β , соответствующие полному прекращению питания ($\varepsilon = 1$) для различных составов потребителей.

Т а б л и ц а 10.5. Расчетные годовые удельные ущербы при полном перерыве электроснабжения

Вариант состава нагрузки	1	2	3	4
Составляющие нагрузки %:				
промышленность	15	70	10	35
быт и сфера обслуживания	50	25	25	25
сельское хозяйство	15	—	55	30
транспорт и строительство	20	5	10	10
α , тыс. руб /((кВт·год)	7,6	7,2	6,0	5,7
β , тыс. руб /((кВт·год)	7,5	6,0	4,4	5,4

В случае рассмотрения вариантов схем нерезервированного электроснабжения нескольких узлов нагрузки суммарный ущерб определяется

вероятными перерывами электроснабжения всех узлов. При этом для каждого из узлов по (10.39), (10.40) вычисляются значения $U_{\text{в}}$ и $U_{\text{п}}$ с учетом различия значений $K_{\text{в.э}}$ и $K_{\text{п.э}}$, вызванных отличающимися составами элементов, отключение которых приводит к прекращению питания потребителей того или иного узла.

В заключение настоящего параграфа необходимо пояснить принципы оценки величины удельного ущерба. Читатель, видимо, уже обратил внимание на то, что при $\varepsilon = 1$ значения как α , так и β зависят от структуры нагрузки, от соотношения ее отдельных составляющих, причем удельный ущерб при аварийных отключениях потребителей, естественно, выше ущерба при плановых отключениях из-за внезапности, непредвиденности перерыва электроснабжения, что влечет за собой ряд последствий, которых можно избежать при предварительном уведомлении потребителей о предстоящем отключении. Также естественно и то, что удельный ущерб и в том, и в другом случае зависит от степени ограничения потребителей, будучи тем меньшим, чем меньше отключенная доля $R_{\text{нб}}$, однако эта зависимость не является линейной.

Если исходить из безусловности положения о необходимости выполнения любым предприятием (промышленным, строительным, транспортным и т.д.) годового плана производства продукции, то последствиями внезапных аварийных отключений потребителей могут являться [48]:

- нанесение ущерба самому предприятию из-за повреждения оборудования, расстройства технологических процессов, брака продукции, порчи сырья, простоя рабочей силы (этот вид ущерба обычно называют *прямыми* или *непосредственными*);

- нанесение ущерба смежным отраслям экономики из-за недовыработки (или несвоевременной выработки) продукции обесточенным предприятием (этот вид ущерба называют *дополнительным*);

- нанесение ущерба поставщику электроэнергии, т.е. энергосистеме, из-за необходимости выполнения внеплановых ремонтов поврежденных элементов сети, а также из-за возможного отклонения режимов работы системы от оптимальных в послеаварийной ситуации (этот вид ущерба называют *системным*).

В *прямом* ущербе можно выделить две составляющие. Первая — это доля ущерба, обусловленная внезапностью нарушения электроснабжения, т.е. убытки из-за расстройства технологических процессов, повреждения оборудования и т.п. Вторая — это оплата за простой производственного персонала, зависящая от длительности перерыва электроснабжения, количества и квалификации простаивающих рабочих.

Дополнительный ущерб обычно оценивают по стоимости тех мероприятий, которые компенсируют недовыработку или несвоевременную

выработку продукции отключенным предприятием. К числу таких мероприятий относятся [48]:

- 1) создание резерва производственных мощностей, обеспечивающих выпуск продукции в размере, равном недовыработке при вынужденном простое;

- 2) организация сверхурочных работ при тех же производственных мощностях;

- 3) создание резервов готовой продукции, способных обеспечить бесперебойность поставок смежным отраслям в периоды перерывов электроснабжения данного предприятия.

Исследования зависимостей величины прямого ущерба при аварийных отключениях от различных факторов показали, что первая составляющая, т.е. ущерб от внезапности нарушения электроснабжения, преимущественно определяется частотой этих нарушений и степенью ограничения нагрузки. Вторая составляющая прямого ущерба (оплата за простой рабочих), а также дополнительный ущерб зависят в основном от суммарной длительности перерывов электроснабжения за год, а также от времени восстановления технологического процесса после каждого его нарушения, которое, в свою очередь, является функцией длительности перерыва питания.

При плановых отключениях потребителей с их предупреждением за сутки и более можно избежать составляющей прямого ущерба от внезапности перерыва электроснабжения и сократить ущерб из-за простоя рабочей силы путем проведения ряда организационных мероприятий, направленных на частичное обеспечение занятости персонала другими видами полезных работ. Однако дополнительный ущерб от недовыработки продукции имеет те же размеры, что и при аварийных отключениях.

Методика определения величин удельных ущербов базируется на общих принципах технико-экономических расчетов. Ее детальное рассмотрение выходит за рамки настоящего учебника, поскольку оно является прерогативой дисциплины "Экономика и организация энергетического производства". Остается только подчеркнуть, что полученные в результате использования этой методики значения удельных ущербов от аварийных и плановых перерывов электроснабжения, фигурирующие в справочной и специальной литературе [5, 47, 48] и, в частности, в табл. 10.5, необходимо рассматривать как некоторые обобщенные, а потому неминуемо приближенные экономические показатели, пригодные лишь для выполнения оценочных сопоставительных расчетов при перспективном проектировании электрических сетей.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 10

К § 10.1. Как разделяются задачи проектирования ЭЭС по технологическому и территориальному признакам? 2. Каковы стадии проектирования ЭЭС и охватываемые различными схемами развития периоды времени? 3. Какие общие для всех стадий вопросы рассматриваются при проектировании ЭЭС? 4. Что понимается под оптимизационной моделью развития ЭЭС? 5. Чем вызвана необходимость внедрения САПР развития ЭЭС?

К § 10.2. На базе каких основных технико-экономических показателей осуществляется сопоставление вариантов электрических сетей? 2. Какие затраты учитывают укрупненные показатели стоимости сооружения 1 км ВЛ? 3. Функцией каких параметров является стоимость сооружения 1 км ВЛ? 4. Каким образом при определении стоимости сооружения 1 км ВЛ учитываются условия, отличающиеся от нормальных? 5. Какие факторы приводят к росту стоимости сооружения 1 км ВЛ? 6. Какие затраты учитывают укрупненные показатели стоимости 1 км ВЛ? 7. В каком соотношении находится стоимость сооружения 1 км воздушной и кабельной линии? 8. Какие виды оборудования определяют стоимость сооружения понижающей подстанции? 9. Учет каких дополнительных затрат вызывает отличие расчетной стоимости трансформатора от заводской? 10. Какие затраты учитывает укрупненный показатель стоимости ячейки с выключателем? 11. Стоимость сооружения каких объектов включает постоянная составляющая затрат по подстанции? 12. Что понимается под удельными капиталовложениями в подстанцию? 13. Какие составляющие входят в суммарную норму отчислений на эксплуатацию сети? 14. Какие элементы характеризуются наибольшей величиной издержек на амортизацию и обслуживание?

К § 10.3. 1. Отношением каких технико-экономических показателей является расчетный срок окупаемости? 2. Как выбирают оптимальный вариант с использованием нормативного срока окупаемости? 3. Как формулируется критерий выбора оптимального варианта электрической сети? 4. Какие составляющие в наиболее общем случае включают в себя приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию сети? 5. Как при выборе варианта могут быть учтены поэтапное вложение средств в сооружаемые объекты и изменение издержек по годам эксплуатации? 6. Какие факторы учитываются при выборе варианта из числа равноэкономичных?

К § 10.4. 1. Какие потери электроэнергии относятся к категории "нагрузочных" и какие — к категории "условно-постоянных"? 2. Что понимается под временем потерь? 3. В каком соотношении находится число часов использования наибольшей нагрузки и время потерь? 4. Как распределяются суммарные потери электроэнергии между сетями различных номинальных напряжений? 5. Какие расходы энергосистемы учитываются в удельных затратах на возмещение потерь мощности и электроэнергии? 6. По каким группам ОЭС дифферен-

цируются удельные затраты на возмещение потерь? 7. В каком соотношении находятся коэффициенты попадания в максимум нагрузки системы максимальных потерь и максимальной нагрузки элемента сети?

К § 10.5. 1. Чем отличаются понятия "электроприемник" и "потребитель электроэнергии"? 2. Какие электроприемники относятся к I категории и особой группе? 3. Каковы требования к надежности электроснабжения потребителей I категории и особой группы? 4. Какие электроприемники относятся ко II категории? 5. В каком соотношении находится допустимое время перерыва электроснабжения потребителей I, II и III категорий? 6. Какими параметрами определяется величина вероятного годового ущерба от перерывов электроснабжения? 7. Какие допущения принимаются при расчете величины ущерба при учебном проектировании? 8. В каком соотношении находятся величины удельного ущерба при аварийных и плановых отключениях потребителей? 9. Каковы экономические последствия внезапных аварийных отключений потребителей? 10. Чем отличаются понятия "прямого" и "дополнительного" ущерба?

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

§ 11.1. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Общие положения

При перспективном проектировании новой электрической сети исходными данными являются:

- взаимное расположение источников питания и пунктов потребления электроэнергии, в которых должны сооружаться понижающие подстанции;
- значения максимальных активных мощностей нагрузки на шинах низшего напряжения этих подстанций, соответствующие пятому году эксплуатации сети;
- значения коэффициентов мощности нагрузки в режиме максимального потребления, обычно условно принимаемые одинаковыми для любого момента времени в течение года;
- суточные графики выдачи мощности источниками питания (за исключением балансирующего) и нагрузок подстанций для характерных зимних и летних суток, когда имеет место соответственно максимальное и минимальное в годовом разрезе потребление мощности, и их число; в случае отсутствия указанных графиков должны быть заданы максимальные и минимальные значения активной мощности источников и потребителей и число часов использования максимальной нагрузки;

— динамика изменения нагрузки подстанций по годам эксплуатации (как правило, на десятилетний период).

С содержанием проектов развития электрических сетей мы познакомились в § 10.1. Там же было сказано о том, что в настоящее время в практике проектирования используется метод сопоставления вариантов и выбора из них наилучшего по критерию минимума приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию сети.

Решение задачи выбора оптимального варианта схемы сети состоит

из ряда последовательных этапов, первым из которых является этап разработки возможных схем сети. Намечая схемы, которые в дальнейшем должны быть сопоставлены по технико-экономическим показателям с целью выбора оптимальной, следует иметь в виду, что структура связей пунктов потребления с источниками питания, т.е. конфигурация сети, находится в тесной взаимосвязи со значением номинального напряжения ее отдельных участков. Поэтому при разработке топологической структуры схемы одновременно выполняется оценка номинального напряжения ее звеньев.

Сейчас для электрических сетей напряжением свыше 1000 В стандартизованы следующие значения номинальных междуфазных напряжений: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ. Напряжения 3—20 кВ используются для промышленных, городских и сельских распределительных сетей, причем для вновь проектируемых сетей напряжения 3 и 6 кВ не рекомендуются. В настоящее время повсеместное распространение получили распределительные сети с $U_{ном} = 10$ кВ.

Напряжение 35 кВ используется главным образом для электроснабжения подстанций сельских распределительных сетей 6—10 кВ. В последнее время с ростом мощностей сельских потребителей все чаще для этих целей начинает применяться напряжение 110 кВ.

Напряжения 110 кВ и выше служат для создания электрических сетей районного значения, а начиная с $U_{ном} = 500$ кВ — для выдачи мощности крупных электростанций и формирования системообразующей сети. Среди этой совокупности напряжений в стране исторически сложились две системы $U_{ном}$. Первая включает напряжения 110, 220, 500 и в будущем 1150 кВ. Она используется в ОЭС азиатской части и в большинстве ОЭС европейской части России. Вторая система — 110 (150) — 330 — 750 кВ применяется в основном в ОЭС Северо-Запада. Некоторое количество линий 330 кВ построено также в ОЭС Центра и Северного Кавказа. Выбор напряжения для вновь сооружаемых линий и участков сети рекомендуется делать с учетом уже сложившейся в данной ОЭС системы $U_{ном}$.

Для пояснения подхода к выбору номинального напряжения рассмотрим задачу проектирования сети для электроснабжения трех пунктов потребления (1, 2, 3) от источника питания (подстанции А), имеющего шины 110 и 220 кВ. Взаимное расположение пунктов А, 1, 2 и 3 показано на рис. 11.1, а. Нагрузки пунктов потребления (\dot{S}_1 , \dot{S}_2 , \dot{S}_3) заданы, расстояния между ними и до источника питания известны. В составе нагрузки пунктов 1, 2, 3 имеются потребители I категории (см. § 10.5), что, в свою очередь, требует обеспечить их электроснабжение по резервированной схеме.

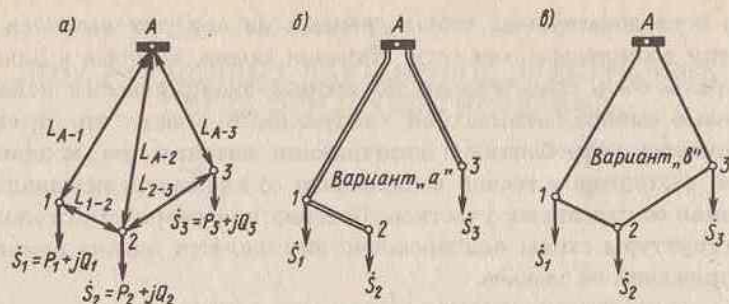


Рис. 11.1. Взаимное расположение (а) и варианты схемы сети (б, в) для электроснабжения пунктов 1-3 от районной подстанции А

Предположим, что рассматриваются всего два простейших варианта конфигурации сети, удовлетворяющие указанному требованию:

- вариант а — радиально-магистральная сеть, выполненная двухцепными линиями (рис. 11.1, б);
- вариант б — кольцевая сеть, выполненная одноцепными линиями (рис. 11.1, в).

Из каких соображений нужно исходить при выборе номинального напряжения для этих вариантов?

Первое соображение — это *техническая приемлемость* данного номинального напряжения. Под этим понимается прежде всего возможность обеспечения требуемых уровней напряжения в наиболее электрически удаленных от источника питания пунктах (на шинах 6—10 кВ понижающих подстанций с учетом располагаемого регулировочного диапазона установленных там трансформаторов) в нормальных режимах работы сети и при аварийных отключениях ее отдельных элементов. В последнем случае также должно быть обеспечено функционирование оставшихся в работе элементов с режимными параметрами, не превышающими их длительной перегрузочной способности.

Ясно, что чем (при прочих равных условиях) выше номинальное напряжение, тем в общем случае проще удовлетворить эти требования, поскольку с ростом $U_{ном}$ уменьшаются токи в элементах сети, снижаются потери мощности и падения напряжения в них. Однако при этом мы сталкиваемся со вторым соображением, которое зачастую входит в противоречие с первым, а именно с *экономической целесообразностью* данного $U_{ном}$. Естественно, что при большем номинальном напряжении возрастает стоимость как линий электропередачи, так и понижающих подстанций (см. гл. 10), поэтому окончательное суждение о приемлемости того или иного $U_{ном}$ может быть вынесено лишь после сопоставления технико-экономических показателей вариантов сети с предвари-

тельно намеченными исходя из технических соображений напряжениями.

Возможности удовлетворения технических требований определяются прежде всего протяженностью участков сети, передаваемой по ним мощностью и числом параллельных цепей линий. Это означает, что требуемое для некоторого участка сети между пунктами i и j номинальное напряжение ($U_{ном i-j}$) может быть представлено как функция трех параметров:

$$U_{ном i-j} = f(S_{\Sigma i-j}, n_{i-j}, L_{i-j}), \quad (11.1)$$

где $S_{\Sigma i-j}$ — модуль полной мощности, передаваемой в нормальном режиме наибольших нагрузок по участку длиной L_{i-j} с числом цепей n_{i-j} .

Вместе с тем при проектировании на стадии выбора номинального напряжения сети точное распределение потоков активной и реактивной мощности по участкам сети еще не известно, так как не известны параметры схем замещения элементов сети. Поэтому в качестве первого приближения мы вынуждены вместо полной мощности использовать значения потоков активной мощности, определенные непосредственно по активным нагрузкам подстанций, т.е. без учета потерь мощности в сети. Таким образом, вместо первых двух аргументов функции (11.1), а именно $S_{\Sigma i-j}$ и n_{i-j} , обычно используют один, т.е.

$$P_{i-j} \approx S_{\Sigma i-j} / n_{i-j},$$

где P_{i-j} — активная мощность, передаваемая в нормальном режиме наибольших нагрузок по одной цепи линии. При этом выражение (11.1) приобретает вид

$$U_{ном i-j} = f(P_{i-j}, L_{i-j}). \quad (11.1a)$$

Результатами попыток установить аналитическую зависимость вида (11.1a) явились несколько эмпирических формул, предложенных различными учеными. К их числу относится формула Стилла

$$U_{ном i-j} = 4,34 \sqrt{L_{i-j} + 0,016 P_{i-j}}. \quad (11.2)$$

Эта формула дает приемлемые результаты при значениях $L_{i-j} \leq 250$ км и $P_{i-j} \leq 60$ МВт.

Советским ученым, специалистом в области передачи электрической энергии А.М. Залесским была предложена еще одна формула, справедливая при $L_{i-j} \leq 1000$ км и $P_{i-j} > 60$ МВт:

$$U_{\text{ном}i-j} = \sqrt{P_{i-j}(0,1 + 0,15\sqrt{L_{i-j}})} \quad (11.3)$$

При подстановке в выражения (11.2) и (11.3) P_{i-j} в кВт, а L_{i-j} — в км результатом является $U_{\text{ном}i-j}$ в кВ.

Относительно недавно советским специалистом-электроэнергетиком Г.А. Илларионовым была предложена формула [5], обладающая несколько большей универсальностью по сравнению с предыдущим:

$$U_{\text{ном}i-j} = 1000/\sqrt{500/L_{i-j} + 2500/P_{i-j}} \quad (11.4)$$

где в отличие от (11.2) и (11.3) мощность подставляется в МВт. Эта формула особенно при $P_{i-j} \geq 1000$ МВт принципиально правильно отражает необходимость выбора все более высоких номинальных напряжений с ростом протяженности электропередачи. Вместе с тем отсутствие каких-либо ограничений по мощности и длине и оговорок в отношении области ее применимости при недостатке опыта проектирования может в некоторых случаях привести к ошибочным решениям.

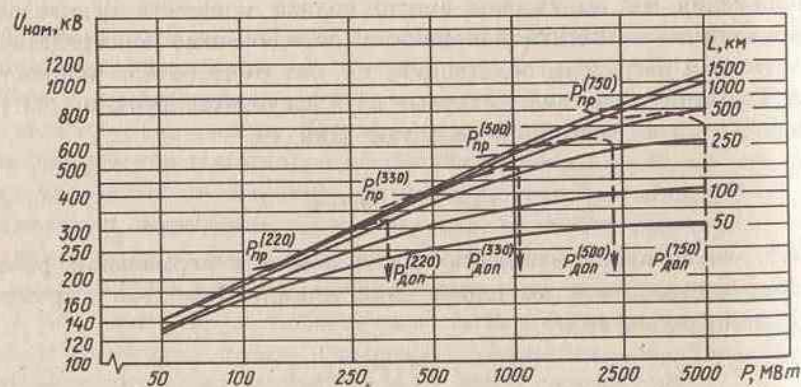


Рис. 11.2. Зависимости номинального напряжения от передаваемой мощности при различных длинах воздушной линии

Существующие ограничения могут быть отражены, если построить зависимости $U_{\text{ном}}$ при различных длинах линии как функцию передаваемой мощности (рис. 11.2). Последняя, как отмечено в § 7.4, лимитируется двумя условиями:

- допустимым нагревом токоведущих элементов линии, чему соответствует мощность $P_{\text{доп}} = S_{\text{доп}} \cos \varphi$, являющаяся функцией сечения провода ВЛ или жилы КЛ и номинального напряжения линии;
- существованием предела передаваемой мощности при фиксиро-

ванных напряжениях по концам линии $P_{\text{пр}}$, являющегося функцией номинального напряжения, волновых параметров и длины линии.

Таким образом, область существования функции (11.4) принципиально ограничена сверху значениями $P_{\text{пр}}$ и справа — значениями $P_{\text{доп}}$, причем для каждого стандартного номинального напряжения, которому соответствует вполне определенный диапазон применяемых сечений проводов и конструкция фазы, эти значения определяются однозначно.

В качестве примера на рис. 11.2 штриховыми линиями показаны рассмотренные выше ограничения для ВЛ стандартных номинальных напряжений 220, 330, 500 и 750 кВ, чему соответствуют верхние индексы у символов $P_{\text{пр}}$ и $P_{\text{доп}}$.

Следует еще раз обратить внимание на то, что при относительно малых длинах активным является первое ограничение — по допустимому нагреву проводов, а при больших — второе. Значения длин, соответствующие пересечениям вертикальных и кривых линий, т.е. смене характера ограничения, лежат между 260 и 410 км (см. § 7.4).

Посмотрим теперь, какие результаты дает использование выражений (11.2)–(11.4) при решении задачи выбора номинального напряжения для вариантов сети, показанных на рис. 11.1, б и 11.1, в. Пусть максимальные нагрузки пунктов потребления в пятом году эксплуатации составляют $P_1 = 50$ МВт, $P_2 = 30$ МВт, $P_3 = 60$ МВт, а длины участков сети равны $L_{A-1} = 60$ км, $L_{A-3} = 45$ км, $L_{1-2} = 25$ км, $L_{3-2} = 35$ км.

В варианте а по одной цепи каждой из двухцепных линий без учета потерь активной мощности протекают: $P_{A-1} = (P_1 + P_2)/2 = 40$ МВт, $P_{1-2} = P_2/2 = 15$ МВт, $P_{A-3} = P_3/2 = 30$ МВт.

В варианте б в результате определения потокораспределения по длинам линий (см. § 6.4) имеем: $P_{A-1} = 62,7$ МВт, $P_{1-2} = 12,7$ МВт, $P_{A-3} = 77,3$ МВт, $P_{3-2} = 17,3$ МВт.

Подстановка этих значений длин и мощностей в выражения (11.2)–(11.4) приводит к результатам, представленным в табл. 11.1.

Сопоставление результатов, приведенных в табл. 11.1, показывает, что для рассмотренных исходных данных формулы Стилла и Г.А. Илларионова дают достаточно близкие значения номинальных напряжений, а формула А.М. Залесского — значительно меньшие цифры (на 18–30%). Анализируя результаты для варианта а, можно прийти к выводу, что для участков А–1 и А–3 можно наметить $U_{\text{ном}} = 110$ кВ. Для участка 1–2, менее загруженного и протяженного, принципиально подошло бы и более низкое номинальное напряжение, однако в шкале стандартных значений $U_{\text{ном}}$ перед 110 кВ идет 35 кВ, что в данном случае неприемлемо низко. Поэтому всю сеть для варианта а следует рассматривать при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

Т а б л и ц а 11.1. Ориентировочные значения номинальных напряжений участков сети

Участок ($i-j$)	А-1		1-2		А-3		3-2	
L_{i-j} , км	60		25		45		35	
Вариант схемы	a	b	a	b	a	b	a	b
P_{i-j} , МВт	40,0	62,7	15,0	12,7	30,0	77,3	—	17,3
$U_{ном i-j}$, кВ	по (11.2)	115	142	71	66	99	155	— 77
	по (11.3)	93	116	51	47	78	125	— 57
	по (11.4)	119	144	73	68	103	152	— 79

Для варианта b на головных участках кольца (А-1 и А-3) наиболее близким к полученным значениям является $U_{ном} = 150$ кВ. Однако на подстанции А нет распределительного устройства данного напряжения, поэтому должно быть принято более высокое номинальное напряжение — 220 кВ. Что касается участков 1-2 и 3-2, то, казалось бы, целесообразно использовать для них $U_{ном} = 110$ кВ. Однако это связано с резким удорожанием подстанций 1-3, где для этой цели должны быть установлены автотрансформаторы 220/110 кВ, что, как правило, не компенсируется выигрышем от удешевления линий и подстанции 2 при их сооружении на напряжении 110 кВ вместо 220 кВ. Поэтому всю сеть по варианту b следует рассматривать при $U_{ном} = 220$ кВ.

Обратим внимание на то, что в последнем абзаце нам волей-неволей пришлось столкнуться с необходимостью включить в анализ и экономические соображения, поскольку формулы (11.2)–(11.4) базируются только на рассмотрении технических характеристик линий и не учитывают ни их функции в схеме сети, ни их взаимосвязей с подстанциями. Такого рода ситуации заставили исследователей искать более совершенный инструмент выбора номинального напряжения, учитывающий как технические, так и экономические характеристики вариантов, включая и смежные с линией элементы. Эти поиски привели к появлению на свет так называемых "областей применения электрических сетей разных номинальных напряжений" [5].

Определение областей применения различных номинальных напряжений

Эти области были получены применительно к конкретной схеме электропередачи от электростанции в приемную систему (рис. 11.3) через одноцепную воздушную линию. Затраты на такую электропередачу в общем случае являются функцией номинального напряжения, длины ВЛ и передаваемой по ней активной мощности, т.е.

$$Z_{эп} = f(U_{ном}, L, P). \quad (11.5)$$

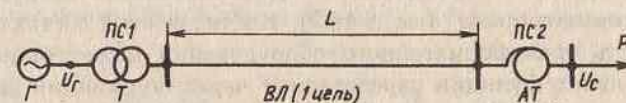


Рис. 11.3. Схема электропередачи

Если рассматривать варианты сооружения такой электропередачи при двух смежных по шкале номинальных напряжений $U_{ном1}$ и $U_{ном2}$, то затраты по каждому из вариантов могут быть представлены в таком виде:

для варианта 1 (с $U_{ном1}$)

$$Z_{эп1} = f_1(L, P);$$

для варианта 2 (с $U_{ном2}$)

$$Z_{эп2} = f_2(L, P).$$

Меняя значения L и P , можно найти такие их сочетания, которые удовлетворяют условию равенства затрат по вариантам:

$$Z_{эп1} = Z_{эп2}. \quad (11.6)$$

Совокупность точек на плоскости (L, P), отвечающих условию (11.6), представляет собой кривую, являющуюся границей между областями значений P и L , в каждой из которых экономично применение того или иного номинального напряжения.

Каким же образом определяется эта граница, т.е. совокупность сочетаний значений P и L , для которых использование $U_{ном1}$ и $U_{ном2}$ равноэкономично? В соответствии со схемой рис. 11.3 суммарные затраты на сооружение и эксплуатацию i -го варианта (при напряжении

$U_{ном1}$) складываются из затрат на концевые подстанции (ПС1 и ПС2) и собственно линию:

$$З_{эп1} = З_{пс1i} + З_{ли} + З_{пс2i} = З_{пс2i} + З_{ли} \quad (11.7)$$

где $З_{пс1i}$, $З_{пс2i}$, $З_{пс2i} = З_{пс1i} + З_{пс2i}$ — затраты на сооружение и эксплуатацию ПС1, ПС2 и их сумма соответственно; $З_{ли}$ — то же, для одноцепной ВЛ.

Если пренебречь потерями активной мощности в трансформаторном оборудовании, то при этом допущении затраты на сооружение и эксплуатацию любой подстанции будут определяться капиталовложениями в трансформаторное, коммутационное и дополнительное оборудование и "постоянными затратами" (см. § 10.2). Из числа этих составляющих лишь стоимость трансформаторного оборудования может быть представлена как явная функция передаваемой через подстанцию мощности [см. выражение (10.7)], остальные же при данном $U_{ном}$ можно рассматривать в сумме как некоторую постоянную величину. Исходя из этих соображений в первом приближении суммарные затраты по подстанциям могут быть представлены в виде

$$З_{пс2i} = a_i + b_i P. \quad (11.8)$$

Затраты на сооружение и эксплуатацию линии электропередачи, как будет подробно показано в следующем параграфе, зависят от передаваемой мощности и длины следующим образом:

$$З_{ли} = (c_i + d_i P^2)L, \quad (11.9)$$

где слагаемое, содержащее P^2 , отвечает затратам на компенсацию потерь электроэнергии на нагрев проводов.

Объединяя (11.8) и (11.9) в соответствии с (11.7), для затрат на электропередачу в целом получим

$$З_{эп1} = a_i + b_i P + (c_i + d_i P^2)L. \quad (11.7a)$$

Предположим, что рассматриваются варианты электропередачи с $U_{ном1}$ и $U_{ном2}$ при заданной протяженности $L = L_k$. При этом выражение (11.7a) превращается в полином 2-го порядка относительно P :

$$З_{эп1,k} = A_{i,k} + B_{i,k}P + C_{i,k}P^2, \quad (11.76)$$

где $A_{i,k} = a_i + c_i L_k$, $B_{i,k} = b_i$, $C_{i,k} = d_i L_k$.

Проанализируем теперь, как изменится зависимость (11.76) при переходе от варианта 1 к варианту 2; для определенности будем считать, что $U_{ном2} > U_{ном1}$. В каком соотношении при этом находятся коэффициенты полиномов $З_{эп1k}$ и $З_{эп2k}$?

Чем выше номинальное напряжение, т.е. класс изоляции, тем в общем случае дороже те компоненты электропередачи, которые не зависят от передаваемой мощности, т.е. отражены в затратах коэффициентом $A_{i,k}$. Таким образом, при $U_{ном2} > U_{ном1}$ постоянная составляющая $З_{эп2k}$ больше, чем в $З_{эп1k}$, т.е. $A_{2k} > A_{1k}$.

В первом приближении, как это следует из рис. 10.3, коэффициент $B_{i,k} = b_i$ для различных напряжений можно считать примерно одинаковым, т.е. $B_{2k} \approx B_{1k}$.

Коэффициент же при P^2 , отражающий степень увеличения затрат на компенсацию потерь активной мощности на нагрев проводов линии и соответствующих потерь электроэнергии, естественно, тем меньше, чем выше номинальное напряжение, т.е. в нашем случае $C_{2k} < C_{1k}$.

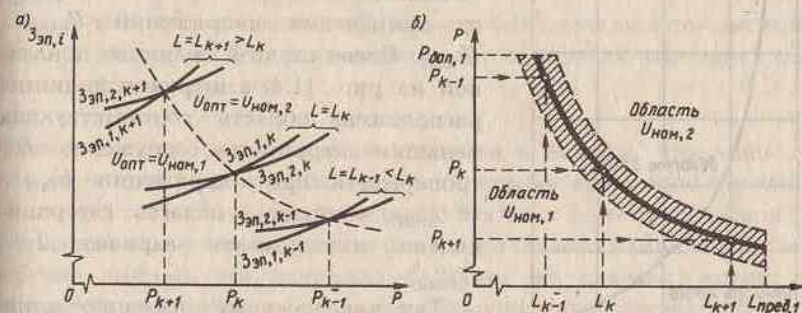


Рис. 11.4. К построению границы областей применения электропередач с номинальными напряжениями $U_{ном1}$ и $U_{ном2} > U_{ном1}$:

а - зависимости затрат на сооружение и эксплуатацию электропередачи ($З_{эп}$) от передаваемой мощности P при различных длинах L ; б - области экономического применения в координатах L, P

Таким образом, зависимость $З_{эп2k} = f(P)$ имеет большую постоянную составляющую, но меньшую крутизну по сравнению с аналогичной зависимостью для варианта 1 (рис. 11.4, а). Это, в свою очередь, означает, что эти две кривые имеют точку пересечения при некотором значении передаваемой мощности $P = P_k$. Эта точка соответствует равенству затрат для вариантов 1 и 2 ($З_{эп1k} = З_{эп2k}$), т.е. их равнозначности. При $P < P_k$ критерию минимума затрат отвечает вариант 1 (с меньшим номинальным напряжением). При $P > P_k$ меньшие затраты имеет вариант с большим номинальным напряжением ($U_{ном2}$).

Если теперь повторить все предыдущие рассуждения применительно к другому значению длины, например $L_{k+1} > L_k$, то соответствующая пара кривых $З_{эп1,k+1} = f(P)$ расположится выше первой пары, соответствующей $L = L_k$. Координату точки пересечения зависимостей

$Z_{\text{эп}1k+1}$ и $Z_{\text{эп}2k+1}$ от P обозначим P_{k+1} (рис. 11.4, а). Аналогично предыдущему, при $P < P_{k+1}$ экономически целесообразно сооружение электропередачи при напряжении $U_{\text{ном}1}$, а при $P > P_{k+1}$ — при напряжении $U_{\text{ном}2}$. Отметим, что при $L_{k+1} > L_k$ значение передаваемой мощности, соответствующей равноэкономичности вариантов 1 и 2 (P_{k+1}), оказывается меньше, чем P_k .

Задав третьим значением длины, например $L_{k+1} < L_k$, в результате получим значение граничной мощности $P_{k+1} > P_k$. Повторяя эту операцию в интересующем нас диапазоне длин, получим совокупность точек пересечения зависимостей затрат по вариантам 1 и 2 от передаваемой мощности, которые можно объединить общей линией,

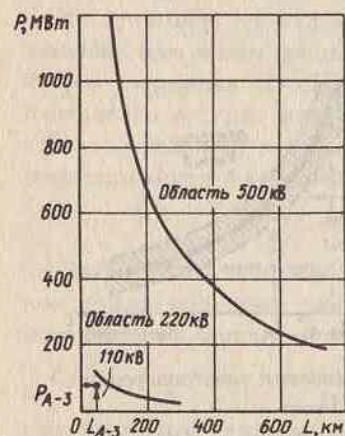


Рис. 11.5. Границы областей применения электрических сетей 110, 220 и 500 кВ [5]

представляющей собой границу между областями экономически целесообразного применения напряжений $U_{\text{ном}1}$ и $U_{\text{ном}2}$. Влево от этой границы, показанной на рис. 11.4, а штриховой линией, расположена область, соответствующая меньшим затратам на сооружение электропередачи при напряжении $U_{\text{опт}} = U_{\text{ном}1}$, а вправо — область, где рационально использовать вариант 2 (с $U_{\text{ном}2}$).

Так как каждому значению длины линии L_k соответствует вполне определенное значение граничной мощности P_k , то построенная граница может быть просто отображена на плоскость (L, P) , как это показано на рис. 11.4, б. Именно в координатах L, P построены границы "областей экономически целесооб-

разного применения электрических сетей разных номинальных напряжений", фигурирующие в справочной литературе. В качестве примера на рис. 11.5 воспроизведены в соответствии с [5] границы между областями применения трех номинальных напряжений первой системы — 110, 220 и 500 кВ, определенные для схемы, изображенной на рис. 11.3.

При использовании рекомендуемых в литературе областей необходимо учитывать следующие обстоятельства. Во-первых, построение границ этих областей было проведено для некоторого определенного сочетания условий, к числу которых относятся район сооружения, районы климатических условий по гололеду и по скоростному напору ветра, число часов использования макси-

мальной нагрузки ($T_{\text{нб}}$), коэффициент мощности ($\cos \varphi$), тип и материал опор и т.п. Вариация каждого из указанных факторов в реальных диапазонах трансформирует границу из линии в полосу (на рис. 11.4, б заштрихована), ширина которой в ряде случаев соизмерима с шириной самой области.

Во-вторых, полученные области являются незамкнутыми, т.е. не имеют ограничений как по величине передаваемой мощности, так и по протяженности линии, хотя такие ограничения, как было отмечено ранее, существуют и имеют технический и экономический характер (допустимая по условиям нагрева проводов или предельная передаваемая мощность, предельная по условиям обеспечения регулирования напряжения на приемной подстанции или по минимальному КПД длина линии). На рис. 11.4, б в качестве примера показаны ограничения области применения $U_{\text{ном}1}$ по мощности ($P_{\text{доп}1}$) и длине ($L_{\text{пред}1}$).

Кроме того, представленные в [5] области были получены три десятилетия назад и с тех пор не претерпели изменений, несмотря на изменение технико-экономических показателей.

Все сказанное выше позволяет прийти к выводу, что лишь в тех случаях, когда рассматриваемому конкретному сочетанию значений P и L отвечает точка, располагающаяся близко к середине области целесообразного применения некоторого номинального напряжения, можно уверенно выбрать это напряжение. В тех же случаях, когда точка попадает в зону вблизи границы областей двух смежных по шкале номинальных напряжений, следует рассматривать варианты использования как одного, так и другого номинального напряжения.

Проиллюстрируем использование областей, показанных на рис. 11.5, для выбора номинального напряжения участков сети, варианты схемы которой (а и б) рассматривались нами ранее (см. рис. 11.1). Возьмем, к примеру, головные участки кольца (вариант б), как наиболее загруженные и вместе с тем имеющие большую длину по сравнению с остальными. В соответствии с данными табл. 11.1 значения длин и передаваемых в нормальном режиме мощностей для этих участков составляют:

$$P_{A-1} = 62,7 \text{ МВт}, L_{A-1} = 60 \text{ км};$$

$$P_{A-3} = 77,3 \text{ МВт}, L_{A-3} = 45 \text{ км}.$$

Эти пары значений на плоскости (L, P) определяют положение точек относительно границы областей применения номинальных напряжений 110 и 220 кВ. Для второй пары значений такая точка показана на рис. 11.5. Она оказывается в области, соответствующей напряжению 110 кВ точно так же, как и точка, координатами которой являются длина и мощность участка А-1. Вместе с тем

использование для этой схемы $U_{\text{ном}} = 110$ кВ недопустимо, так как не удовлетворяются технические ограничения. Действительно, в послеаварийном режиме, возникающем после отключения любого из головных участков кольца, по второму головному участку протекает суммарная мощность нагрузки всех трех подстанций, т.е. $P_1 + P_2 + P_3 = 140$ МВт. В то же время допустимая по условиям нагрева мощность для максимального из применяемых при напряжении 110 кВ сечений проводов (240 мм²) составляет 109 МВт, т.е. передаваемая по головному участку кольца в рассматриваемом послеаварийном режиме мощность оказывается значительно больше допустимой.

Кроме того, в таких режимах при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ уровень напряжения в наиболее удаленной от источника питания точке (на ПС1 или на ПС3) недостаточен для поддержания на шинах 10 кВ напряжения, требуемого в соответствии с принципом встречного регулирования (см. гл. 9). Таким образом, для варианта *b* номинальное напряжение 110 кВ является неприемлемым по техническим соображениям, которые не учитывались при построении границ областей на рис. 11.5. Этот частный пример является дополнительным подтверждением того, что рекомендуемые в [5] области не являются универсальным инструментом для выбора $U_{\text{ном}}$ сети и, так же как и эмпирические формулы (11.2)–(11.4), могут служить для проектировщика лишь некоторым ориентиром.

Алгоритм выбора номинального напряжения и конфигурации схемы-сети

Все сказанное выше позволяет сформулировать следующий алгоритмический подход к выбору номинального напряжения вновь проектируемой районной сети или в частном случае электропередачи:

1. На основе взаимного географического расположения источников питания и пунктов потребления и категоричности нагрузки по требуемой степени надежности электроснабжения *намечаются варианты конфигурации схемы сети*. При выборе числа цепей следует учитывать указание ПУЭ ([3, п. 1.3.27]) о том, что увеличение количества линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

2. На основе приближенной (без учета потерь) оценки распределения в каждом из вариантов сети потоков активной мощности и измеренных по прямой длин линий *осуществляется ориентировочный формальный выбор номинального напряжения* на каждом участке, начиная с примыкающих к источнику питания с учетом существующей в данной ОЭС системы напряжений.

3. Вслед за выбором числа цепей и $U_{\text{ном}}$ для каждого из участков

выбираются сечения проводов по условиям экономической целесообразности по методике, изложенной в следующих параграфах.

4. В каждом из намеченных вариантов *проверяют выбранные сечения проводов по условиям допустимого нагрева* в наиболее тяжелых послеаварийных режимах и выявляют необходимость увеличения сечений до значений, при которых удовлетворяется условие $I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$, где $I_{\text{макс}}$ — ток в указанном выше режиме.

5. Выбираются число и номинальная мощность трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях сети.

6. После выбора сечений проводов, числа и мощности трансформаторов *оценивается пригодность каждого из вариантов с точки зрения обеспечения условий встречного регулирования напряжения* на шинах 6–10 кВ понижающих подстанций при максимальных нагрузках в нормальном и послеаварийных режимах.

В том случае, когда эти условия не удовлетворяются, решается вопрос об установке дополнительных источников реактивной мощности сверх необходимых по условиям баланса.

7. Для вариантов, удовлетворяющих условиям обеспечения требований к регулированию напряжения, *выбираются схемы электрических соединений подстанций* из числа типовых схем, рекомендованных ВГПИ и НИИ "Энергосетьпроект" [5].

8. На заключительном этапе *выполняется оценка технико-экономических показателей вариантов* по методике, изложенной в предыдущей главе, и выбор из них оптимального, в соответствии с критерием минимума приведенных затрат.

Таким образом, как уже упоминалось ранее, выбор номинального напряжения вновь проектируемой сети районного значения или отдельной электропередачи является сложным многоэтапным процессом, неразрывно связанным с технической и экономической оценкой преимуществ и недостатков всех намеченных вариантов схемы.

§ 11.2. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ПО МЕТОДУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

Общие положения

Экономическая эффективность сооружения и эксплуатации электроэнергетической системы в целом в значительной степени зависит от рационального построения электрических сетей. Как уже отмечалось в предыдущей главе (см. § 10.4), в элементах электрических сетей теря-

ется до 15% поступающей в сеть электроэнергии, причем основная часть этих потерь — это потери, связанные с наличием активных сопротивлений у линий и трансформаторов, т.е. потери на нагрев проводов ВЛ, жил кабелей и обмоток трансформаторов. Доля потерь на нагрев в линиях составляет примерно 70% от суммарных потерь и в количественном выражении на уровне конца 1995 г. эта цифра соответствовала примерно 50 млрд. кВт·ч.

Понятно, что наиболее радикальным способом снижения этой доли общих потерь могло бы явиться уменьшение активных сопротивлений проводов и жил кабелей. Если не рассматривать в качестве средства такого уменьшения глубокое охлаждение токоведущих элементов вплоть до их перехода в сверхпроводящее состояние, то при обычных температурах и использовании алюминия или меди *возможность снижения активного сопротивления связана лишь с увеличением сечения проводов и жил кабелей*. С другой стороны, увеличение сечений связано с ростом стоимости линий электропередачи (см. § 10.2). Таким образом, в качестве конкурирующих выступают два фактора:

— *экономия затрат на компенсацию потерь* мощности и электроэнергии на нагрев проводов и жил кабелей;

— *увеличение капиталовложений* на сооружение линии.

Поскольку эти два фактора при вариации сечения имеют противоположные тенденции изменения, можно предположить, что функция приведенных затрат, куда входят эти компоненты, имеет минимум при некотором сечении, которое и следует считать экономически целесообразным. Эти соображения и легли в основу разработанных методов выбора сечений проводов и жил кабелей, которые будут рассмотрены далее.

Однако, как и любая технико-экономическая задача, задача выбора сечений должна решаться с учетом существующих технических ограничений. Число таких ограничений и их состав могут быть различными для линий разных номинальных напряжений. Поэтому их рассмотрению мы посвятим отдельные параграфы.

Понятие экономической плотности тока

Итак, исходя из высказанных выше соображений проанализируем на наличие экстремума функцию затрат на сооружение и эксплуатацию линии электропередачи, введя при этом следующие четыре допущения:

1) о прямолинейности зависимости стоимости сооружения 1 км линии (K_0) от сечения (F):

$$K_0 = K'_0 + K''_0 F, \quad (11.10)$$

где K'_0 — компонент K_0 , не зависящий от сечения, руб/км; K''_0 — коэффициент, определяющий наклон зависимости $K_0 = f(F)$ по отношению к горизонтальной оси, руб/(км·мм²);

2) о равенстве погонного активного сопротивления омическому:

$$r_0 = r_{0\text{ом}} = \rho/F, \quad (11.11)$$

где ρ — удельное сопротивление материала, Ом·мм²/км;

3) об отсутствии потерь на корону в воздушных линиях ($\Delta P_{\text{кор}} = 0$) и диэлектрических потерь в кабельных линиях ($\Delta P_{\text{д}} = 0$);

4) об отсутствии ущерба от перерывов электроснабжения потребителей ($Y = 0$).

При этих допущениях приведенные затраты на линию электропередачи длиной L в соответствии с общим выражением (10.21) определяются следующим образом:

$$Z_{\text{л}} = E_{\text{н}} K_{\text{л}} + I_{\text{л}} + Z_{\text{пот.л}} = (E_{\text{н}} + a_{\text{л}}) K_{\text{л}} + z'_3 \Delta \mathcal{E}'_{\text{л}}. \quad (11.12)$$

Учитывая, что $K_{\text{л}} = K_0 L$, где K_0 определяется по (11.10), а также то, что в соответствии с (10.27в)

$$\Delta \mathcal{E}'_{\text{л}} = \Delta P_{\text{нб}} \tau = 3 I_{\text{нб}}^2 r_0 L \tau \cdot 10^{-3}, \quad (11.13)$$

затраты на сооружение и эксплуатацию одного километра линии ($Z_{\text{л0}}$) могут быть записаны в виде

$$Z_{\text{л0}} = (E_{\text{н}} + a_{\text{л}}) K_0 + z'_3 \cdot 3 I_{\text{нб}}^2 r_0 \tau \cdot 10^{-3} \quad (11.14)$$

или с учетом (11.10) и (11.11)

$$Z_{\text{л0}} = (E_{\text{н}} + a_{\text{л}})(K'_0 + K''_0 F) + z'_3 \cdot 3 I_{\text{нб}}^2 \rho \tau \cdot 10^{-3} / F. \quad (11.14a)$$

В формулах (11.13), (11.14) и (11.14a) $\Delta P_{\text{нб}}$ выражено в кВт, τ — в ч/год, z'_3 — в руб/(кВт·ч), I — в А.

В общем виде как функция сечения $Z_{\text{л0}}$ представляется следующим образом:

$$Z_{\text{л0}} = A_0 + A_1 F + A_2 / F, \quad (11.14б)$$

где

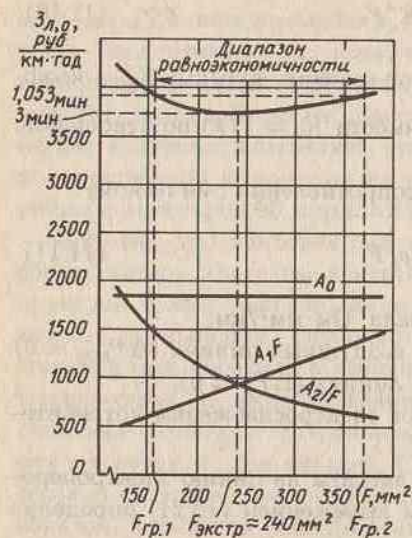


Рис. 11.6. Составляющие функции затрат на сооружение и эксплуатацию 1 км линии электропередачи 110 кВ, смонтированной на стальных опорах в I районе по гололеду европейской части России [$T_{нб} = 5000$ ч/год, $I_{нб} = 185$ А, $K_0'' = 12500$ руб/км, $K_0'' = 26,43$ руб/(км·мм²), $z_3' = 0,022$ руб/(кВт·ч), $\rho = 29,35$ Ом·мм²/км]

Из рис. 11.6 видно, что функция $З_{л0} = f(F)$ в окрестности точки минимума достаточно пологая, поэтому в целях экономии цветного

$$F_{эк} = k_{эк} F_{экстр} \quad (11.19)$$

металла в качестве экономически целесообразного условно принимают сечение $F_{эк}$, несколько меньшее $F_{экстр}$, т.е.

где коэффициент $k_{эк} \leq 1$.
Этому сечению соответствует так называемая экономическая плотность тока ($J_{эк}$, А/мм²), которая с учетом (11.18) и (11.19) может быть определена как

$$J_{эк} = \frac{I_{нб}}{F_{эк}} = \frac{1}{k_{эк}} \sqrt{\frac{(E_n + a_n) K_0''}{3 z_3' \tau \cdot \rho \cdot 10^{-3}}} \quad (11.20)$$

Выражение (11.20) свидетельствует о том, что значение экономической плотности тока определяется большой совокупностью параметров. Подробный анализ факторов, влияющих на экономическую плотность

$$A_0 = (E_n + a_n) K_0' \quad (11.15)$$

$$A_1 = (E_n + a_n) K_0'' \quad (11.16)$$

$$A_2 = z_3' \cdot 3 F_{нб}^2 \rho \tau \cdot 10^{-3} \quad (11.17)$$

Графически составляющие (11.14б) и их сумма показаны на рис. 11.6, из которого видно, что функция $З_{л0} = f(F)$ имеет минимум при некотором сечении $F = F_{экстр}$. Для нахождения $F_{экстр}$ приравняем производную $З_{л0}$ по F нулю:

$$\frac{dЗ_{л0}}{dF} = A_1 - \frac{A_2}{F^2} = 0,$$

откуда с учетом (11.16) и (11.17)

$$F_{экстр} = \sqrt{\frac{A_2}{A_1}} = \sqrt{\frac{3 z_3' \rho \tau \cdot 10^{-3}}{(E_n + a_n) K_0''}} \quad (11.18)$$

тока, дан в [49]. Этот анализ показывает, во-первых, что многообразие влияющих факторов требует дифференцированного подхода к оценке экономической плотности тока для различных категорий линий, условий их сооружения и эксплуатации. Кроме того, достаточно широкие диапазоны изменения основных влияющих параметров осложняют унификацию значений $J_{эк}$ для их последующего использования для выбора сечений проводов и жил кабелей. Тем не менее такая попытка была сделана и привела к установлению и закреплению в ПУЭ [3] нормированных значений экономической плотности тока, подход к определению которых нам и предстоит сейчас рассмотреть.

Нормирование экономической плотности тока

Для иллюстрации подхода к определению нормированных значений $J_{эк}$ рассмотрим конкретный пример. В качестве объекта вновь используем одноцепную ВЛ 110 кВ, смонтированную на стальных опорах в I районе по гололеду, для которой при условии ее сооруже-

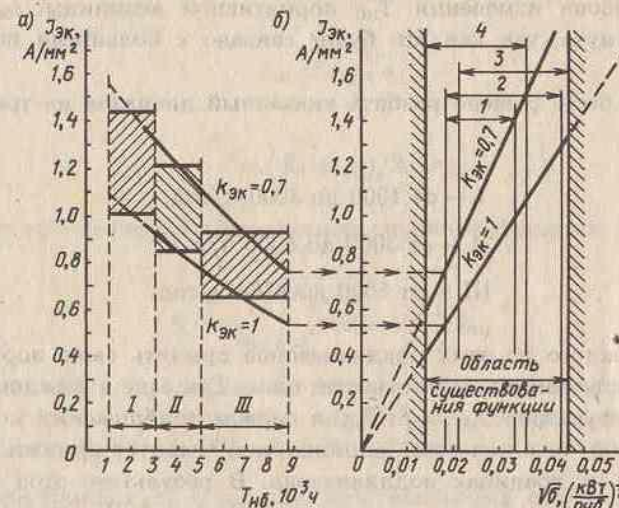


Рис. 11.7. Зависимости экономической плотности тока одноцепной ВЛ 110 кВ, сооружаемой в I районе по гололеду европейской части страны на стальных и железобетонных опорах, от числа часов использования максимальной нагрузки (а) и от обобщенного параметра $\sigma^{0,5}$ (б): I, II, III - поддиапазоны изменения $T_{нб}$; 1, 2, 3, 4 - диапазоны изменения $\sigma^{0,5}$ для групп ОЭС в соответствии с их нумерацией в табл. 11.3

ния в европейской части страны, а также при $I_{нб} = 185$ А и $T_{нб} = 5000$ ч/год была получена функция $J_{л0} = f(F)$, имеющая минимум при $F_{экстр} \approx 240$ мм² (рис. 11.6). Для такого конкретного сочетания исходных данных экономическая плотность тока для экстремума функции (при $k_{эк} = 1$) составит $J_{эк} = I_{нб}/F_{экстр} = 185/240 \approx 0,77$ А/мм².

Проанализируем теперь, как меняются эти значения при вариации наиболее влияющего параметра, а именно числа часов использования максимальной нагрузки ($T_{нб}$), что влечет за собой изменение времени потерь τ , удельных затрат z_3 и их произведения, т.е. изменение первого сомножителя подкоренного выражения в (11.20). Результаты расчета зависимости $J_{эк} = f(T_{нб})$ для нашего примера показаны на рис. 11.7, а для значений $k_{эк} = 1$ и $k_{эк} = 0,7$. Рассмотрение этих зависимостей показывает, что при изменении $T_{нб}$ от 1000 до 8760 ч/год значения $J_{эк}$ уменьшаются весьма существенно. Так, при $k_{эк} = 1$ $J_{эк}$ снижается с 1,1 до 0,53 А/мм², а при $k_{эк} = 0,7$ — с 1,56 до 0,76 А/мм², т.е. примерно в 2 раза. При этом мысль об установлении единой для всего диапазона изменения $T_{нб}$ нормативной величины $J_{эк}$ должна быть отвергнута, так как это будет связано с большими погрешностями.

Поэтому было решено разбить указанный диапазон на три поддиапазона:

I — от 1000 до 3000 ч/год,

II — от 3000 до 5000 ч/год,

III — от 5000 до 8760 ч/год

— и для каждого из этих поддиапазонов принять свою нормативную величину экономической плотности тока. Так как в каждом из поддиапазонов функцию $J_{эк} = f(T_{нб})$ в первом приближении можно считать линейной, то в качестве "нормируемой" следует принять полусумму ординат на границах поддиапазона. В результате этой операции получим значения $J_{эк,норм}$ для поддиапазонов I—III, приведенные в табл. 11.2. На рис. 11.7, а этим значениям соответствуют сплошные горизонтальные линии, а диапазоны между максимальными (при $k_{эк} = 0,7$) и минимальными (при $k_{эк} = 1$) значениями $J_{эк,норм}$ заштрихованы.

Аналогичные расчеты необходимо было бы выполнить и для остальных трех групп ОЭС (Сибири, Северного Казахстана и Средней Азии, Востока) с целью выявить отличия в значениях $J_{эк,норм}$ для

Таблица 11.2. Результаты определения "нормируемых" значений экономической плотности тока для одноцепной ВЛ 110 кВ, сооружаемой в I районе по гололеду европейской части России на стальных опорах

$k_{эк}$	Граничные значения $J_{эк}$, А/мм ² , при $T_{нб}$, ч/год				Нормируемые значения $J_{эк,норм}$, А/мм ² , для поддиапазонов		
	1000	3000	5000	8760	I	II	III
1,0	1,10	0,92	0,77	0,53	1,01	0,85	0,65
0,7	1,56	1,32	1,10	0,76	1,44	1,21	0,93

рассматриваемых поддиапазонов и решить вопрос о возможности их унификации. Некоторую помощь в этой трудоемкой работе может оказать представление $J_{эк}$ как линейной функции некоторого обобщенного показателя, аккумулирующего в себе наиболее влияющие параметры. В качестве такого показателя используем квадратный корень из первого сомножителя подкоренного выражения в (11.20), представив $J_{эк}$ в виде

$$J_{эк} = K_J \sqrt{\sigma}, \quad (11.21)$$

где

$$\sigma = (E_n + a_n)/3z_3'\tau \quad (11.22)$$

— квадрат аргумента рассматриваемой линейной функции, кВт/руб;

$$K_J = \frac{1}{k_{эк}} \sqrt{\frac{K_0''}{\rho}} 1000 = K_J'/k_{эк} \quad (11.23)$$

— коэффициент, определяемый типом линии, ее конструкций, материалом опор и токоведущих элементов, а также значением $k_{эк}$, $[A^2 \cdot \text{руб}/(\text{мм}^4 \cdot \text{кВт})]^{0,5} = (\text{А}/\text{мм}^2)/(\text{кВт}/\text{руб})^{0,5}$.

При постоянных E_n и a_n диапазон изменения аргумента, т.е. $\sigma^{0,5}$, определяется граничными значениями z_3' и τ , т.е. произведениями $z_3'_{\max} \tau_{\min}$ и $z_3'_{\min} \tau_{\max}$. Так как $z_3'_{\min} \tau_{\max} > z_3'_{\max} \tau_{\min}$, то первому из этих сочетаний соответствует нижняя граница области существования функции ($\sigma_{\min}^{0,5}$), а второму — верхняя ($\sigma_{\max}^{0,5}$). Результаты определения минимальных и максимальных значений $\sigma^{0,5}$ для различных групп ОЭС представлены в табл. 11.3. Анализ данных табл. 11.3 пока-

зывает, что диапазоны изменения $\sigma^{0,5}$ для разных групп энергосистем в ряде случаев отличаются значительно. Это, в свою очередь, означает, что в современных условиях нормирование экономической плотности тока следует дифференцировать не только по поддиапазонам изменения $T_{нб}$, но и по группам ОЭС. На рис. 11.7, б по выражению (11.21) построены зависимости $J_{ЭК} = f(\sigma^{0,5})$ при значениях $k_{ЭК}$, равных 1 и 0,7, для тех же исходных данных, что и зависимости, показанные на рис. 11.7, а, с выделением указанных диапазонов изменения $\sigma^{0,5}$. При этом значение

$$K'_j = \sqrt{1000 K_0'' / \rho}$$

составляет $900 \text{ (А/мм}^2\text{)}/(\text{кВт} \cdot \text{руб})^{0,5}$ и уравнения прямых, соответствующих выражению (11.21), будут следующими:

при $k_{ЭК} = 1 - J_{ЭК} = 30 \sigma^{0,5}$,

при $k_{ЭК} = 0,7 - J_{ЭК} = 42,87 \sigma^{0,5}$.

Т а б л и ц а 11.3. Граничные значения $\sigma^{0,5}$ для ВЛ на стальных и железобетонных опорах ($a_L = 0,028 \text{ 1/год}$)

№	ОЭС	τ , ч/год	$\varepsilon'_{Э'}$ руб/(кВт·ч)	$\varepsilon'_{Э'} \tau$, руб/(кВт·год)	$\sigma^{0,5}$ (кВт/руб) 0,5
1	Европейской части	1000	0,045	45	0,0331
		8760	0,018	157	0,0177
2	Северного Казахстана и Средней Азии	1000	0,026	26	0,0436
		8760	0,017	149	0,0182
3	Сибири	1000	0,024	24	0,0453
		8760	0,0125	110	0,0212
4	Востока	1000	0,038	38	0,0360
		8760	0,0285	250	0,0140

Выделенные на рис. 11.7, б диапазоны изменения $\sigma^{0,5}$ для различных групп ОЭС позволяют легко определить граничные значения $J_{ЭК}$, соответствующие $\tau_{мин} = 1000 \text{ ч}$ и $\tau_{макс} = 8760 \text{ ч}$. Так, например, для

ОЭС Востока при $k_{ЭК} = 1$ минимальному значению τ соответствует $J_{ЭК, макс} = 1,07 \text{ А/мм}^2$, а максимальному — $J_{ЭК, мин} = 0,42 \text{ А/мм}^2$; при $k_{ЭК} = 0,7$ соответствующие значения равны $J_{ЭК, макс} = 1,53 \text{ А/мм}^2$ и $J_{ЭК, мин} = 0,6 \text{ А/мм}^2$.

Для ОЭС Сибири аналогичные значения составляют:

— при $k_{ЭК} = 1 J_{ЭК, макс} = 1,34 \text{ А/мм}^2$, $J_{ЭК, мин} = 0,62 \text{ А/мм}^2$;

— при $k_{ЭК} = 0,7 J_{ЭК, макс} = 1,9 \text{ А/мм}^2$, $J_{ЭК, мин} = 0,9 \text{ А/мм}^2$.

Однако, несмотря на такие различия диапазонов изменения $J_{ЭК}$, даже в последнем издании ПУЭ [3] нормативные значения $J_{ЭК}$ не дифференцированы* по районам сооружения линий электропередачи. Указанные в ПУЭ значения $J_{ЭК}$ воспроизведены в табл. 11.4.

Т а б л и ц а 11.4. Экономическая плотность тока по ПУЭ

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

* Следует отметить, что в 70-х годах экономическая плотность тока все же была продифференцирована для двух групп энергосистем, к первой из которых были отнесены ОЭС европейской части, а также системы Закавказья, Забайкалья и Дальнего Востока, а ко второй — Центральной Сибири, Казахстана и Средней Азии. В современной учебной литературе эти значения можно найти в [36], однако в ПУЭ они отсутствуют.

Располагая нормированными значениями $J_{\text{ЭК}}$, можно легко выбрать сечение для любой проектируемой линии, если заданы число часов использования максимальной нагрузки и расчетное значение тока линии ($I_{\text{расч}}$). Вначале определяется расчетное сечение:

$$F_{\text{расч}} = I_{\text{расч}} / J_{\text{ЭК}}, \quad (11.24)$$

где $J_{\text{ЭК}}$ принимается по табл. 11.4 в соответствии с заданным значением $T_{\text{Нб}}$, а $I_{\text{расч}}$ определяется по методике, которую мы рассмотрим в конце следующего параграфа. Полученное расчетное значение сечения сопоставляется со стандартными, и из числа последних выбирается ближайшее к расчетному сечение. После этого необходимо выполнить проверку всех технических ограничений, соответствующих данному номинальному напряжению, о которых речь пойдет в конце данной главы.

В соответствии с ПУЭ (см. [3, п. 1.3.28]) выбору по $J_{\text{ЭК}}$ не подлежат сечения:

- проводов и жил кабелей в сетях до 1 кВ промышленных предприятий и сооружений при $T_{\text{Нб}}$ до 4000—5000 ч/год;
- ответвлений к отдельным электроприемникам с $U_{\text{ном}} < 1$ кВ, а также линий осветительных сетей промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;
- сборных шин электроустановок и ошинок в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений;
- проводников, идущих к резисторам, пусковым реостатам и т.п.;
- линий в сетях временных сооружений, а также устройств со сроком службы 3—5 лет.

Достоинства и недостатки метода

Будучи установленными в начале 50-х годов, нормированные значения экономической плотности тока представляли собой прогрессивный шаг в методологии выбора сечений проводов и жил кабелей, поскольку в отличие от предшествующих методик они учитывали не только стоимость сооружения, но и затраты на компенсацию потерь электроэнергии. Кроме того, в послевоенный период интенсивного электросетевого строительства проектировщики получили в свои руки инструмент, существенно облегчивший процесс массового выбора сечений из-за исключительной простоты метода. Однако эти очевидные достоинства, как всегда, являются лишь одной стороной медали. Другая ее

сторона, т.е. недостатки, в основном определяется теми допущениями, которые лежат в основе метода.

Действительно, допущение об отсутствии потерь на корону и диэлектрических потерь в лучшем случае оправдано для ВЛ с $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ и для КЛ с $U_{\text{ном}} \leq 110$ кВ. Для ВЛ напряжением 330 кВ и выше ПУЭ рекомендуют более строгий подход к выбору сечений на основе детального технико-экономического обоснования. Относительно кабельных линий в ПУЭ отсутствуют какие-либо оговорки, однако следует четко представлять себе, что нормированные для КЛ с медными и алюминиевыми жилами значения $J_{\text{ЭК}}$ относятся лишь к линиям с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ, поскольку для кабельных линий напряжением 110 кВ и выше выбор сечения (как и выбор мощности трансформаторов) определяется не экономическими, а техническими условиями, а именно допустимым нагревом жил.

Допущение о прямолинейности зависимости $K_0 = f(F)$ в современный период является одной из наиболее уязвимых точек метода экономической плотности тока. Дело в том, что, как отмечается в [5], "переход к массовому строительству воздушных линий на унифицированных опорах существенно изменил соотношения стоимости ВЛ с разными сечениями проводов. В частности, оказалось, что строительство некоторых ВЛ 110 кВ с меньшими сечениями проводов обходится дороже, чем ВЛ с большими сечениями". Таким образом, допущение о непрерывности функции $K_0 = f(F)$, на самом деле являющейся дискретным рядом значений, в ряде случаев приводит не только к погрешностям, но иногда и к ошибочным решениям.

Понятно, что принципиально максимальная погрешность метода соответствует зонам, близким к границам поддиапазонов I, II и III изменения $T_{\text{Нб}}$ (рис. 11.7). Кроме того, при использовании данных табл. 11.4 погрешность связана еще и с тем, что со времени ее составления существенно изменились многие технико-экономические показатели, среди которых основным являются удельные затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии на нагрев токоведущих элементов линии.

Сторонники метода экономической плотности тока иногда оперируют труднодоказуемым аргументом о том, что в целом по стране средне-статистическая погрешность использования метода должна быть близка к нулю, так как при выборе стандартных значений сечений, отличающихся от рассчитанных по (11.24) как в меньшую, так и в большую сторону, погрешности с положительным знаком в среднем должны компенсироваться погрешностями с отрицательным знаком. Однако даже если допустить, что это действительно так, то погрешность, связанная с использованием устаревших, не соответствующих современ-

менным условиям нормированных значений $J_{\text{эк}}$ является неустраимой. Сегодня, когда курс на энергосбережение является основополагающим в энергетической политике, использование метода экономической плотности тока вступает в явное противоречие с требованием скрупулезной экономии всех видов энергетических и материальных ресурсов. Кроме того, широкое внедрение ЭВМ в практику проектирования освобождает инженера от необходимости применения приближенных методов, обоснованием которых является экономия труда расчетчика. Препятствий к использованию более точного и универсального метода выбора сечений с этой точки зрения сегодня не существует. Таким методом и является "метод экономических интервалов", к рассмотрению которого мы и переходим.

§ 11.3. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ПО МЕТОДУ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНТЕРВАЛОВ

Сущность метода

Для пояснения сущности метода нам придется вновь обратиться к рассмотрению формулы затрат на сооружение и эксплуатацию 1 км линии электропередачи, записанной ранее в виде (11.14). Перепишем ее еще раз, полагая, что линия воздушная и сооружается с сечением F_i . Кроме того, для общности введем слагаемое, отражающее затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии на корону, считая, что в течение года линия работает постоянно ($T_{\text{вкл}} = 8760$ ч/год). Отметим все параметры, зависящие от сечения проводов, индексом i . Тогда для линии с сечением F_i

$$Z_{\text{л0i}} = (E_n + a_n) K_{0i} + z_3'' \Delta P_{\text{кор0i}} 8760 + 3z_3' r_{0i} \tau \cdot 10^{-3} I_{\text{нб}}^2 \quad (11.25)$$

Если в качестве аргумента этой функции рассматривать ток $I_{\text{нб}}$, соответствующий максимальному переотку мощности в нормальных режимах работы линии, то она будет представлять собой квадратичную параболу вида

$$Z_{\text{л0i}} = A_i + B_i I_{\text{нб}}^2 \quad (11.25a)$$

где

$$A_i = (E_n + a_n) K_{0i} + z_3'' \Delta P_{\text{кор0i}} 8760 = f(I_{\text{нб}}), \quad (11.26)$$

$$B_i = 3z_3' r_{0i} \tau \cdot 10^{-3}. \quad (11.27)$$

В (11.26) среднегодовые потери мощности на корону на 1 км линии ($\Delta P_{\text{кор0i}}$) выражаются в кВт, остальные параметры — в тех же единицах, что и в формулах (11.13) и (11.14).

Предположим теперь, что рассматриваются еще два варианта сооружения линии того же номинального напряжения:

— с сечением проводов $F_{i-1} < F_i$,

— с сечением проводов $F_{i+1} > F_i$.

Для этих вариантов функции затрат имеют вид, аналогичный (11.25a):

$$Z_{\text{л0i-1}} = A_{i-1} + B_{i-1} I_{\text{нб}}^2, \quad (11.25б)$$

$$Z_{\text{л0i+1}} = A_{i+1} + B_{i+1} I_{\text{нб}}^2. \quad (11.25в)$$

Если допустить, что постоянные составляющие (A) и коэффициенты (B), определяющие крутизну парабол, таковы, что выполняются неравенства

$$A_{i-1} < A_i < A_{i+1}, \quad (11.28)$$

$$B_{i-1} < B_i < B_{i+1}, \quad (11.29)$$

то каждая пара из трех рассматриваемых парабол будет иметь точку пересечения при некотором значении $I_{\text{нб}}$. На рис. 11.8 в качестве примера показаны зависимости $Z_{\text{л0}}$ от $I_{\text{нб}}$ для сечений F_{i-1} , F_i , F_{i+1} , удовлетворяющие условиям (11.28) и (11.29), и отмечены значения токов $I_{i-1,i}$ и $I_{i,i+1}$, соответствующие точкам пересечения парабол для пар смежных сечений.

При этом очевидно, что в интервале значений $I_{\text{нб}}$ от нуля до $I_{i-1,i}$ в соответствии с критерием минимума приведенных затрат экономически целесообразно сооружение линии с сечением F_{i-1} , в диапазоне токов от $I_{i-1,i}$ до $I_{i,i+1}$ — с сечением F_i и, наконец, при $I_{\text{нб}} > I_{i,i+1}$ — с сечением F_{i+1} . Таким образом, вся совокупность возможных значений тока, соответствующего максимальной нагрузке линии, может быть разбита на интервалы, каждый из которых отвечает экономической целесообразности сооружения

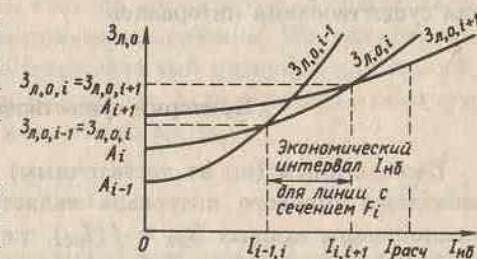


Рис. 11.8. Зависимости затрат на сооружение и эксплуатацию 1 км линии электропередачи от наибольшего тока в нормальном установившемся режиме для трех смежных сечений провода $F_{i-1} < F_i < F_{i+1}$ (к понятию экономических токовых интервалов)

линии с вполне определенным сечением провода из применяемого при данном $U_{\text{ном}}$ диапазона.

Если представленные на рис. 11.8 зависимости соответствуют заданным нам для проектирования ВЛ в качестве исходных данных (номинальное напряжение, число цепей, район сооружения, тип конструкции и материал опор, число часов использования максимальной нагрузки), то для выбора экономически целесообразного сечения провода достаточно отложить на оси абсцисс значение расчетного тока $I_{\text{расч}}$ (к определению которого мы еще вернемся) и посмотреть, в какой из интервалов это значение попадает. Так, например, если $I_{\text{расч}} > I_{i,i+1}$ (рис. 11.8), то выбирается стандартное сечение F_{i+1} , так как отвечающие этому сечению приведенные затраты при данном токе имеют меньшее значение, нежели затраты на сооружение и эксплуатацию линии с сечением $F_i < F_{i+1}$ и тем более с сечением $F_{i-1} < F_i$.

Подход к выбору сечений проводов и жил кабелей на основе построения "экономических токовых интервалов" был предложен еще в 1945 г. В.М. Блок [50] и получил дальнейшее развитие и практическое применение вплоть до появления в справочной литературе соответствующих таблиц граничных токов [5]. Вместе с тем в ряде случаев мы сталкиваемся с ситуацией, когда по тем или иным причинам экономический интервал для какого-либо из сечений не существует. Поэтому, прежде чем говорить о дальнейшем развитии метода, необходимо выяснить, когда такая ситуация может возникнуть, т.е. выявить условия существования интервалов.

Критерии существования интервалов

Необходимым (но не достаточным) условием существования экономического токового интервала является наличие точек пересечения каждой пары кривых $\mathcal{Z}_{\text{ло}} = f(I_{\text{нб}})$, т.е. выполнение неравенств (11.28) и (11.29). Применительно к одной паре парабол, например для сечений F_i и F_{i+1} , условие (11.28) с учетом (11.26) запишется в виде

$$(E_{\text{н}} + a_{\text{л}})K_{0i+1} + \varepsilon_{\text{э}}'' \Delta P_{\text{кор}0i+1} \cdot 8760 > > (E_{\text{н}} + a_{\text{л}})K_{0i} + \varepsilon_{\text{э}}'' \Delta P_{\text{кор}0i} \cdot 8760. \quad (11.28a)$$

Как известно, среднегодовые потери на корону при прочих равных условиях тем меньше, чем больше сечение провода и вместе с тем его диаметр, т.е. при $F_{i+1} > F_i > F_{i-1}$ имеем

$$\Delta P_{\text{кор}0i+1} < \Delta P_{\text{кор}0i} < \Delta P_{\text{кор}0i-1}. \quad (11.30)$$

С учетом этого неравенства перепишем (11.28a) следующим образом:

$$(E_{\text{н}} + a_{\text{л}})(K_{0i+1} - K_{0i}) > \varepsilon_{\text{э}}''(\Delta P_{\text{кор}0i} - \Delta P_{\text{кор}0i+1}) \cdot 8760. \quad (11.28б)$$

В правой части этого неравенства разность потерь на корону в соответствии с (11.30) положительна. Очевидно, левая часть неравенства тоже должна быть положительной величиной, для чего необходима положительность разности стоимостей сооружения 1 км линий с сечениями F_{i+1} и F_i . Обобщая этот вывод на обе пары смежных сечений, получим еще одно необходимое условие:

$$K_{0i-1} < K_{0i} < K_{0i+1}. \quad (11.31)$$

Из рассмотрения условия (11.29) с учетом (11.27) вытекает, что погонные активные сопротивления должны удовлетворять неравенству

$$r_{0i-1} > r_{0i} > r_{0i+1}, \quad (11.29a)$$

что для последовательно возрастающего ряда сечений всегда обеспечивается, аналогично условию (11.30).

Таким образом, для того чтобы обе пары кривых $\mathcal{Z}_{\text{ло}} = f(I_{\text{нб}})$ для смежных сечений имели точки пересечения, необходимо и достаточно выполнения условий (11.28б) и (11.31). Для линий тех номинальных напряжений, для которых допустимо пренебречь потерями на корону, из указанных двух условий остается лишь последнее. Однако выполнение условий (11.28б) и (11.31) еще не гарантирует существования интервала для каждого из рассматриваемых сечений. Из рассмотрения рис. 11.8 вытекает, что экономический токовый интервал для линии с сечением F_i существует только в том случае, если разность граничных токов $I_{i,i+1}$ и $I_{i-1,i}$ положительна или, что то же, если

$$I_{i,i+1} > I_{i-1,i}. \quad (11.32)$$

Значения этих граничных токов могут быть определены из условия равноэкономичности сооружения вариантов линий со смежными сечениями. Действительно, верхней границе интервала для линии с сечением F_i соответствует равенство $\mathcal{Z}_{\text{ло}i} = \mathcal{Z}_{\text{ло}i+1}$, раскрывая которое с учетом (11.25a) получим

$$A_i + B_i I_{i,i+1}^2 = A_{i+1} + B_{i+1} I_{i,i+1}^2,$$

откуда

$$I_{i,i+1} = \sqrt{\frac{A_{i+1} - A_i}{B_i - B_{i+1}}}. \quad (11.33)$$

Аналогично, из условия $\mathcal{Z}_{\text{до}i-1} = \mathcal{Z}_{\text{до}i}$ для нижней границы интервала получим

$$I_{i-1,i} = \sqrt{\frac{A_i - A_{i-1}}{B_{i-1} - B_i}}. \quad (11.33a)$$

С учетом полученных выражений граничных токов условие (11.32) примет вид

$$\frac{A_{i+1} - A_i}{B_i - B_{i+1}} > \frac{A_i - A_{i-1}}{B_{i-1} - B_i}. \quad (11.32a)$$

Условия (11.28), (11.29) в совокупности с (11.32a) составляют необходимые и достаточные условия существования экономического интервала токов для линии с сечением F_i .

Теперь нам остается от общего вида записи условия (11.32a) перейти к его конкретному выражению через параметры, входящие в уравнение затрат (11.25), т.е. раскрыть выражения коэффициентов A и B в соответствии с выражениями (11.26) и (11.27). При этом левая часть неравенства (11.32a) примет вид

$$\frac{A_{i+1} - A_i}{B_i - B_{i+1}} = \frac{(E_H + a_L)(K_{0i+1} - K_{0i}) + \alpha_3'' 8760(\Delta P_{\text{кор}0i+1} - \Delta P_{\text{кор}0i})}{3\alpha_3' \tau \cdot 10^{-3}(r_{0i} - r_{0i+1})} \quad (11.34)$$

или, вынося за скобку совокупность параметров, обозначенную ранее через σ [см. выражение (11.22)], и множитель 1000 и меняя знаки во втором слагаемом, получим

$$\frac{A_{i+1} - A_i}{B_i - B_{i+1}} = 1000\sigma \left[\frac{K_{0i+1} - K_{0i}}{r_{0i} - r_{0i+1}} - \frac{\alpha_3'' \cdot 8760}{E_H + a_L} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кор}0i} - \Delta P_{\text{кор}0i+1}}{r_{0i} - r_{0i+1}} \right]. \quad (11.34a)$$

В аналогичной форме запишем и правую часть (11.32a):

$$\frac{A_i - A_{i-1}}{B_{i-1} - B_i} = 1000\sigma \left[\frac{K_{0i} - K_{0i-1}}{r_{0i-1} - r_{0i}} - \frac{\alpha_3'' \cdot 8760}{E_H + a_L} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кор}0i-1} - \Delta P_{\text{кор}0i}}{r_{0i-1} - r_{0i}} \right]. \quad (11.34b)$$

С учетом выражений (11.34a) и (11.34b) неравенство (11.32a) примет вид

$$\frac{K_{0i+1} - K_{0i}}{r_{0i} - r_{0i+1}} - \frac{K_{0i} - K_{0i-1}}{r_{0i-1} - r_{0i}} > \frac{\alpha_3'' \cdot 8760}{E_H + a_L} \left[\frac{\Delta P_{\text{кор}0i} - \Delta P_{\text{кор}0i+1}}{r_{0i} - r_{0i+1}} - \frac{\Delta P_{\text{кор}0i-1} - \Delta P_{\text{кор}0i}}{r_{0i-1} - r_{0i}} \right]. \quad (11.326)$$

В случае пренебрежения потерями на корону выражение (11.326) значительно упрощается и принимает вид [51]

$$\frac{K_{0i+1} - K_{0i}}{r_{0i} - r_{0i+1}} > \frac{K_{0i} - K_{0i-1}}{r_{0i-1} - r_{0i}}, \quad (11.32b)$$

или в безразмерном виде

$$\frac{K_{0i+1} - K_{0i}}{K_{0i} - K_{0i-1}} > \frac{r_{0i} - r_{0i+1}}{r_{0i-1} - r_{0i}}. \quad (11.32г)$$

Таким образом, условия (11.286), (11.31), (11.326) в общем случае или (11.31) и (11.32b) в частном случае (для линий с $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ, где можно пренебречь потерями на корону) являются необходимыми и достаточными для существования экономического интервала токов для линии с сечением проводов F_i , если смежными являются сечения $F_{i-1} < F_i$ и $F_{i+1} > F_i$.

В качестве одного из примеров отсутствия экономического интервала можно привести результаты расчетов для одноцепной ВЛ 110 кВ, сооружаемой на железобетонных опорах в I районе по гололеду в европейской части страны с сечениями 70—240 мм² при $T_{\text{нб}} = 5000$ ч/год ($\tau = 3411$ ч/год, $\alpha_3' = 0,022$ руб/(кВт·ч)). Исходные данные для построения зависимостей $\mathcal{Z}_{\text{до}i} = f(I_{\text{нб}})$ представлены в табл. 11.5.

Т а б л и ц а 11.5. Значения переменных параметров и коэффициентов формулы затрат для одноцепной ВЛ 110 кВ на железобетонных опорах, сооружаемой в I районе по гололеду европейской части России ($T_{\text{нб}} = 5000$ ч/год)

Марка провода	F_b мм ²	K_{0i} тыс.руб/км	A_b тыс.руб. км·год	r_{0b} Ом/км	B_b тыс.руб. км·год·А ²
АС 70/11	70	10,5	1,554	0,429	96,579
АС 95/16	95	11,1	1,643	0,306	68,889
АС 120/19	120	10,8	1,598	0,249	56,056
АС 150/24	150	11,5	1,702	0,198	44,575
АС 185/29	185	12,6	1,865	0,162	36,470
АС 240/32	240	14,0	2,072	0,121	27,240

Анализируя данные табл. 11.5, можно заметить, что для линии с любым сечением условие (11.29a) действительно выполняется, т.е. крутизна парабол

$Z_{л0i} = f(I_{нб})$ с увеличением F_i уменьшается. Вместе с тем условие (11.31) для линии с сечением 95 мм² не выполняется, так как $K_{0(95)} > K_{0(120)}$. Это означает, что параболы $Z_{л0(95)}$ и $Z_{л0(120)}$ не имеют точки пересечения и при любом значении $I_{нб}$ $Z_{л0(95)} > Z_{л0(120)}$, т.е. экономический интервал для линии с сечением 95 мм² отсутствует и использование данного сечения при рассмотренных исходных параметрах и условиях нецелесообразно.

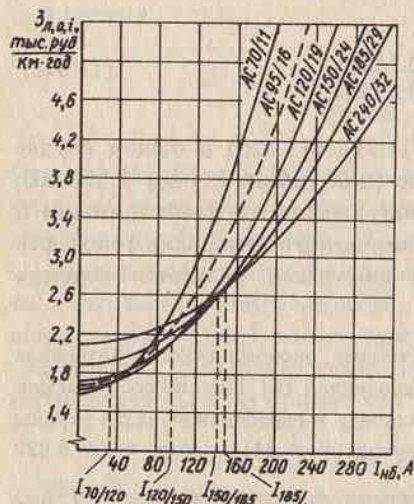


Рис. 11.9. Зависимости затрат на сооружение и эксплуатацию 1 км ВЛ 110 кВ, сооружаемой в I районе по гололеду европейской части страны на одноцепных железобетонных опорах при $T_{нб} = 5000$ ч/год, от максимальной нагрузки линии для стандартных марок проводов (штриховой линией показана зависимость $Z_{л0} = f(I_{нб})$ для линии с проводами АС 95/16, для которой отсутствует экономический интервал)

ний для каждого номинального напряжения [22], отметим только, что в результате этой работы выявлена целесообразность унификации номенклатуры про-

Построенные по данным табл. 11.5 зависимости показаны на рис. 11.9, причем кривая для линии с сечением 95 мм² в отличие от остальных изображена штриховой линией. Абсциссы точек пересечения парабол, соответствующие границам экономических интервалов, имеют следующие значения (с округлением до целого числа): $I_{70/120} = 33$ А, $I_{120/150} = 95$ А, $I_{150/185} = 142$ А, $I_{185/240} = 150$ А.

Сопоставляя эти значения, мы видим, что экономический интервал значений $I_{нб}$ для линии с сечением 185 мм² значительно уже, чем для линий с сечениями 70, 120, 150 и 240 мм². Это приводит к мысли о возможности отказа от рассмотрения этого сечения при проектировании данной ВЛ. Такая ситуация не является исключительной, что логически привело к выполнению исследований, целью которых явилась разработка *сокращенной номенклатуры сечений* для ВЛ 35–750 кВ. Не останавливаясь здесь подробно на преимуществах и недостатках сокращения числа применяемых стандартных сече-

* Верхняя граница интервала для линии с максимальным для данного номинального напряжения сечением может быть установлена в результате определения точки пересечения кривой $Z_{л0}$ для данной линии с кривой для линии следующего, более высокого номинального напряжения с минимальным сечением (в нашем случае 220 кВ и 240 мм²).

водов одновременно с проведением новой унификации опор ВЛ. При этом ВГПИ и НИИ "Энергосетьпроект" рекомендует для ВЛ 110 кВ применение лишь трех сечений (70, 120, 240 мм²), а для линий 220–750 кВ — по два сечения (при количестве проводов в расщепленной фазе 2, 3 и 5 соответственно для линий 330, 500 и 750 кВ).

Таблицы верхних границ экономических токовых интервалов, дифференцированные по трем группам ОЭС, при полной и сокращенной номенклатурах сечений ВЛ 35–750 кВ представлены в [5]. Там же на основе границ токовых интервалов даны границы интервалов активной мощности для $T_{нб} = 4000 \div 6000$ ч и $\cos \varphi = 0,9$, рассчитанные при напряжении $1,05 U_{ном}$ для ВЛ 35–220 кВ и при $U_{ном}$ для ВЛ 330 и 500 кВ. В качестве примера на рис. 11.10 представлены зависимости предельных экономических мощностей $P_{пр.эк}$ (верхних границ экономических интервалов) на одну цепь линии от сечения проводов ВЛ 35–220 кВ для ОЭС европейской зоны ЕЭС России (значения $P_{пр.эк}$ обозначены кружком), ОЭС Казахстана и Средней Азии (значения обозначены треугольником) и ОЭС Сибири (значения обозначены квадратом). На рис. 11.10, а эти зависимости соответствуют усредненным значениям $P_{пр.эк}$ для различных типов опор (одно- и двухцепные), материала опор (сталь, железобетон) и районов по гололеду (I–IV) для ВЛ 35 и 110 кВ. Для ВЛ 220 кВ на рис. 11.10, б выделены

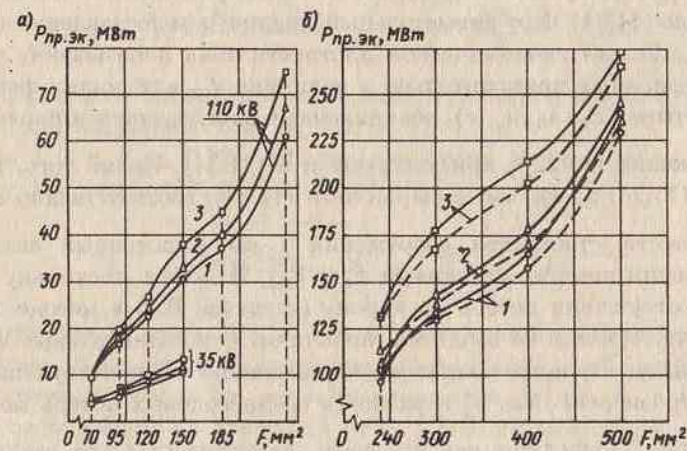


Рис. 11.10. Зависимости предельных экономических мощностей воздушных линий электропередачи от сечения провода (на одну цепь) для ОЭС европейской части страны (1), ОЭС Казахстана и Средней Азии (2) и ОЭС Сибири (3):

а — 35 и 110 кВ; б — 220 кВ (— — ВЛ на одноцепных опорах, - - - - ВЛ на двухцепных опорах)

зависимости для линий, сооружаемых на одноцепных (сплошные линии) и на двухцепных опорах (штриховые линии).

Анализ данных, представленных на рис. 11.10, показывает, что для максимальных из применяемых при данном $U_{\text{ном}}$ сечений провода усредненные значения $P_{\text{пр.эк}}$ в зависимости от района сооружения составляют:

- для ВЛ 35 кВ 10,5—13 МВт,
- для ВЛ 110 кВ 61—75 МВт,
- для ВЛ 220 кВ 230—272 МВт,

причем меньшие цифры соответствуют ОЭС европейской части страны, а большие — ОЭС Сибири. Эти цифры полезно запомнить в качестве дополнительного ориентира при выборе номинального напряжения для линий районных электрических сетей.

Универсальные номограммы

Полученная выше общая формула (11.33) для определения верхней границы экономического интервала не позволяет оценить совокупность факторов, влияющих на величину $I_{i,i+1}$. Для того чтобы сделать такую оценку, нужно рассмотреть подкоренное выражение в правой части (11.33), где коэффициенты A и B раскрыты в соответствии с (11.26) и (11.27). Соответствующее выражение было получено выше и обозначено номером (11.34). Его внимательный анализ и сопоставление с формулой (11.20) для экономической плотности тока показывают, что из числа выявленных применительно к величине $J_{\text{эк}}$ влияющих факторов первые четыре (E_n , a_n , z_n , τ), объединенные впоследствии в параметр σ [см. выражение (11.22)], присутствуют и в (11.34). Кроме того, вместо K_0'' и ρ в (11.20) здесь, т.е. в выражении (11.34), соответственно выступают разности стоимостей сооружения 1 км и погонных активных сопротивлений линий с сечениями F_i и F_{i+1} . Наконец, поскольку допущение об отсутствии потерь на корону (в случае ВЛ) в методе экономических интервалов не вводится, появляются дополнительные факторы, связанные с учетом затрат на компенсацию соответствующих потерь электроэнергии, т.е. z_n'' и разность среднегодовых потерь мощности на корону. Последние, как мы знаем, не одинаковы для различных районов сооружения ВЛ. Короче говоря, число влияющих на значение $I_{i,i+1}$ факторов еще больше, нежели в случае экономической плотности тока, и соответственно существенно больше число возможных сочетаний этих факторов.

Как уже было сказано выше, на практике при проектировании

пользуются таблицами верхних границ экономических токовых интервалов [5], которые дифференцируют значения $I_{i,i+1}$ по:

- номинальным напряжениям (35—750 кВ),
- типа опор (одно- и двухцепные),
- материалу опор (сталь, железобетон),
- районам по гололеду (только для ВЛ 35 и 110 кВ — I и II или III и IV),
- трем группам ОЭС, указанным выше.

Нетрудно видеть, что среди перечисленных факторов отсутствует главнейший в смысле широты диапазона изменения, а именно число часов использования максимальной нагрузки ($T_{\text{нб}}$) или являющееся его функцией время потерь (τ). И это не случайно, так как учет этого фактора в виде, например, некоторого дискретного ряда из N значений потребовал бы увеличения числа таблиц в N раз. Избежать этой необозримости информации частично позволяют предложенные В.М. Блок так называемые "универсальные номограммы", которые базируются на уже известном нам из рассмотрения экономической плотности тока приеме представления граничного тока $I_{i,i+1}$ в виде линейной функции, аргументом которой является $\sigma^{0,5}$:

$$I_{i,i+1} = K_{i,i+1} \sigma^{0,5}, \quad (11.35)$$

где в соответствии с (11.34а)

$$K_{i,i+1} = \sqrt{10^3 \left[\frac{K_{0i+1} - K_{0i}}{r_{0i} - r_{0i+1}} - \frac{z_n'' \cdot 8760}{E_n + a_n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кор0i}} - \Delta P_{\text{кор0i+1}}}{r_{0i} - r_{0i+1}} \right]} \quad (11.36)$$

— коэффициент, определяющий наклон граничной прямой по отношению к горизонтальной оси, $A/(\text{кВт/руб})^{0,5}$.

Для ВЛ с $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ, где допустимо не учитывать потери на корону, выражение (11.36) упрощается до следующего:

$$K_{i,i+1} = \sqrt{10^3 \frac{K_{0i+1} - K_{0i}}{r_{0i} - r_{0i+1}}} = \sqrt{10^3 \Delta K_{i,i+1} / \Delta r_{i,i+1}} \quad (11.36a)$$

В отличие от рис. 11.7, б, где прямые соответствовали различным значениям $k_{\text{эк}}$, в данном случае каждая прямая $I_{i,i+1} = f(\sigma^{0,5})$ отвечает паре сечений, имеющих экономические интервалы, и представляет собой отображение на плоскости ($\sigma^{0,5}$, $I_{\text{нб}}$) всего многообразия возможных значений граничных токов, получающихся при вариации параметров, входящих в σ , в диапазоне от $\sigma_{\text{мин}}^{0,5}$ до $\sigma_{\text{макс}}^{0,5}$. Совокупность этих прямых делит плоскость ($\sigma^{0,5}$, $I_{\text{нб}}$) на секторы, в каждом из которых экономически целесообразно применение того или иного из сечений, соответствующих данному номинальному напряжению.

Таким образом, вместо множества таблиц для разных $T_{нб}$ и районов сооружения для линии данного номинального напряжения и конструктивного выполнения (на одно- или двухцепных стальных или железобетонных опорах, или на одноцепных деревянных опорах) для каждого из районов по гололеду (I–IV) можно использовать единственную "номограмму", которой в этом смысле можно с некоторой долей условности присвоить наименование "универсальной".

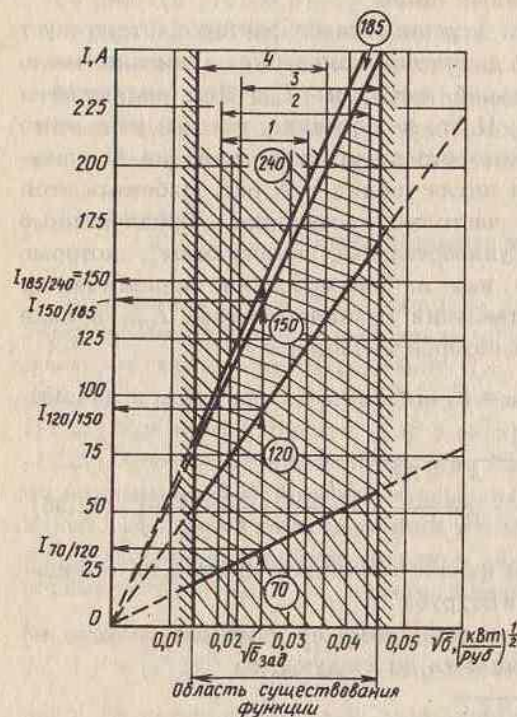


Рис. 11.11. Универсальная номограмма для выбора сечения провода одноцепной ВЛ 110 кВ на железобетонных опорах (I район по гололеду):

1, 2, 3, 4 - диапазоны изменения $\sigma^{0,5}$ для групп ОЭС в соответствии с их нумерацией в табл. 11.3

любых точек внутри данной зоны. Любая прямая в границах области существования функции, параллельная оси ординат плоскости ($\sigma^{0,5}$, $I_{нб}$), проходящая через точку на оси абсцисс, соответствующую некоторому заданному значению $\sigma^{0,5} = \sigma_{зад}^{0,5}$, является отображением

В качестве примера на рис. 11.11 показана такого рода "номограмма", построенная для условий, соответствующих рассмотренному ранее примеру (ВЛ 110 кВ на одноцепных железобетонных опорах, I район по гололеду), с выделением диапазонов изменения $\sigma^{0,5}$ (аналогично рис. 11.7, б) для четырех групп ОЭС согласно данным табл. 11.3. Результаты вычисления значений $K_{i,i+1}$ в соответствии с (11.36а) по данным табл. 11.5 представлены в табл. 11.6.

На рис. 11.11 мелкой штриховкой выделены абсолютные границы области существования функции $I_{i,i+1} = f(\sigma^{0,5})$ и в пределах этой области более крупно заштрихованы зоны, в каждой из которых в круге указано значение сечения провода, применение которого экономически целесообразно для тех расчетных токов и значений $\sigma^{0,5}$, которые соответ-

горизонтальной оси плоскости ($I_{нб}$, $\sigma_{зад}^{0,5}$), показанной на рис. 11.9. Проекция на ось ординат точек пересечения такой прямой с наклонными прямыми $I_{i,i+1} = f(\sigma^{0,5})$ отвечают значениям граничных токов, определенных для конкретного сочетания параметров, входящих в $\sigma_{зад}^{0,5}$.

Таблица 11.6. Результаты определения коэффициентов для построения универсальной номограммы для ВЛ 110 кВ на одноцепных железобетонных опорах (I район по гололеду)

F_i/F_{i+1} , мм²/мм²	70/120	120/150	150/185	185/240
$\Delta K_{i+1,i}$, руб/км	300	700	1100	1400
$\Delta r_{i+1,i}$, Ом/км	0,180	0,051	0,036	0,041
$K_{i+1,i}$, А/(кВт/руб) ^{0,5}	1291	3705	5528	5843

Так, например, для уже рассматривавшихся ранее исходных данных (европейская часть страны, $T_{нб} = 5000$ ч/год, $\tau = 3411$ ч/год, $z'_3 = 0,022$ руб/(кВт·ч), $a_l = 0,028$ 1/год) значение $\sigma_{зад}^{0,5}$ составляет 0,02564 (кВт/руб)^{0,5}. Прямая, проведенная параллельно оси токов через точку на оси абсцисс, соответствующую этому значению $\sigma^{0,5}$, пересекается с граничными прямыми в точках, ординаты которых равны значениям граничных токов, отмеченным на рис. 11.9, а именно:

$$I_{70/120} = 33 \text{ А}, I_{120/150} = 95 \text{ А}, I_{150/185} = 142 \text{ А}, I_{185/240} = 150 \text{ А}.$$

Напомним, что ранее нами было выявлено отсутствие экономического интервала для линии рассматриваемого типа с сечением 95 мм², в связи с чем на рис. 11.11 фигурируют лишь зоны для остальных сечений.

Теперь, видимо, становится окончательно ясен смысл термина "номограмма" применительно к решению задачи выбора сечения провода с помощью выделенных на рис. 11.11 зон экономически целесообразного применения того или иного сечения. Действительно, оперируя двумя координатами $I_{расч}$ и $\sigma_{зад}^{0,5}$, мы определяем на рис. 11.11 точку, положение которой внутри одной из зон однозначно идентифицирует целесообразное сечение. Так, например, если $\sigma_{зад}^{0,5} = 0,02564$ (кВт/руб)^{0,5} и $I_{расч} = 175$ А, то соответствующая точка попадает в зону сечения 240 мм², а при $\sigma_{зад}^{0,5} = 0,04$ (кВт/руб)^{0,5}, что соответствует выделенным диапазонам для ОЭС Казахстана и Средней Азии (2) и

ОЭС Сибири (3), она попадет в зону сечения 150 мм². Для значения расчетного тока 75 А при $\sigma_{\text{зад}}^{0,5} \geq 0,02$ (кВт/руб)^{0,5} оптимальным будет сечение 120 мм², а для $I_{\text{расч}} = 25$ А при тех же значениях $\sigma^{0,5} - 70$ мм² и т.п.

Итак, наступил момент, когда мы вплотную подошли к рассмотрению последнего, не ясного до сих пор момента, связанного с определением расчетного тока, значение которого служит основой для выбора сечения при использовании как метода экономической плотности тока, так и метода экономических интервалов.

Определение расчетного тока

Постоянный рост электропотребления сказывается на питающих электрических сетях, с одной стороны, в необходимости их усиления и увеличения пропускной способности за счет сооружения дополнительных элементов (линий, подстанций) и выполнения некоторых реконструктивных мероприятий (перевод на более высокое напряжение, замена проводов и т.п.). С другой стороны, уже существующая сеть испытывает на себе постепенное, но необратимое увеличение нагрузки. Поэтому при проектировании необходимо учитывать то обстоятельство, что максимальная нагрузка любой линии сети изменяется от года к году по некоторому закону в течение определенного расчетного периода длительностью T , т.е. $I_{\text{нб}} = f(t)$, где время t в годах лежит в диапазоне от 1 до T .

Кроме того, при определении расчетной нагрузки линии следует учесть и то, что как в течение суток, так и в годовом разрезе разные линии загружены по-разному, т.е. имеют отличающиеся суточные и годовые (по продолжительности) графики нагрузки, что, в свою очередь, характеризуется различием числа часов использования наибольшей нагрузки ($T_{\text{нб}}$). И наконец, моменты, когда линия несет максимальную нагрузку, могут и не совпадать с моментом прохождения максимума в системе, что формально выражается в отличии коэффициента k_M от единицы (см. § 10.4).

С учетом сказанного расчетная токовая нагрузка линии ($I_{\text{расч}}$) в соответствии с современными рекомендациями ВГПИ и НИИ "Энергосетьпроект" [5] должна определяться по выражению

$$I_{\text{расч}} = \alpha_I \alpha_T I_{\text{нб}(5)}, \quad (11.37)$$

где α_I — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии; $\alpha_T = f(T_{\text{нб}}, k_M)$ — коэффициент, учитывающий

число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы*; $I_{\text{нб}(5)}$ — прогнозируемая максимальная токовая нагрузка линии в пятом году ее эксплуатации в нормальном установившемся режиме.

Расчетное выражение для определения коэффициента α_I при известном законе изменения $I_{\text{нб}}$ по годам эксплуатации в течение периода T имеет вид

$$\alpha_I = \sqrt{\sum_{t=1}^T (I_{*t}^2 - I_{*t-1}^2) / (1 + E_{\text{н.п}})^{t-1}}, \quad (11.38)$$

где $I_{*t} = I_{\text{нб}(t)} / I_{\text{нб}(5)}$, $I_{*t-1} = I_{\text{нб}(t-1)} / I_{\text{нб}(5)}$ — относительные значения максимальной нагрузки линии в год t и предшествующий соответственно; $E_{\text{н.п}}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат (см. § 10.3).

Обычно при проектировании точный закон изменения $I_{\text{нб}}$ по годам эксплуатации не известен, а заданными являются значения $I_{\text{нб}}$ на определенные расчетные сроки развития сети. Как правило, ими являются первый, пятый и десятый год эксплуатации и соответственно в нашем распоряжении имеются значения $I_{\text{нб}(1)}$, $I_{\text{нб}(5)}$ и $I_{\text{нб}(10)}$; а выражение для расчета коэффициента α_I принимает вид

$$\alpha_I = \sqrt{0,15 + 0,13(I_{*1} + 0,3)^2 + 0,55(I_{*10} + 0,07)^2}, \quad (11.38a)$$

где $I_{*1} = I_{\text{нб}(1)} / I_{\text{нб}(5)}$ и $I_{*10} = I_{\text{нб}(10)} / I_{\text{нб}(5)}$.

На практике при возрастающей нагрузке значения I_1 лежат в диапазоне от 0,2 до 1,0, а I_{*10} — от 1 до 2. При этом значения α_I меняются от 0,9 (при $I_{*1} = 0,2$ и $I_{*10} = 1,0$) до 1,65 (при $I_{*1} = 1$ и $I_{*10} = 2$). Для линий 110–220 кВ значение α_I рекомендуется принимать равным 1,05. Это значение соответствует среднестатистическим темпам роста нагрузок таких сетей [5].

Значения коэффициента α_T для ВЛ с $U_{\text{ном}} \leq 330$ кВ определяются по табл. 11.7 в зависимости от величин $T_{\text{нб}}$ и k_M .

* При использовании для выбора сечений метода экономической плотности тока коэффициент α_T принимается равным единице.

Таблица 11.7. Усредненные значения
коэффициента α_T для ВЛ 35—330 кВ

k_M	$T_{\text{нб}}, \text{ч/год}$		
	до 4000	4000-6000	> 6000
1,0	0,8	1,0	1,3
0,8	0,9	1,2	1,6
0,6	1,1	1,5	2,2

При $k_M \leq 0,5$, что характерно для некоторых линий, несущих максимальную нагрузку в часы ночного провала графика суммарной нагрузки энергосистемы, рекомендуется принимать $\alpha_T = 0,4$.

Итак, мы познакомились с различными методами выбора сечений проводов и жил кабелей. При использовании любого из них найденное оптимальное сечение должно быть проверено на удовлетворение техническим ограничениям. Как уже упоминалось, часть этих ограничений может быть общей для линий различных классов напряжения и типов, другая часть — разной. Задачей следующего параграфа и является рассмотрение таких ограничений и выделение их совокупности применительно к различным линиям электропередачи.

§ 11.4. УЧЕТ ТЕХНИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРИ ВЫБОРЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ОТДЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Общие положения

В процессе эксплуатации провода ВЛ и силовые кабели, а также их изоляция подвергаются ряду опасных или нежелательных воздействий, к числу которых относятся:

- повышенные механические нагрузки, вызванные природными факторами (например, ветер и гололедообразование на проводах ВЛ) или электродинамическими силами при коротких замыканиях (КЗ);
- чрезмерный нагрев в длительном установившемся режиме и при коротких замыканиях;
- внутренние (коммутационные) и грозовые перенапряжения.

Выбранные по условиям экономической целесообразности сечения отнюдь не всегда достаточны для того, чтобы токоведущие элементы и изоляция линий электропередачи работали в условиях, гарантирую-

щих их стойкость к перечисленным выше воздействиям в течение расчетного срока службы. Поэтому окончательный выбор сечения можно сделать только после проверки выполнения условий, обеспечивающих нормальную эксплуатацию линии.

Кроме того, с величиной сечения связан еще ряд факторов, учет которых необходим для обеспечения требуемых характеристик линии по отношению к окружающей среде, к электроснабжающей системе и к потребителям электроэнергии. Здесь имеются в виду, во-первых, нежелательные последствия явления коронирования проводов ВЛ, вызывающего не только дополнительный расход энергоносителей на электростанциях системы на покрытие потерь на корону, но и вредное экологическое влияние ВЛ с точки зрения создания ими при коронировании помех радио- и телевизионному приему, а также акустического шума. Во-вторых, геометрические характеристики линии и в том числе, величина сечения токоведущих элементов определяют, как мы знаем из гл. 4, ее погонные электрические параметры, которые, в свою очередь, влияют на величину падения напряжения на продольном сопротивлении схемы замещения линии. В местных электрических сетях, где, как правило, отсутствует возможность регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов на понижающих подстанциях 6—10/0,4 кВ, для обеспечения требуемого качества напряжения на зажимах электроприемников потери напряжения от шин источника питания до наиболее удаленных точек сети не должны превышать определенной допустимой величины ($\Delta U_{\text{доп}}$). Одним из возможных средств обеспечения этого требования является увеличение сечения проводов и жил кабелей, поэтому для таких сетей после выбора сечений по условиям экономической целесообразности обязательной является их проверка на обеспечение установленной величины $\Delta U_{\text{доп}}$.

Наконец, в местных сетях, защищаемых от перегрузок и коротких замыканий предохранителями и автоматическими выключателями, требуется согласовывать выбор сечения проводников с характеристиками защитных аппаратов с целью избежать повреждений токоведущих элементов вследствие недопустимого нагрева до момента срабатывания защитного аппарата.

Рассмотренный комплекс дополнительных технических условий, влияющих на выбор сечений токоведущих элементов линий электропередачи, весьма разнообразен по своей физической природе, и каждое из них требует отдельного рассмотрения. Так, вопросы механического расчета проводов и тросов ВЛ подробно изучаются в курсе "Конструкции воздушных линий электропередачи", условия коронирования проводов ВЛ и меры по ограничению этого явления — в курсе "Изоляция и перенапряжения в электрических системах", электродинамичес-

кая и термическая стойкость проводников — при изучении электромагнитных переходных процессов и т.п. Поэтому, не пытаясь подменить существующую учебную литературу по этим вопросам, ниже мы коснемся их лишь в той мере, в какой это необходимо для формального выполнения проверки выбранных по условиям экономической целесообразности сечений проводов и жил кабелей на удовлетворение перечисленных ограничений.

Условия механической прочности

Итак, формально проверка экономически целесообразного сечения ($F_{\text{эк}}$) по условию механической прочности должна осуществляться путем его сопоставления с сечением, минимально допустимым по данному условию ($F_{\text{мин.мех}}$), т.е. проверяется выполнение неравенства

$$F_{\text{эк}} \geq F_{\text{мин.мех}} \quad (11.39)$$

В соответствии с ПУЭ ([3, п. 2.4.12]) для ВЛ до 1 кВ установлены следующие значения $F_{\text{мин.мех}}$ для проводов из различных материалов: алюминиевых — 16 мм²; сталеалюминиевых и биметаллических — 10 мм²; стальных многопроволочных — 25 мм².

Для стальных однопроволочных проводов установлен минимальный диаметр 4 мм. Напомним (см. § 11.26), что в большинстве случаев сечения линий напряжением до 1 кВ по экономической плотности не выбираются, поэтому условия механической прочности для них могут оказаться определяющими по сравнению с другими условиями, рассматриваемыми далее.

По условиям механической прочности на ВЛ с $U_{\text{ном}} > 1$ кВ применяются многопроволочные провода и тросы. Соответствующие значения $F_{\text{мин.мех}}$ для алюминиевых, сталеалюминиевых и стальных проводов при различной толщине стенки гололеда и при отсутствии или наличии пересечений с инженерными сооружениями (линиями связи, надземными трубопроводами, канатными дорогами и т.п.) приведены в ПУЭ ([3], табл. 2.5.4). Однако проверка по условию (11.39) для линий с $U_{\text{ном}} > 1$ кВ, как правило, не производится, так как в большинстве случаев значения $F_{\text{мин.мех}}$ оказываются меньше требуемых по другим условиям сечений. Лишь в отдельных случаях при проектировании линий, питающих районы с малой плотностью нагрузки (например, сельские), или в случае больших переходов через водные пространства условие механической прочности может оказаться определяющим при выборе сечения. Более подробно эти вопросы будут рассмотрены в гл. 12.

Что касается проверки на электродинамическую стойкость, то она касается в основном шинных конструкций и токопроводов, воздушные

же линии для предупреждения схлестывания проводов при динамическом действии токов КЗ проверяются лишь в том случае, если ударный ток КЗ превышает 50 кА. Кроме того, для линий с расщепленными фазами в таких режимах должны быть проверены расстояния между распорками по продольной оси линии для предупреждения повреждения распорок и проводов при схлестывании (см. [3, п. 1.4.2]). Понятно, что в результате таких проверок корректируются такие геометрические параметры ВЛ, к числу которых сечение провода непосредственно не относится.

Условия длительно допустимого нагрева

В соответствии с "Правилами устройства электроустановок" [3] "проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями...". В первую очередь рассмотрим физический смысл ограничения по длительно допустимому нагреву применительно к **воздушным линиям** электропередачи.

Неизолированные провода воздушных линий электропередачи в процессе эксплуатации подвергаются нагреву протекающим по ним током, который изменяется в суточном разрезе в соответствии с графиком нагрузки линии. Процессу нагрева проводов и соответствующему росту их температуры противостоит их охлаждение окружающей воздушной средой. Условия охлаждения меняются как в течение суток, так и по сезонам года. Из физических соображений ясно, что наибольшая температура провода будет иметь место при сочетании максимальной нагрузки линии с наихудшими условиями ее охлаждения. Поэтому ПУЭ предписывают осуществлять проверку на нагрев *по получасовому максимуму тока*, наибольшему из средних получасовых токов графика нагрузки линии в таком режиме (нормальном, послеаварийном, ремонтном), когда переток мощности по линии наибольший по сравнению с другими ситуациями. Что же касается условий охлаждения, то для неизолированных проводов в качестве расчетной принимается температура воздуха +25°C.

Установившаяся температура нагрева провода ($T_{\text{пр}}$) при длительном протекании по нему тока I и температуре окружающей среды T_0 может быть определена из уравнения теплового равновесия, левая часть которого соответствует тепловыделению в проводе ($W_{\text{выд}}$), а правая — теплоотдаче от его поверхности в окружающую среду ($W_{\text{отв}}$) в единицу времени, т.е.

$$W_{\text{выд}} = W_{\text{отв}} \quad (11.40)$$

Для единицы длины фазы линии это уравнение имеет вид

$$Rr_0[1 + \alpha_T(T_{\text{пр}} - 20)] = cs_{\text{пр}}(T_{\text{пр}} - T_0), \quad (11.40a)$$

где r_0 — активное сопротивление 1 км провода согласно (4.64) и (4.65); $\alpha_T = 0,004 \text{ } 1/^\circ\text{C}$ — температурный коэффициент увеличения сопротивления; c — эквивалентный коэффициент теплоотдачи путем конвекции и лучеиспускания с единицы поверхности провода при разности температур провода и окружающей среды в 1°C , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; $s_{\text{пр}} = \pi D_{\text{пр}} \cdot 10^3$ — площадь поверхности провода длиной в 1 км, $\text{м}^2/\text{км}$.

Из (11.40a) вытекает связь между током и температурой нагрева провода:

$$I = \sqrt{cs_{\text{пр}}(T_{\text{пр}} - T_0)/r_0[1 + \alpha_T(T_{\text{пр}} - 20)]}. \quad (11.41)$$

При подстановке в (11.41) значения длительно допустимой температуры провода ($T_{\text{пр доп}}$) определяется значение длительно допустимого по условиям нагрева провода тока ($I_{\text{доп}}$) при заданной температуре воздуха T_0 :

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{cs_{\text{пр}}(T_{\text{пр доп}} - T_0)/r_0[1 + \alpha_T(T_{\text{пр доп}} - 20)]}. \quad (11.41a)$$

Из (11.41a) следует, что чем больше при прочих равных условиях температура окружающей среды, тем меньше длительно допустимая токовая нагрузка линии. Значения $I_{\text{доп}}$ определяются для расчетной температуры воздуха $T_0 = 25^\circ\text{C}$. Если фактические условия эксплуатации отличаются по значению температуры воздуха от расчетных условий*, то для новых условий с температурой T'_0 значение допустимого тока ($I'_{\text{доп}}$) может быть вычислено по уже известному значению $I_{\text{доп}}$ по формуле, вытекающей из (11.41a):

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{T_{\text{пр доп}} - T'_0}{T_{\text{пр доп}} - T_0}} = I_{\text{доп}} k_T, \quad (11.41b)$$

где k_T — поправочный коэффициент, учитывающий отличие фактической температуры воздуха от расчетной. Значения k_T приводятся в справочной литературе [5].

Для проводов воздушных линий электропередачи значение длительно допустимой температуры установлено на основе практики эксп-

* В зависимости от района сооружения линии средние значения наивысших температур могут колебаться от $+15^\circ\text{C}$ в северных районах СССР до $+35^\circ\text{C}$ в южных. При наличии статистических данных в качестве расчетной принимают среднемесячную для наиболее жаркого месяца температуру в 13 часов дня.

луатации и специальных исследований исходя из следующих соображений. При монтаже воздушной линии отдельные строительные длины провода сращиваются между собой с помощью специальных соединителей путем обжатия или опрессовки. Переходное сопротивление контакта в соединителе обычно увеличивается при окислении контактных поверхностей под действием кислорода воздуха. Процесс окисления идет тем интенсивнее, чем выше температура в месте соединения концов провода. В свою очередь, повышение электрического сопротивления контакта при том же протекающем токе приводит к еще большему нагреву. Перегрев соединителя может привести к снижению его механической прочности и даже к его разрушению при увеличении механической нагрузки.

Установлено, что для предотвращения таких аварий температура провода не должна превышать 70°C . Таким образом, значения длительно допустимых токов для проводов различных сечений определяются по (11.41a) при подстановке в эту формулу $T_{\text{пр доп}} = 70^\circ\text{C}$. В качестве примера на рис. 11.12 представлена усредненная зависимость длительно допустимого по условиям нагрева тока для ВЛ 35—220 кВ с одиночными сталеалюминиевыми проводами нормального ($F_{\text{ал}}/F_{\text{ст}} \approx 6$) и облегченного ($F_{\text{ал}}/F_{\text{ст}} \approx 8$) исполнения, построенная по данным ПУЭ [3]. Из рис. 11.12 видно, что при увеличении сечения алюминиевой части провода от 50 до 500 мм^2 , чему соответствует увеличение внешнего диаметра с 9,6 до 30,6 мм (примерно в 3,2 раза) и соответствующее увеличение поверхности провода, а также уменьшение погонного омического сопротивления с 0,603 до 0,06 Ом/км, значение длительно допустимого тока возрастает с 210 до 945 А, т.е. в 4,5 раза.

В соответствии с понятием $I_{\text{доп}}$ может быть введено и понятие длительно допустимой по условиям нагрева мощности:

$$S_{\text{доп}} = \sqrt{3} I_{\text{доп}} U_{\text{ном}}. \quad (11.42)$$

Зависимости $S_{\text{доп}}$ от сечения для ВЛ 35—220 кВ также показаны на рис. 11.12. Их анализ показывает, что допустимая мощность для линий 35 кВ меняется в диапазоне от 13 до 31 МВ·А, для линий 110 кВ — от 50 до 115 МВ·А, для линий 150 кВ — от 101 до 157 МВ·А, наконец, для линий 220 кВ — от 230 до 360 МВ·А. Если и здесь в качестве показателя средней величины экономически целесообразной передаваемой мощности использовать значения натуральной мощности (см. табл. 4.2), то из их сопоставления с граничными значениями $S_{\text{доп}}$ для линий рассмотренных номинальных напряжений вытекает, что *допустимая мощность значительно превосходит среднюю экономическую нагрузку воздушной линии*.

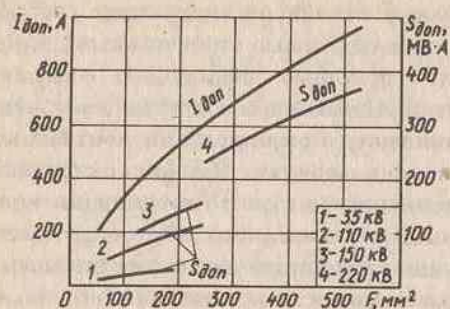


Рис. 11.12. Зависимости допустимых по условиям нагрева тока и мощности от сечения провода ВЛ 35-220 кВ

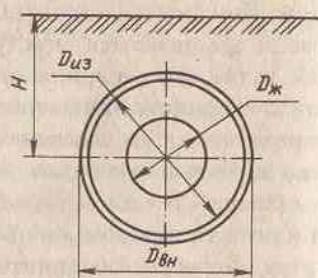


Рис. 11.13. Эскиз поперечного сечения одножильного кабеля, проложенного в грунте

Отсюда следует важный практический вывод о том, что проверку выбранных по условиям экономической целесообразности сечений проводов ВЛ по допустимому нагреву надо производить не для нормальных режимов, а для режимов, связанных с длительным протеканием по линии увеличенной мощности, т.е. в послеаварийных, ремонтных и аналогичных им режимах.

Перейдем теперь к рассмотрению кабельных линий. Условия теплоотвода от токопроводящих жил кабельных линий по сравнению с проводами воздушных линий значительно хуже в силу наличия твердой изоляции и защитных покровов и в силу их прокладки преимущественно в земляных траншеях либо непосредственно в грунте, либо в бетонных блоках, трубах и т.п. С другой стороны, необходимо учитывать, что диэлектрические свойства изоляции кабелей в процессе эксплуатации в первую очередь определяются тепловым режимом их работы. Для качественного анализа условий нагревания кабельных линий достаточно рассмотреть наиболее простой случай — одножильный кабель переменного тока, проложенный в грунте на глубине H от поверхности (рис. 11.13). Выделим в этом кабеле условно три основных элемента:

- токопроводящую жилу диаметром $D_{\text{ж}} = 2R_{\text{ж}}$;
- слой электрической изоляции с внешним диаметром $D_{\text{из}} = 2R_{\text{из}}$;
- металлическую оболочку вместе с защитными покровами с внешним диаметром $D_{\text{вн}} = 2R_{\text{об}}$, которые в дальнейшем для краткости будем называть просто оболочкой.

Обозначим температуру на поверхности жилы $T_{\text{ж}}$, температуру на поверхности слоя изоляции — $T_{\text{из}}$, температуру окружающей среды — T_0 .

Тепловое состояние любого элемента кабеля характеризуется уравнением теплового закона Ома [10]

$$\Delta T_{ij} = WR_{t,ij}, \quad (11.43)$$

где ΔT_{ij} — разность температур между цилиндрическими поверхностями с R_i и R_j соответственно, К; W — тепловой поток на единицу длины кабеля, создаваемый источником тепла внутри объема с радиусом R_i , Вт/м; $R_{t,ij}$ — тепловое сопротивление среды между указанными поверхностями на единицу длины кабеля, К·м/Вт.

Максимальная температура в изоляции имеет место непосредственно у поверхности жилы. Каковы же допустимые температуры нагрева изоляции кабеля? Чем определяются их значения? В первую очередь значение допустимой температуры изоляции ($T_{\text{из, доп}} = T_{\text{ж, доп}}$) определяется условиями ее старения и для существующих сейчас типов кабелей с номинальными напряжениями до 500 кВ значения $T_{\text{ж, доп}}$ лежат в диапазоне 50–90°C в зависимости от вида изоляции, типа и номинального напряжения кабеля. Аналогично $T_{\text{пр, доп}}$ для воздушной линии величина $T_{\text{ж, доп}}$ определяет нагрузочную способность кабеля, под которой понимается соответствующее этой температуре значение допустимого тока ($I_{\text{доп}}$) или мощности ($S_{\text{доп}}$). От величины допустимой температуры нагрева изоляции зависят также срок службы и надежность работы кабеля.

Каковы же источники теплоты, обуславливающие нагрев изоляции кабеля? Прежде всего это джоулевы потери в жиле, определяемые протекающим по ней током (I) и ее активным сопротивлением ($r_{\text{ж}}$). Обозначим потери в жиле на единицу длины кабеля через $\Delta P_{\text{ж}}$, а соответствующее активное сопротивление при $T_{\text{ж}} = T_{\text{ж, доп}}$ — через $r_{\text{ж0}}$. Тогда

$$\Delta P_{\text{ж}} = I^2 r_{\text{ж0}}. \quad (11.44)$$

Кроме того, источником теплоты являются и потери от вихревых токов в металлической оболочке, которые всегда можно выразить как некоторую долю потерь в жиле:

$$\Delta P_{\text{об}} = y_{\text{об}} \Delta P_{\text{ж}}. \quad (11.45)$$

Наконец, третьим источником теплоты в кабеле являются диэлектрические потери в изоляции $\Delta P_{\text{из}}$. Для единицы длины кабеля

$$\Delta P_{\text{из}} = U_{\text{ф}}^2 g_0, \quad (11.46)$$

где $U_{\text{ф}}$ — действующее значение рабочего напряжения относительно земли, $g_0 = b_0 \text{tg } \delta = \omega C_0 \text{tg } \delta$ — погонная активная проводимость, b_0 — погонная емкостная проводимость, C_0 — погонная емкость кабеля.

В свою очередь,

$$C_0 = 2\pi\epsilon_0\epsilon/G_{из}, \quad (11.47)$$

где $G_{из} = \ln(R_{из}/R_{ж})$ — геометрический фактор.

Тепловое состояние кабеля, согласно выражению (11.43) будет определяться также значениями *тепловых сопротивлений* его элементов и окружающей среды. Тепловое сопротивление изоляции на единицу длины кабеля определяется выражением

$$R_{из} = \sigma_{из}G_{из}/(2\pi),$$

где $\sigma_{из}$ — удельное тепловое сопротивление изоляции.

Аналогичным образом определяется тепловое сопротивление оболочки на единицу длины кабеля:

$$R_{об} = \sigma_{об}G_{об}/(2\pi),$$

где $G_{об} = \ln(R_{об}/R_{из})$ — геометрический фактор для оболочки; $\sigma_{об}$ — удельное тепловое сопротивление материала защитных покровов (тепловым сопротивлением самой металлической оболочки можно пренебречь).

Тепловое сопротивление окружающей кабель среды (в рассматриваемом случае — грунта) зависит от глубины прокладки кабеля (H) и его наружного диаметра ($D_{вн}$). Кроме того, оно пропорционально удельному тепловому сопротивлению грунта $\sigma_{гр}$ и может быть приближенно определено выражением

$$R_{то} = \sigma_{гр}G_{гр}/(2\pi),$$

где $G_{гр} \approx \ln(4H/D_{вн})$ — геометрический фактор для грунта, если поверхности кабеля и земли принять за изотермические.

Выяснив факторы, влияющие на тепловое состояние одножильного кабеля, проложенного в грунте в отсутствие внешних источников теплоты, можно составить его *тепловую схему замещения*. При этом будем предполагать, что диэлектрические потери ($\Delta P_{из}$), равномерно распределенные по толщине слоя изоляции, можно условно представить в виде двух тепловых потоков половинной величины ($\Delta P_{из}/2$), которые разнесены по обе стороны теплового сопротивления изоляции (рис. 11.4).

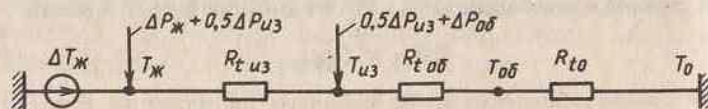


Рис. 11.14. Тепловая схема замещения одножильного кабеля

В соответствии со схемой рис. 11.14 уравнение теплового состояния рассматриваемого кабеля запишем в виде

$$\Delta T_{ж} = T_{ж} - T_0 = (\Delta P_{ж} + 0,5\Delta P_{из})R_{из} + (\Delta P_{ж} + \Delta P_{из} + P_{об})(R_{об} + R_{то}), \quad (11.48)$$

где $\Delta T_{ж}$ — превышение температуры на поверхности жилы над температурой окружающей среды.

С учетом того, что потери в оболочке можно выразить через потери в жиле в соответствии с (11.45), уравнение (11.48) можно представить следующим образом:

$$\Delta T_{ж} = \Delta P_{ж}[R_{из} + (1 + \gamma_{об})(R_{об} + R_{то})] + \Delta P_{из}(0,5R_{из} + R_{об} + R_{то}). \quad (11.48a)$$

Обозначим множители в скобках при $\Delta P_{ж}$ и $\Delta P_{из}$ соответственно $R_{т1}$ и $R_{т2}$, понимая под этим некоторые эквивалентные тепловые сопротивления. При этом уравнение (11.48a) можно переписать в более компактной форме:

$$\Delta T_{ж} = \Delta P_{ж}R_{т1} + \Delta P_{из}R_{т2}. \quad (11.48b)$$

Отсюда

$$\Delta P_{ж} = (\Delta T_{ж} - \Delta P_{из}R_{т2})/R_{т1}. \quad (11.49)$$

При $T_{ж} = T_{ж, доп}$ потери в жиле на единицу длины кабеля в соответствии с (11.44) составят

$$\Delta P_{ж, доп} = I_{доп}^2 r_{ж0}. \quad (11.44a)$$

Сопоставление данного выражения с (11.49) позволяет определить допустимый по условиям нагрева изоляции кабеля ток

$$I_{доп} = \sqrt{(\Delta T_{ж, доп} - \Delta P_{из}R_{т2})/(r_{ж0}R_{т1})}. \quad (11.50)$$

Как уже говорилось в § 4.2г, учет диэлектрических потерь обычно целесообразен при $U_{ном} \geq 220$ кВ. Для кабелей более низких номинальных напряжений, принимая $\Delta P_{из} \approx 0$, из (11.50) получим простое выражение

$$I_{доп} = \sqrt{\Delta T_{ж, доп}/(r_{ж0}R_{т1})}, \quad (11.50a)$$

аналогичное по структуре выражению (11.40a) для воздушной линии.

Выражение (11.50) показывает, что значение длительно допустимого тока кабельной линии зависит от следующих основных факторов:

- допустимой температуры нагрева изоляции кабеля ($T_{ж\text{ доп}}$);
- материала и сечения жил кабеля ($\tau_{ж0} \equiv \rho_{ж}/F_{ж}$);
- тепловых сопротивлений элементов кабеля (изоляции и неметаллических защитных покровов);
- тепловыделений в металлических элементах конструкции кабеля (оболочке, экранах, броне);
- условий охлаждения кабеля (способа прокладки, температуры окружающей среды и ее удельного теплового сопротивления).

Многочисленность учитываемых факторов в сочетании с большим разнообразием типов и конструкций кабелей затрудняют непосредственный расчет нагрузочной способности при конкретном проектировании систем электроснабжения и в процессе их эксплуатации. На практике при определении $I_{\text{доп}}$ используют приведенные в ПУЭ таблицы, где даются его значения в зависимости от указанных выше факторов для кабельных линий с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ. Так, для кабелей, прокладываемых в земле, эти значения определены при расчетной температуре $T_0 = 15^\circ\text{C}$ и удельном сопротивлении $\sigma_{гр} = 1,2 \text{ К}\cdot\text{м}/\text{Вт}$. При удельном сопротивлении грунта, отличающемся от указанного значения, допустимый ток определяют с учетом приведенных там же поправочных коэффициентов. Аналогично вводится поправка, учитывающая отличие фактической температуры окружающей среды от расчетной.

При прокладке в одной траншее нескольких кабелей их нагрузочная способность зависит как от числа, так и от расстояния между ними. Взаимный подогрев кабелей, естественно, снижает $I_{\text{доп}}$ по сравнению с одиночным кабелем. Это снижение также учитывается введением соответствующих поправочных коэффициентов. При прокладке кабелей в блоках, трубах и других кабельных сооружениях (как подземных, так и надземных) в соответствии с условиями их охлаждения в ПУЭ также приводятся таблицы значений допустимых токов. Что же касается кабельных линий более высоких номинальных напряжений, то ориентировочные данные об их нагрузочной способности даются в специальной справочной литературе и подлежат уточнению с учетом условий прокладки (изменения $\sigma_{гр}$ по трассе, наличия пересечений или сближений с теплотрассами и т.п.) в каждом конкретном случае. Чтобы получить количественные представления о нагрузочной способности кабельных линий и сопоставить ее с данными для воздушных линий, в качестве примера рассмотрим зависимости допустимой мощности одноцепной линии от сечения медных жил для двух характерных типов маслонаполненных кабелей — низкого давления 110 кВ (марки МНСШв) и высокого давления 220 кВ (марки МВДТ). Соответ-

ствующие кривые показаны на рис. 11.15 для двух способов прокладки — в траншее (сплошные линии) и в воздушной среде в туннеле (штриховые линии). Если сопоставить значения $S_{\text{доп}}$ при одинаковом сечении и $U_{\text{ном}}$ для воздушной (см. рис. 11.12) и кабельной линии, то станет ясно, что при прокладке в грунте КЛ 110 кВ имеет немного меньшую, а при прокладке в воздухе — немного большую нагрузочную способность по сравнению с ВЛ. При $U_{\text{ном}} = 220$ кВ допустимая мощность у воздушной линии значительно (на 30–35%) выше, нежели у кабельной.

Рассмотренное ограничение величины передаваемой по кабельной линии мощности условиями допустимого нагрева ее токопроводящих жил и примыкающей к ним электрической изоляции является в большинстве случаев определяющим при выборе их сечений по условиям нормального, а не послеаварийного режима (в отличие от воздушных линий).

Итак, подводя итоги рассмотрения данного ограничения, можно прийти к выводу, что формально проверка по условию длительно допустимого нагрева сводится к сопоставлению максимального значения тока ($I_{\text{макс}}$), протекающего по линии в наиболее опасном с точки зрения повышения нагрузки режиме, с допустимым током, соответствующим выбранному по экономическим критериям сечению, т.е. к проверке неравенства

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (11.51)$$

Условия термической стойкости при коротких замыканиях

При протекании токов КЗ, значительно превышающих токи в нормальных установившихся режимах, происходит интенсивное нагревание токоведущих элементов линии. Этот процесс в большинстве случаев принято рассматривать как адиабатный, т.е. без отдачи теплоты в окружающую среду, поэтому температура проводников при определенных условиях может превысить допустимые значения $T_{\text{доп(кз)}}$, которые установлены ПУЭ (см. [3, п. 1.4.16]) для различных кабелей и

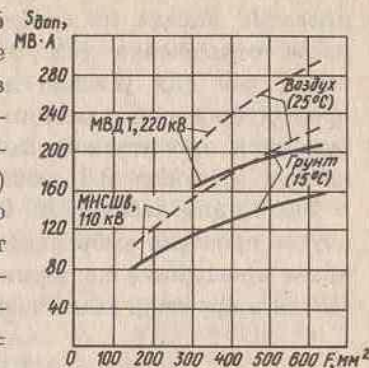


Рис. 11.15. Зависимости допустимой по нагреву мощности маслонаполненных кабельных линий 110–220 кВ от сечения токопроводящих жил

проводов исходя из соображений сохранения их работоспособности после отключения КЗ. Эти допустимые температуры значительно выше, чем для условий длительной нормальной эксплуатации (см. предыдущий пункт данного параграфа). Так, например, для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией при $U_{\text{ном}} \leq 10$ кВ и сталеалюминевых проводов ВЛ любого номинального напряжения $T_{\text{доп(кз)}} = 200^\circ\text{C}$, для кабелей 20–220 кВ — 125°C . Таким образом, в общем случае проверка выбранного по условиям экономической целесообразности проводника на термическую стойкость при КЗ должна заключаться в проверке выполнения неравенства

$$T_{\text{макс(кз)}} \leq T_{\text{доп(кз)}}, \quad (11.52)$$

где $T_{\text{макс(кз)}}$ — максимальная температура, до которой нагревается проводник за время протекания тока КЗ ($\Delta t_{\text{кз}}$).

В соответствии с ПУЭ (см. [3, п.1.4.3]) провода ВЛ с $U_{\text{ном}} > 1$ кВ на термическую стойкость при КЗ не проверяются, за исключением ВЛ, оборудованных устройствами быстродействующего автоматического повторного включения, поскольку в этом случае необходимо учитывать повышение нагрева из-за увеличения суммарной продолжительности тока КЗ по таким линиям (см. [3, п. 1.4.18]). Для кабелей при выборе их сечений по экономическим соображениям неравенство (11.52) в ряде случаев не выполняется. Для уменьшения тепловыделения в жилах кабеля при КЗ могут быть использованы известные мероприятия:

- уменьшение токов КЗ за счет установки токоограничивающих устройств;
- уменьшение времени отключения КЗ, т.е. $\Delta t_{\text{кз}}$, за счет увеличения быстродействия защит;
- увеличение сечения кабеля.

Проверка условия (11.52) производится, как правило, после того, как все мероприятия по ограничению уровней токов КЗ предусмотрены, выбор защит сделан и выполнены расчеты токов КЗ. Расчетным видом КЗ для проверки кабелей распределительных сетей на термическую стойкость является трехфазное КЗ, причем расчетный ток определяется исходя из условий повреждения одиночного кабеля одной строительной длины в его начале. Для одиночных кабелей с различными сечениями по длине КЗ рассматривается в начале каждого участка нового сечения, а для двух (или более) параллельно включенных кабелей расчетной точкой является КЗ непосредственно за пучком (см. [3, п. 1.4.17]).

Непосредственное использование условия (11.52) в каждом конкрет-

ном случае требует расчетов значения $T_{\text{макс(кз)}}$, поэтому на практике при проверке на термическую стойкость кабелей пользуются условием

$$F_{\text{эк}} \geq F_{\text{мин(тс)}}, \quad (11.53)$$

где $F_{\text{мин(тс)}}$ — минимальное по условиям термической стойкости сечения жил кабеля, определяемое в зависимости от величины импульса квадратичного тока КЗ (B), $T_{\text{доп(кз)}}$ и температуры жилы до возникновения КЗ по методике, изложенной в [6].

Согласно ПУЭ (см. [3, п. 1.4.3.]), по условиям термической стойкости не проверяются провода и кабели с $U_{\text{ном}} > 1$ кВ, защищенные плавкими предохранителями, независимо от номинального тока и типа последних.

Условия ограничения потерь на корону

Условием, определяющим допустимость использования того или иного сечения проводов ВЛ с точки зрения экономически приемлемого уровня потерь мощности и электроэнергии на корону, является ограничение максимальной напряженности электрического поля на поверхности проводов ($E_{\text{макс}}$) величиной, составляющей 0,9 от величины напряженности, при которой возникает явление общего коронного разряда на проводах ($E_{\text{нач}}$), т.е.

$$E_{\text{макс}} \leq 0,9 E_{\text{нач}}. \quad (11.54)$$

ПУЭ предписывает осуществлять проверку по этому условию выбранные по условиям экономической целесообразности сечения проводов ВЛ с номинальным напряжением 35 кВ и выше с учетом плотности и температуры воздуха на высоте над уровнем моря, на которой проходит сооружаемая линия (см. [3, п. 1.3.33]). Одновременно указывается и на необходимость проверки по условиям допустимого уровня радиопомех от короны.

Как $E_{\text{нач}}$, так и $E_{\text{макс}}$ зависят от радиуса провода, но по-разному. Величина $E_{\text{макс}}$ определяется через рабочую емкость линии, которая обратно пропорциональна $\ln(D_{\text{ср}}/R_2)$ (см. § 4.2). Величина $E_{\text{нач}}$ зависит от радиуса провода значительно слабее, и в первом приближении можно эту зависимость не учитывать. Кроме того, $E_{\text{макс}}$ определяется и напряжением фазы линии относительно земли, которое может быть принято равным $U_{\text{ном}}/\sqrt{3}$. Иными словами, на основе соотношения (11.54) каждому номинальному напряжению ВЛ может быть поставлено в соответствие некоторое минимальное значение диаметра провода

($d_{\text{мин,кор}}$), при котором это условие удовлетворяется. Так, например, для ВЛ 110–220 кВ в [52] установлено, что

$$d_{\text{мин,кор}} \geq 0,011 U_{\text{ном}}, \quad (11.55)$$

где $U_{\text{ном}}$ — в кВ; $d_{\text{мин,кор}}$ — в см.

Аналогичным образом определены минимальные диаметры и соответствующие им марки проводов и для других номинальных напряжений в предположении, что линии сооружаются на отметках до 1000 м над уровнем моря. Результаты этих расчетов приведены в [3, 5] и воспроизводятся в табл. 11.8.

Т а б л и ц а 11.8. Минимальные по условиям ограничения потерь на корону диаметры проводов ВЛ 110–750 кВ и соответствующие им марки проводов

$U_{\text{ном}}$, кВ	N	$d_{\text{мин,кор}}$, мм	Марка провода	$U_{\text{ном}}$, кВ	N	$d_{\text{мин,кор}}$, мм	Марка провода
110	1	11,4	АС 70/11	500	2	36,2	АС 700/86
150	1	15,2	АС 120/19	500	3	24,5	АС 300/66
220	1	21,6	АС 240/39	500	3	24,5	АС 330/27
330	1	33,2	АС 600/72	750	4	29,1	АС 400/93
330	2	21,6	АС 240/39	750	5	22,4	АС 240/56

Так как каждому значению $d_{\text{мин,кор}}$ соответствует вполне определенное сечение провода $F_{\text{мин,кор}}$, то проверка выбранного по условиям экономической целесообразности сечения может осуществляться путем его сопоставления с $F_{\text{мин,кор}}$, т.е. по условию

$$F_{\text{эк}} \geq F_{\text{мин,кор}} \quad (11.56)$$

В том случае, если $F_{\text{эк}}$ определено по таблицам граничных токов экономических интервалов, необходимость в таком сопоставлении отпадает, так как в этих таблицах отсутствуют данные для сечений, меньших $F_{\text{мин,кор}}$. Если же заданные при проектировании ВЛ условия не совпадают с принятыми при расчетах, результаты которых отражены в табл. 11.8, то требуемая ПУЭ проверка должна выполняться по условию (11.54), т.е. путем определения значений $E_{\text{макс}}$ и $E_{\text{нач}}$ по методике, изложенной в [52].

Что же касается проверки выбранных сечений по условиям допустимого уровня радиопомех, то, как указывается в [52], она необходима в тех случаях, когда линия проходит в районах с промышленным загрязнением атмосферы. Выполненные исследования показывают, что

ограничение по уровню радиопомех является активным лишь для линий 750 и 1150 кВ. Для линий же с $U_{\text{ном}} \leq 500$ кВ выполнение условия (11.54) гарантирует, что допустимый уровень радиопомех не будет превышен. Более подробно эти вопросы изучаются в специальных курсах, таких, как "Изоляция и перенапряжения в электрических системах" и "Дальние электропередачи переменного и постоянного тока".

Условия согласования с действием защитных аппаратов

В соответствии с ПУЭ (см. [3, п. 3.1.2]) *аппаратом защиты* называется аппарат, отключающий защищаемую электрическую цепь при ненормальных режимах. Как уже упоминалось в начале данного параграфа, в качестве аппаратов защиты применяются автоматические выключатели (АВ) или предохранители (П).

Автоматические выключатели имеют тепловые или электромагнитные расцепители максимального тока и минимального напряжения [53]. В дальнейшем речь будет идти об АВ с расцепителями максимального тока (РМТ). В свою очередь, РМТ делятся на четыре категории: мгновенного действия (отсечка); с нерегулируемой обратно зависящей от тока характеристикой (зависимостью времени срабатывания $t_{\text{ср}}$ от тока); с регулируемой обратно зависящей от тока характеристикой; комбинированного типа, характеристика которого имеет зависимую и не зависимую от тока части.

Возможно сочетание в одном аппарате расцепителей двух типов, например типа отсечки и с нерегулируемой характеристикой.

Предохранители характеризуются номинальным током патрона ($I_{\text{п,ном}}$) и плавкой вставки ($I_{\text{пв,ном}}$), причем в одном патроне могут быть установлены различные вставки при условии $I_{\text{пв,ном}} \leq I_{\text{п,ном}}$. Каждая плавкая вставка имеет так называемую *защитную характеристику*, т.е. зависимость времени ее перегорания от протекающего тока, причем эта зависимость имеет гиперболический характер, т.е. с ростом тока время перегорания вставки достаточно интенсивно уменьшается. Таким образом, защитные характеристики предохранителей и автоматических выключателей аналогичны.

Аппараты защиты предназначены для отключения защищаемой цепи при коротких замыканиях или при перегрузках. *Защите от перегрузок*, согласно ПУЭ (см. [3, п. 3.1.10]), подлежат лишь следующие категории сетей с $U_{\text{ном}} \leq 1$ кВ, *проложенные внутри помещений*:

— сети, выполненные открыто проложенными проводниками с горючей наружной оболочкой или изоляцией;

— осветительные сети в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях, в служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, включая сети для подключения бытовых и переносных электроприемников, а также сети, проложенные в пожароопасных зонах;

— силовые сети на промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях — только в тех случаях, когда по условиям технологического процесса или по режиму работы сети возможна длительная перегрузка проводников;

— сети всех видов во взрывоопасных зонах.

Смысл согласования выбора сечения проводников с характеристиками аппаратов защиты заключается в том, чтобы обеспечить неповреждаемость проводника до момента отключения цепи предохранителем или автоматическим выключателем. Для этого допустимый по условиям нагрева ток проводника ($I_{\text{доп}}$) должен находиться в определенном соотношении с током срабатывания аппарата защиты ($I_{\text{ср}}$).

В сетях, защищаемых только от токов КЗ, т.е. не требующих защиты от перегрузки, это соотношение может быть выражено следующим образом:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ср}}/k_{\text{кз}}, \quad (11.57)$$

где $k_{\text{кз}}$ — кратность тока срабатывания аппарата, выбранного по отношению к длительно допустимой токовой нагрузке проводника.

Значение $k_{\text{кз}}$ зависит от типа защитного аппарата, а в случае АВ — и от категории РМТ. Так, в случае использования предохранителей условие (11.57) имеет вид

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{пв.ном}}/3. \quad (11.57а)$$

В случае использования автоматических выключателей:

$k_{\text{кз}} = 4,5$ для АВ с РМТ мгновенного действия;

$k_{\text{кз}} = 1$ для АВ с РМТ, имеющим нерегулируемую характеристику (независимо от наличия или отсутствия отсечки);

$k_{\text{кз}} = 1,25$ для АВ с РМТ, имеющим регулируемую характеристику: если при этом имеется и отсечка, то ее кратность тока срабатывания не ограничивается.

Соотношение между $I_{\text{доп}}$ и $I_{\text{ср}}$ в сетях, защищаемых от перегрузок, иное. Оно определяется условием (11.57) с той разницей, что вместо $k_{\text{кз}}$ в нем фигурирует коэффициент $k_{\text{пер}}$, значение которого зависит не только от вида аппарата защиты и расцепителя, но и от вида изоля-

ции проводника и условий его прокладки. Значения $k_{\text{пер}}$ в соответствии с ПУЭ (см. [3, п. 3.1.11]) приведены в табл. 11.9.

Т а б л и ц а 11.9. Значения коэффициента, определяющего соотношение между длительно допустимым током проводника и током срабатывания защитного аппарата в сетях, защищаемых от перегрузки

Вид аппарата защиты	Изоляция проводника	$k_{\text{пер}}$
Предохранитель, АВ только с РМТ мгновенного действия	ПВХ, резина и т.п.	0,8 или 1,0*
То же	Пропитанная бумага	1,0
АВ с РМТ с нерегулируемой характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	Любая	1,0
АВ с РМТ с регулируемой характеристикой	ПВХ, резина и т.п.	1,0
То же	Пропитанная бумага, вулканизированный ПЭ	1,25

* Для проводников, прокладываемых в производственных помещениях промышленных предприятий.

Поскольку в условии (11.57) фигурирует ток срабатывания аппарата защиты, необходимо выяснить принципы его определения. Естественно, что он не должен отключать защищаемую цепь при протекании по ней максимальных рабочих токов, т.е. должно удовлетворяться условие

$$I_{\text{ср}} \geq I_{\text{раб.макс}}. \quad (11.58)$$

Это условие является единственным лишь в том случае, если данная цепь питает статическую нагрузку, т.е. к ней не подключены электродвигатели. В противном случае аппарат должен быть отстроен и от нормальных для данной электроустановки толчков тока (пиков техно-

логических нагрузок, пусковых токов, токов самозапуска и т.п.). Поэтому для ответвлений к электродвигателям помимо условия (11.58) должно соблюдаться и следующее ограничение:

$$I_{\text{ср}} \geq I_{\text{пуск}}/k_{\text{пуск}}, \quad (11.59)$$

где $k_{\text{пуск}}$ — допустимая кратность пускового тока ($I_{\text{пуск}}$) по отношению к току срабатывания аппарата защиты. В соответствии с ПУЭ (см. [3, п. 5.3.56]) для механизмов с легкими условиями пуска (продолжительностью 5–8 с) $k_{\text{пуск}} = 2,5$, а для электродвигателей механизмов с тяжелыми условиями пуска (большая длительность разгона, частые пуски и т.п.) это ограничение более жесткое и необходимо принимать $k_{\text{пуск}} = 1,6 \div 2,0$.

В том случае, если к линии, защищаемой одним аппаратом (предохранителем или АВ), подключено несколько электродвигателей, то суммарный максимальный рабочий ток в этой линии должен определяться с учетом коэффициента несовпадения максимумов нагрузок:

$$k_{\text{н.м}} = I_{\text{раб.макс}} / \sum_{i=1}^n I_{\text{раб.макс}i} < 1,$$

где n — число электродвигателей, подключенных к данной магистрали. Пусковой же ток для проверки условия (11.59) вычисляется в предположении, что пускается лишь один из двигателей, например n -й, имеющий наибольший пусковой ток, а остальные несут максимальную нагрузку, т.е. условие (11.59) принимает вид

$$I_{\text{ср}} \geq \left[I_{\text{пуск } n} + k_{\text{н.м}} \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{раб.макс}i} \right] / k_{\text{пуск}}. \quad (11.59a)$$

Таким образом, после определения тока срабатывания аппарата защиты по условиям (11.58) и (11.59) или (11.59a) производится проверка выполнения условия (11.57) для сетей, защищаемых только от КЗ, или аналогичного ему условия для сетей, защищаемых от перегрузок. Если они не выполняются, то необходимо увеличить сечение проводника сверх выбранного ранее по условиям длительно допустимого нагрева. В ряде случаев приходится увеличивать сечение на одну-две ступени стандартной шкалы.

Итак, мы познакомились со всеми техническими ограничениями, которые необходимо учитывать при выборе сечений проводов и жил кабелей отдельных линий электропередачи различных номинальных напряжений. Подводя итоги нашего рассмотрения этой совокупности условий, выделим те группы, которые характерны для линий различ-

ного конструктивного выполнения и номинального напряжения. Так, для ВЛ всех $U_{\text{ном}}$ осуществляется проверка выбранных по экономическим соображениям сечений по длительно допустимому нагреву [условие (11.51)] и, кроме того, для ВЛ с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ — по ограничению потерь на корону [условие (11.54)]. Ограничение по механической прочности (11.39) для ВЛ с $U_{\text{ном}} > 1$ кВ в подавляющем большинстве случаев определяющим не является. Для ВЛ, защищаемых предохранителями или автоматическими выключателями, необходима также проверка соответствия $I_{\text{доп}}$ токам срабатывания аппаратов защиты [условие (11.58) и т.п.]. Для кабельных линий отсутствует необходимость проверки по механической прочности и по короне, но дополнительно к перечисленным выше выполняется проверка на термическую стойкость при КЗ [условие (11.53)].

§ 11.5. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ЛИНИЙ МЕСТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ УСЛОВИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ

Общие положения

Причины, вызывающие необходимость проверки выбранных по условиям экономической целесообразности сечений токоведущих элементов воздушных и кабельных линий местных электрических сетей с $U_{\text{ном}} \leq 20$ кВ, были кратко изложены в начале предыдущего параграфа. Здесь же имеет смысл напомнить, что ГОСТ 13109–87 нормирует отклонения напряжения непосредственно на зажимах электроприемников. Обеспечение допустимых отклонений напряжения у электроприемников, в свою очередь, требует поддержания определенных уровней напряжения на шинах центров питания (ЦП) распределительных сетей (см. § 9.3). Так как эти уровни определены ПУЭ (см. [3, п. 1.2.22]) для периодов наибольших и наименьших нагрузок таких сетей, то, зная величины допустимых отклонений в конечных точках сети, можно вычислить значения потери напряжения от ЦП до этих точек, которая является минимально допустимой в том или ином режиме. При проектировании не выполняют таких расчетов в каждом конкретном случае, а ориентируются на некоторую среднестатистическую величину $\Delta U_{\text{доп}}$, обоснованную предшествующим опытом эксплуатации. В качестве такой величины в [5] рекомендуется принимать $0,06 U_{\text{ном}}$, т.е. считается, что если максимальная потеря напряжения в сети 6–20 кВ в нормальном режиме наибольших нагрузок не превышает 6% от номинального, то потребители в сети 0,4 кВ будут работать с отклонениями напряжения, не выходящими за пределы допустимых значений.

Топологически схемы распределительных сетей в большинстве случаев представляют собой сложные разветвленные структуры радиально-магистрального типа с одним или несколькими источниками питания. В последнем случае в сети появляются и замкнутые контуры, однако в нормальных режимах эти контуры обычно размыкаются и резервное питание, обеспечиваемое наличием таких контуров, включается в случае аварийного отключения основных питающих линий. Таким образом, с позиций выяснения существа задачи обеспечения качества напряжения за счет выбора сечений проводов или жил кабелей достаточно общим будет представление распределительной сети в виде разомкнутой разветвленной радиально-магистральной схемы с одним источником питания. В качестве примера на рис. 11.16, а показана сеть такой структуры с 8 пунктами потребления.

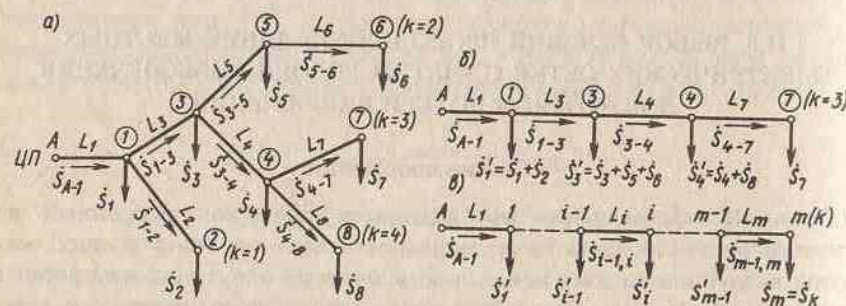


Рис. 11.16. Схема разветвленной распределительной сети (а), путь графа сети от центра питания (ЦП) до конечного узла 7 (б) и обобщенная схема пути графа до k -го конечного узла (в)

Постановка задачи предполагает, что нагрузки в узлах сети, протяженности ее участков и конструктивное выполнение линий сети заданы. Саму же задачу можно сформулировать двояко. Первая формулировка соответствует традиционному подходу и предполагает, что сечения на участках сети предварительно выбраны по экономическим критериям и удовлетворяют всем остальным ограничениям. При этом задача сводится к определению величины потери напряжения от ЦП до каждого из конечных узлов сети (на рис. 11.16, а это узлы 2, 6, 7, 8) и ее сопоставлению с $\Delta U_{\text{доп}}$. Если хотя бы в одном случае вычисленное значение потери напряжения окажется больше допустимого, то сечения проводников на участках, входящих в путь графа сети от ЦП до данного конечного узла (для которого ограничение по $\Delta U_{\text{доп}}$ не удовлетворяется), должны быть увеличены. Какими принципами руководствоваться при этом, мы рассмотрим ниже.

Вторая формулировка основана на принципах системного подхода и исходит из представления проектируемой распределительной сети как единого объекта, параметры элементов которого (в данном случае — сечения участков) должны быть выбраны посредством минимизации функции приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию сети с учетом технических ограничений, включая и ограничение по допустимой потере напряжения. С математической точки зрения это задача отыскания минимума функции многих переменных, имеющих дискретный характер, при наличии ряда ограничений. Для решения такой задачи необходимо использование численных методов оптимизации. Алгоритм решения задачи методом дискретной оптимизации при ее детерминированной постановке базируется на математическом описании, которое в большей своей части используется и при решении задачи в первой формулировке. Поэтому сейчас рассмотрим традиционный подход к решению задачи.

Подход к решению задачи при предварительно выбранных сечениях проводников на участках сети

Проиллюстрируем подход к решению задачи в рассматриваемом случае с помощью выбранной нами в качестве примера разомкнутой распределительной сети (рис. 11.16, а). Известно, что в разомкнутой сети число участков равно числу узлов нагрузки, поэтому каждому участку может быть присвоен номер, совпадающий с номером узла, являющегося концом участка, если исходить из направления потока мощности. Поэтому длины участков на рис. 11.16, а имеют индексы, соответствующие этой естественной нумерации, а потоки мощности имеют индексы начального и конечного узлов, чтобы отличить их от мощностей нагрузок в узлах.

Как следует из постановки задачи в рассматриваемой формулировке, нас интересуют потери напряжения от ЦП(А) до каждого из конечных узлов сети. В общем случае будем считать, что каждый из конечных узлов (k) принадлежит множеству K , состоящему из s узлов, т.е. $1 \leq k \leq s$. В рассматриваемой схеме (рис. 11.16, а) имеется четыре конечных узла ($s = 4$), в качестве первого из которых произвольно принят узел 2 ($k = 1$), а в качестве последнего — узел 8.

Потеря напряжения до k -го конечного узла равна сумме потерь напряжения на участках, принадлежащих пути графа сети от ЦП до k -го узла. Обозначим множество таких участков через $M(k)$. Для схемы рис. 11.16, а множество $M(1)$, соответствующее пути графа от узла А до узла 2, включает всего два участка ($A - 1$ и $1 - 2$), а множества

$M(2)$, $M(3)$ и $M(4)$ — по четыре участка. Обозначим число участков, входящих в произвольный (k -й) путь графа, через m . С учетом принятых обозначений выражение потери напряжения от ЦП до k -го конечного узла запишем в следующем виде:

$$\Delta U_k = \sum_{i=1}^m \Delta U_i, i \in M(k), k \in K. \quad (11.60)$$

Любой из подлежащих рассмотрению путей графа представляет собой магистральную линию с числом участков (и узлов), равным m . Например, на рис. 11.16, б показан путь графа от ЦП до узла 7, причем номера узлов в кружках, как и на рис. 11.16, а, соответствуют естественной нумерации. Нагрузки в узлах 1, 3 и 4, обозначенные верхним индексом "штрих", представляют собой сумму нагрузки данного узла и питающихся от него узлов, лежащих на других путях графа. Потери мощности при этом не учитываются. В более общем виде k -й путь графа сети изображен на рис. 11.16, в, где нумерация узлов (и соответственно участков) уже отвечает нумерации участков в множестве $M(k)$ от единицы до m . Соответствующие индексы имеют и нагрузки узлов, а потоки мощности, как и на рис. 11.16, а, имеют индексы, отвечающие номерам начального и конечного узла для данного участка.

Потеря напряжения на участке с номером i , принадлежащим множеству $M(k)$, определяется в соответствии с общим выражением для продольной составляющей вектора падения напряжения [см. формулу (4.126)] в предположении, что напряжение во всех узлах равно номинальному, т.е.

$$\Delta U_i = \frac{P_{i-1,i} r_i + Q_{i-1,i} x_i}{U_{\text{ном}}}. \quad (11.61)$$

Если сечения проводов (или жил кабелей) предварительно выбраны для всех участков и определены соответствующие этим сечениям параметры схемы замещения (r_i , x_i), то по (11.60) вычисляется ΔU_k и проверка выбранных для данного пути графа сети сечений сводится к проверке выполнения условия

$$\Delta U_k \leq \Delta U_{\text{доп}}. \quad (11.62)$$

Если это условие для конечного узла k удовлетворяется, переходят к проверке выполнения условия (11.62) для следующего конечного узла и так до момента, пока не будут проверены все s конечных узлов.

Если же условие (11.62) для какого-либо из конечных узлов (например, k -го) не удовлетворяется, т.е. $\Delta U_k > \Delta U_{\text{доп}}$, то возникает

задача отыскания таких сечений проводников на участках из множества $M(k)$, которые обеспечили бы уменьшение ΔU_k до величины $\Delta U_{\text{доп}}$. Перейдем к рассмотрению способов решения этой задачи. Вначале попытаемся отыскать подход к решению чисто умозрительно, не прибегая к аналитическим построениям.

Итак, поскольку, согласно (11.60), ΔU_k определяется m слагаемыми, величина каждого из которых зависит от сечения данного участка, для уменьшения ΔU_k в принципе можно воздействовать на любой из ее компонентов, т.е. увеличивать сечение на любом участке. При этом сразу же возникают следующие вопросы: достаточно ли увеличить сечение лишь на одном участке и, если достаточно, то на каком и на сколько? а если нет, то на каком количестве из m участков надо увеличивать сечения и какими принципами при этом руководствоваться?

Как мы видим, поставленная задача не является достаточно определенной для того, чтобы дать однозначные ответы на эти вопросы. Поэтому прибегнем к ее аналитическому решению. Для этого представим (11.61) в виде

$$\Delta U_i = \Delta U_{ai} + \Delta U_{pi}, \quad (11.61a)$$

где ΔU_{ai} и ΔU_{pi} — слагаемые ΔU_i , определяющиеся активными и реактивными мощностями и сопротивлениями соответственно.

Составляющая ΔU_{ai} в явном виде зависит от сечения проводов (жил кабелей) на участке i :

$$\Delta U_{ai} = P_{i-1,i} r_i L_i / U_{\text{ном}} = P_{i-1,i} \rho L_i / (F_i U_{\text{ном}}). \quad (11.63)$$

Составляющая ΔU_{pi} определяется сечением косвенным образом через погонное значение индуктивного сопротивления x_{0i} :

$$\Delta U_{pi} = Q_{i-1,i} x_{0i} L_i / U_{\text{ном}}. \quad (11.64)$$

Полагая левую часть (11.60) равной допустимой потере напряжения, с учетом (11.63) и (11.64) получим

$$\Delta U_{\text{доп}} = (\rho / U_{\text{ном}}) \sum_{i=1}^m P_{i-1,i} L_i / F_i + \sum_{i=1}^m Q_{i-1,i} x_{0i} L_i / U_{\text{ном}}, i \in M(k). \quad (11.65)$$

Воспользуемся теперь тем обстоятельством, что значение x_0 слабо зависит от сечения проводника и в первом приближении может быть принято одинаковым для всех участков, т.е. положим $x_{0i} = x_0^{(1)}$, где индекс 1 символизирует начальное приближение. При этом второе слагаемое в (11.65) определяется однозначно и может быть обозначено

$$\Delta U_{pk}^{(1)} = (x_0^{(1)} / U_{\text{ном}}) \sum_{i=1}^m Q_{i-1,i} L_i, i \in M(k), k \in K. \quad (11.66)$$

Тогда выражение (11.65) можно записать в виде

$$(\rho/U_{\text{ном}}) \sum_{i=1}^m P_{i-1,i} L_i / F_i = \Delta U_{ak}^{(1)}, \quad i \in M(k), \quad k \in K, \quad (11.65a)$$

где

$$\Delta U_{ak}^{(1)} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{pk}^{(1)}, \quad k \in K \quad (11.67)$$

— первое приближение для допустимой суммарной потери напряжения от ЦП до узла k , обусловленной протеканием активной мощности.

При заданном значении $\Delta U_{\text{доп}}$ и вычисленном по (11.66) значении $\Delta U_{pk}^{(1)}$ правая часть (11.65a) является вполне определенным числом. Таким образом, решение задачи упирается в необходимость решения уравнения (11.65a) с неизменной правой частью и с m неизвестными сечениями в левой части. Такое уравнение имеет множество решений и для выделения из этого множества единственного решения необходимо введение дополнительных условий. Эти условия, вносящие определенность в решение задачи, могут быть сформулированы исходя из вполне конкретных технико-экономических соображений. К ним относятся:

1) *минимум суммарного расхода проводникового материала*, что эквивалентно минимизации капиталовложений для сооружения рассматриваемой совокупности участков;

2) *одинаковость плотности тока* на всех участках данного пути графа от ЦП до конечного узла k , что эквивалентно минимизации суммарных потерь мощности в рассматриваемой совокупности участков;

3) *одинаковость сечений* на всех участках данного пути графа, что в ряде случаев может облегчить монтаж линии и ее последующую эксплуатацию.

Рассмотрим теперь решение задачи в каждом из этих трех случаев.

Обеспечение минимума расхода проводникового материала

Вновь рассмотрим путь графа от ЦП до конечного узла k , включающий m участков (рис. 11.16, а). Объем проводникового материала для одной фазы линии электропередачи на i -м участке составляет

$$V_i = F_i L_i. \quad (11.68)$$

Из (11.63) выразим сечение F_i , т.е.

$$F_i = P_{i-1,i} \rho L_i / (U_{\text{ном}} \Delta U_{ai}), \quad (11.69)$$

и подставим это выражение в (11.68). При этом

$$V_i = P_{i-1,i} \rho L_i^2 / (U_{\text{ном}} \Delta U_{ai}) = K_{V,i} / \Delta U_{ai}, \quad (11.68a)$$

где коэффициент

$$K_{V,i} = P_{i-1,i} \rho L_i^2 / U_{\text{ном}}. \quad (11.70)$$

Суммарный объем проводникового материала для всех участков пути от ЦП до конечного пункта k представим в виде

$$V_{\Sigma,k} = \sum_{i=1}^m V_i = V_m + \sum_{i=1}^{m-1} V_i, \quad i \in M(k), \quad k \in K, \quad (11.71)$$

или с учетом (11.68a)

$$V_{\Sigma,k} = (K_{V,m} / \Delta U_{am}) + \sum_{i=1}^{m-1} K_{V,i} / \Delta U_{ai}, \quad i \in M(k), \quad k \in K. \quad (11.71a)$$

Составляющую суммарной потери напряжения на участке m (ΔU_{am}) выразим через известную величину $\Delta U_{ak}^{(1)}$ и сумму потерь на остальных участках, т.е.

$$\Delta U_{am} = \Delta U_{ak}^{(1)} - \sum_{i=1}^{m-1} \Delta U_{ai}, \quad i \in M(k), \quad k \in K, \quad (11.72)$$

и подставим это выражение в (11.71a):

$$V_{\Sigma,k} = K_{V,m} / \left[\Delta U_{ak}^{(1)} - \sum_{i=1}^{m-1} \Delta U_{ai} \right] + \sum_{i=1}^{m-1} K_{V,i} / \Delta U_{ai}, \quad i \in M(k), \quad k \in K. \quad (11.716)$$

Для определения условий минимизации суммарного расхода проводникового материала возьмем производную по ΔU_{ai} и приравняем ее нулю:

$$\frac{\partial V_{\Sigma,k}}{\partial (\Delta U_{ai})} = \frac{K_{V,m}}{\left[\Delta U_{ak}^{(1)} - \sum_{i=1}^{m-1} \Delta U_{ai} \right]^2} - \frac{K_{V,i}}{\Delta U_{ai}^2} = 0, \quad i \in M(k), \quad k \in K. \quad (11.73)$$

Отсюда с учетом (11.72) вытекает соотношение

$$K_{V,i} / \Delta U_{ai}^2 = K_{V,m} / \Delta U_{am}^2 \quad (i = 1, \dots, m-1). \quad (11.74)$$

Это означает, что для обеспечения минимума расхода проводникового материала отношение $\sqrt{K_{V,i}}/\Delta U_{ai}$ должно быть одинаково для всех m участков. Обозначим эту постоянную величину для рассматриваемого пути графа, оканчивающегося в узле k , через

$$D_k = \sqrt{K_{V,i}}/\Delta U_{ai} \quad (11.74a)$$

Отсюда

$$\Delta U_{ai} = \sqrt{K_{V,i}}/D_k \quad (11.75)$$

и

$$\sum_{i=1}^m \Delta U_{ai} = \sum_{i=1}^m \sqrt{K_{V,i}}/D_k = \Delta U_{ak}^{(1)}, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.76)$$

Таким образом мы получили возможность выразить константу D_k только через известные параметры:

$$D_k = \sum_{i=1}^m \sqrt{K_{V,i}}/\Delta U_{ak}^{(1)}, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.74b)$$

Возвращаясь теперь к выражению (11.75) и подставляя туда полученное выражение для D_k , определяем потерю напряжения от протекания активной мощности на i -м участке как

$$\Delta U_{ai} = \Delta U_{ak}^{(1)} \left[\sqrt{K_{V,i}} / \sum_{i=1}^m \sqrt{K_{V,i}} \right] = d_{ai} \Delta U_{ak}^{(1)}. \quad (11.75a)$$

Полученное выражение означает, что для обеспечения минимума расхода проводникового материала потеря напряжения на каждом из участков должна составлять вполне определенную долю от суммарной допустимой величины $\Delta U_{ak}^{(1)}$, определяемую отношением, заключенным в (11.75a) в скобки и обозначенным d_{ai} . Однако нас интересует не соотношение потерь напряжения на отдельных участках, а соотношение сечений проводников. Для его выявления вначале раскроем d_{ai} с использованием выражения (11.70):

$$d_{ai} = \sqrt{K_{V,i}} / \sum_{i=1}^m \sqrt{K_{V,i}} = L_i \sqrt{P_{i-1,i}} / \sum_{i=1}^m L_i \sqrt{P_{i-1,i}}, \quad i \in M(k). \quad (11.77)$$

Сечение на i -м участке определяется по (11.69), которое при подстановке в него (11.75a) преобразуется к виду

$$F_i = P_{i-1,i} \rho L_i / (U_{ном} d_{ai} \Delta U_{ak}^{(1)}) \quad (11.69a)$$

или с учетом (11.77)

$$F_{(V)i} = \left[\rho \sum_{i=1}^m L_i \sqrt{P_{i-1,i}} / (U_{ном} \Delta U_{ak}^{(1)}) \right] \sqrt{P_{i-1,i}}, \quad i \in M(k), \quad (11.69b)$$

где индекс V символизирует, что выбор сечения сделан по критерию

$$V_{\Sigma k} = \min. \quad (11.78)$$

Выражение в квадратных скобках в (11.69b) не зависит от номера участка рассматриваемого пути графа и для каждого из них остается постоянной величиной. Поэтому отношение $F_i/\sqrt{P_{i-1,i}}$ также должно быть одинаково для всех участков, т.е., определив по (11.69b) сечение для какого-либо одного участка (например, i -го), для любого другого участка (например, m -го) сечение найдем из соотношения

$$\frac{F_i}{\sqrt{P_{i-1,i}}} = \frac{F_m}{\sqrt{P_{m-1,m}}}, \quad (11.79)$$

т.е.

$$F_m = F_i \sqrt{P_{m-1,m}/P_{i-1,i}} \quad (i=1, \dots, m-1). \quad (11.78a)$$

Подводя итоги, можем сделать вывод, что общим условием обеспечения минимума расхода проводникового материала в магистральной сети с m участками является одинаковость для всех участков отношения квадрата сечения проводника к протекающей по участку активной мощности, т.е.

$$F_i^2/P_{i-1,i} = \text{idem}. \quad (11.79a)$$

После вычисления $F_{(V)i}$ оно сопоставляется с предварительно выбранными стандартными сечениями $F_{эки}$ и для тех участков, где $F_{эки} < F_{(V)i}$, последнее округляется до ближайшего большего стандартного сечения. Эти новые сечения закрепляются за своими участками для использования во всех последующих расчетах. Для тех же участков, где соотношение обратное, т.е. $F_{эки} > F_{(V)i}$, сохраняются значения $F_{эки}$. По окончании сопоставления и закрепления сечений определяют новые параметры схемы замещения (r_i , x_i) и вновь вычисляется значение ΔU_k по (11.60) для того, чтобы убедиться в выполнении условия (11.62). Как правило, первого шага итерационного процесса в силу близости реальных значений x_{0i} к $x_0^{(1)}$ оказывается достаточно для окончательного выбора сечений.

Однако на этом расчеты заканчиваются лишь в том случае, если рассмотренный путь графа разветвленной сети от ЦП до конечного узла k при первичном рассмотрении оказался единственным путем, для которого условие (11.62) не выполнялось. Если же были и другие такие же "плохие" пути, то процедура определения F_i/V_i повторяется для этих путей со всеми последующими операциями сопоставления и выбора новых сечений. При этом в каждом последующем случае должны быть учтены результаты предшествующих операций на тех участках графа, которые являются общими для различных путей, как, например, участки 1, 3 и 4 для конечных узлов 7 ($k=3$) и 8 ($k=4$) и т.п. (рис. 11.16, а).

Условие (11.79) обычно используется в тех случаях, когда составляющая затрат на сеть, обусловленная потерями электроэнергии ($Z_{\text{пот}\Sigma}$), значительно меньше составляющей, обусловленной капиталовложениями. Такое соотношение характерно прежде всего для протяженных сельских распределительных сетей, питающих районы с малой плотностью нагрузки и с небольшими значениями $T_{\text{нб}}$ и τ , сооружение которых связано с большими объемами капиталовложений, а следовательно, и с большим расходом проводникового материала. Кроме того, условие (11.79) может быть использовано для непосредственного выбора сечений в тех сетях, где, согласно ПУЭ, выбор сечений по экономической плотности тока не производится.

Обеспечение одинаковости плотности тока

Прежде всего убедимся в том, что одинаковым плотностям тока на участках пути графа сети от ЦП до конечного пункта k соответствует минимум суммарных потерь мощности, которые обозначим $\Delta P_{\Sigma k}$. Так как для местных сетей с $U_{\text{ном}} \leq 20$ кВ речь идет только о потерях мощности на нагрев токоведущих элементов линий, то в расчете на одну фазу

$$\Delta P_{\Sigma k} = \sum_{i=1}^m \Delta P_i = \sum_{i=1}^m I_i^2 \rho L_i / F_i, \quad i \in M(k), k \in K, \quad (11.80)$$

где I_i — протекающий по i -му участку ток, соответствующий мощности $S_{i-1,k}$.

Выразим $\Delta P_{\Sigma k}$ через объем проводникового материала V_i на каждом участке и используем уже знакомый нам прием выделения V_m и

его выражения через суммарный объем $V_{\Sigma k}$ и сумму объемов проводникового материала на предшествующих участках [см. выражение (11.71)]. С учетом этого подхода, используя (11.68), из (11.80) получим

$$\Delta P_{\Sigma k} = \sum_{i=1}^m I_i^2 \rho L_i^2 / V_i = I_m^2 \rho L_m^2 / V_m + \sum_{i=1}^{m-1} I_i^2 \rho L_i^2 / V_i, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.80a)$$

Выражая V_m из (11.71), получим выражение суммарных потерь мощности в виде функции, аргументами которой являются V_i :

$$\Delta P_{\Sigma k} = I_m^2 \rho L_m^2 / \left[V_{\Sigma k} - \sum_{i=1}^{m-1} V_i \right] + \sum_{i=1}^{m-1} I_i^2 \rho L_i^2 / V_i, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.80b)$$

Из сопоставления с (11.71б) видим, что эта функция аналогична $V_{\Sigma k}$, где в качестве переменных выступали ΔU_{ai} .

Для определения условий минимизации суммарных потерь мощности возьмем производную по V_i и приравняем ее нулю:

$$\frac{\partial(\Delta P_{\Sigma k})}{\partial V_i} = \frac{I_m^2 \rho L_m^2}{\left[V_{\Sigma k} - \sum_{i=1}^{m-1} V_i \right]^2} - \frac{I_i^2 \rho L_i^2}{V_i^2} = 0, \quad i \in M(k), k \in K; \quad (11.81)$$

отсюда вытекает соотношение, аналогичное (11.74):

$$I_i^2 L_i^2 / V_i^2 = I_m^2 L_m^2 / V_m^2 \quad (i = 1, \dots, m-1). \quad (11.82)$$

Извлекая из обеих частей этого равенства квадратный корень, с учетом (11.68) получим

$$I_i / F_i = I_m / F_m \quad (i = 1, \dots, m-1), \quad (11.82a)$$

т.е. действительно минимуму суммарных потерь мощности $\Delta P_{\Sigma k}$ отвечает условие равенства плотностей тока на всех m участках магистрали, оканчивающейся в узле k :

$$J_k = \text{idem}. \quad (11.82b)$$

Теперь необходимо выяснить вопрос, в каком соотношении при этом условии должны находиться потери напряжения на каждом из участков (ΔU_{ai}) с допустимой для всей магистрали величиной $\Delta U_{ak}^{(1)}$.

Так как в соответствии с (11.68а) $V_i = K_{V,i}/\Delta U_{ai}$, то, подставляя это выражение в (11.82) и извлекая квадратный корень, получим

$$\Delta U_{ai} I_i L_i / K_{V,i} = \Delta U_{a,m} I_m L_m / K_{V,m} \quad (i = 1, \dots, m-1). \quad (11.83)$$

Это, в свою очередь, означает, что условию равенства плотностей тока на участках соответствует одинаковость отношений вида (11.83) для всех участков. Поэтому мы вправе обозначить эту константу для рассматриваемого пути графа от ЦП до конечного узла k через

$$C_k = \Delta U_{ai} I_i L_i / K_{V,i}. \quad (11.83a)$$

Отсюда

$$\Delta U_{ai} = C_k K_{V,i} / (I_i L_i). \quad (11.84)$$

При этом

$$\sum_{i=1}^m \Delta U_{ai} = C_k \sum_{i=1}^m K_{V,i} / (I_i L_i) = \Delta U_{ak}^{(1)}, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.85)$$

Таким образом, как и в предыдущем случае, где аналогом C_k выступает константа D_k , мы получили возможность выразить C_k через известные параметры:

$$C_k = \Delta U_{ak}^{(1)} / \sum_{i=1}^m [K_{V,i} / (I_i L_i)], \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.83б)$$

Теперь, используя (11.83б) для подстановки в (11.84), получим ответ на поставленный выше вопрос:

$$\Delta U_{ai} = \Delta U_{ak}^{(1)} \left[\frac{K_{V,i}}{I_i L_i} / \sum_{i=1}^m \frac{K_{V,i}}{I_i L_i} \right] = c_{ai} \Delta U_{ak}^{(1)}, \quad i \in M(k), k \in K, \quad (11.84a)$$

где по аналогии с d_{ai} [см. выражение (11.75а)] отношение, заключенное в скобки и обозначенное через c_{ai} , характеризует *долю суммарной допустимой потери напряжения от протекания активной мощности* ($\Delta U_{ak}^{(1)}$), которая приходится на каждый из участков при условии одинаковости плотностей тока.

Остается найти выражение для определения сечений проводников на участках магистрали от ЦП до конечного узла k , удовлетворяющих минимуму суммарных потерь мощности. Для этого вначале раскроем выражение для $c_{a,i}$ через параметры, входящие в коэффициент $K_{V,i}$ [см. выражение (11.70)], с учетом того, что

$$P_{i-1,i} / \cos \varphi_i = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_i$$

$$c_{ai} = \frac{K_{V,i}}{I_i L_i} / \sum_{i=1}^m \frac{K_{V,i}}{I_i L_i} = L_i \cos \varphi_i / \sum_{i=1}^m L_i \cos \varphi_i, \quad i \in M(k), \quad (11.86)$$

где $\cos \varphi_i = P_{i-1,i} / S_{i-1,i}$ — коэффициент мощности для потока на участке i . Тогда, подставляя в (11.69) выражение ΔU_{ai} из (11.84а), получим

$$F_i = P_{i-1,i} \rho L_i / (U_{\text{ном}} c_{ai} \Delta U_{ak}^{(1)}) \quad (11.69в)$$

или с учетом (11.86)

$$F_i = \left[\sqrt{3} \rho \sum_{i=1}^m L_i \cos \varphi_i / \Delta U_{ak}^{(1)} \right] I_i, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.69г)$$

Из (11.69г) ясно, что само значение плотности тока на любом из m участков пути графа сети от ЦП до конечного пункта k равно

$$J_k = I_i / F_i = \Delta U_{ak}^{(1)} / \left[\sqrt{3} \rho \sum_{i=1}^m L_i \cos \varphi_i \right], \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.87)$$

Таким образом, вычислив предварительно значение J_k , сечение проводника на любом из участков магистрали можно определить как

$$F_{(J)i} = I_i / J_k, \quad (11.69д)$$

где индекс J символизирует тот факт, что сечение определено из условия постоянства плотности тока.

Дальнейшие операции по рассмотрению условий обеспечения допустимой потери напряжения для других путей графа разветвленной сети с учетом критерия (11.82б) аналогичны тем, которые были изложены ранее применительно к случаю обеспечения минимума расхода проводникового материала.

Условие (11.82б), соответствующее минимуму потерь мощности, целесообразно использовать в тех условиях, когда составляющая затрат на сеть, обусловленная потерями электроэнергии ($Z_{\text{пот}\Sigma}$), значительно больше составляющей, обусловленной капиталовложениями. Такое соотношение характерно прежде всего для относительно коротких, но сильно загруженных и имеющих график нагрузки с большими значениями $T_{\text{нб}}$ и τ сетей промышленных предприятий, особенно в районах с высокой стоимостью потерь электроэнергии.

Обеспечение постоянства сечений проводников

Условие равенства сечений на участках магистрали может считаться предпочтительным по сравнению с рассмотренными выше в тех случа-

ях, когда линия имеет большое число нагрузок, достаточно близко расположенных друг к другу. Такие ситуации встречаются прежде всего в сетях 0,4 кВ. В качестве примеров можно привести линии для питания светильников наружного освещения, прокладываемые вдоль улиц, а также линии поселковых сетей, от которых имеются ответвления к отдельным домам, расположенным недалеко друг от друга.

При условии, что на всех m участках сечения одинаковы и равны некоторому значению $F_{(F)i}$, это значение определяется непосредственно из (11.65а):

$$F_{(F)i} = [\rho / (U_{\text{ном}} \Delta U_{ak}^{(1)})] \sum_{i=1}^m P_{i-1,i} L_i, \quad i \in M(k), k \in K, \quad (11.88)$$

где индекс F символизирует выбор сечения для участков пути графа от ЦП до узла k по критерию

$$F_k = \text{idem}. \quad (11.89)$$

По аналогии с (11.77) и (11.86) обозначим долю суммарной допустимой потери напряжения от протекания активной мощности ($\Delta U_{ak}^{(1)}$), приходящуюся на i -й участок, символом

$$f_{ai} = \Delta U_{ai} / \Delta U_{ak}^{(1)}. \quad (11.90)$$

Для ее определения умножим числитель и знаменатель (11.88) на произведение $P_{i-1,i} L_i$. В результате получим

$$F_{(F)i} = \frac{P_{i-1,i} \rho L_i}{U_{\text{ном}} \Delta U_{ak}^{(1)}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^m P_{i-1,i} L_i}{P_{i-1,i} L_i}, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.88a)$$

Из сопоставления (11.88a) с (11.69) и с учетом (11.90) выражение для f_{ai} будет следующим:

$$f_{ai} = L_i P_{i-1,i} / \sum_{i=1}^m L_i P_{i-1,i}, \quad i \in M(k). \quad (11.91)$$

Выясним теперь, какова плотность тока на участках магистрали от ЦП до конечного узла k при условии одинаковости их сечений. Для этого в (11.88a) выразим стоящую в числителе мощность $P_{i-1,i}$ через ток, протекающий по i -му участку. В результате с учетом (11.91) получим

$$F_{(F)i} = \frac{\sqrt{3} \rho L_i \cos \varphi_i}{f_{ai} \Delta U_{ak}^{(1)}} I_i. \quad (11.886)$$

Так как в соответствии с (11.86)

$$L_i \cos \varphi_i = c_{ai} \sum_{i=1}^m L_i \cos \varphi_i, \quad i \in M(k), \quad (11.86a)$$

то с учетом выражения (11.87) для плотности тока J_k получим простую связь между этим одинаковым для всех участков значением и меняющейся от участка к участку плотностью тока:

$$J_{(F)i} = I_i / F_{(F)i} = \frac{f_{ai} \Delta U_{ak}^{(1)}}{c_{ai} \sqrt{3} \rho \sum_{i=1}^m L_i \cos \varphi_i} = f_{ai} J_k / c_{ai}, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.92)$$

Аналогичного вида связь можно получить для J_k и меняющейся от участка к участку плотностью тока в случае выбора сечений по условию минимума расхода проводникового материала ($J_{(V)i}$). Действительно, умножая числитель и знаменатель (11.696) на $L_i \sqrt{P_{i-1,i}}$, получим выражение, аналогичное (11.88a):

$$F_{(V)i} = \frac{P_{i-1,i} \rho L_i}{U_{\text{ном}} \Delta U_{ak}^{(1)}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^m L_i \sqrt{P_{i-1,i}}}{L_i \sqrt{P_{i-1,i}}}, \quad i \in M(k), k \in K. \quad (11.93)$$

Используя теперь выражение d_{ai} из (11.77) и вновь прибегая к выражению $P_{i-1,i}$ через ток, получим выражение, аналогичное (11.886):

$$F_{(V)i} = \frac{\sqrt{3} \rho L_i \cos \varphi_i}{d_{ai} \Delta U_{ak}^{(1)}} I_i \quad (11.93a)$$

или с учетом (11.81a) и (11.82)

$$J_{(V)i} = I_i / F_{(V)i} = d_{ai} J_k / c_{ai}. \quad (11.94)$$

Таким образом, выбор сечений на участках пути графа распределительной сети от ЦП до конечного узла k как по условию равенства их сечений (11.89), так и по условию минимума расхода проводникового материала (11.78) может быть осуществлен с использованием значений плотностей тока $J_{(F)i}$ и $J_{(V)i}$, легко определяемых по формулам (11.92) и (11.94) для каждого участка через постоянное значение J_k . При этом сечения на участках магистралей находятся по простейшим формулам:

$$F_{(F)i} = I_i / J_{(F)i} \quad (11.88b)$$

$$F_{(V)i} = I_i / J_{(V)i} \quad (11.936)$$

Соотношения (11.92) и (11.94) удобно использовать для построения общего формализованного алгоритма определения сечений по одному из трех рассмотренных условий, ориентированного на использование ЭВМ. Сводка необходимых для этого выражений представлена в табл. 11.10.

Таблица 11.10. Соотношения параметров при обеспечении допустимой потери напряжения до конечного узла k в разветвленной распределительной сети по различным условиям*

Условие выбора сечений	Доля суммарной допустимой потери напряжения для i -го участка** ($\Delta U_{ai}/\Delta U_{ak}^{(1)}$)	Плотность тока на i -м участке (J_i)	Сечение проводника фазы на i -м участке (F_i)
$V_{\Sigma k} = \min$ (11.78)	$d_{ai} = \frac{L_i \sqrt{P_{i-1,i}}}{\sum_{i=1}^m L_i \sqrt{P_{i-1,i}}}$ (11.77)	$J_{(V)i} = \frac{d_{ai}}{c_{ai}} J_k$ (11.94)	$F_{(V)i} = I_i/J_{(V)i}$ (11.93б)
$J_k = \text{idem}$ (11.82б)	$c_{ai} = \frac{L_i \cos \varphi_i}{\sum_{i=1}^m L_i \cos \varphi_i}$ (11.86)	$J_k = \frac{\Delta U_{ak}^{(1)}}{\sqrt{3} \rho \sum_{i=1}^m L_i \cos \varphi_i}$ (11.87)	$F_{(J)i} = I_i/J_k$ (11.69д)
$F_k = \text{idem}$ (11.89)	$f_{ai} = \frac{L_i P_{i-1,i}}{\sum_{i=1}^m L_i P_{i-1,i}}$ (11.91)	$J_{(F)i} = \frac{f_{ai}}{c_{ai}} J_k$ (11.92)	$F_{(F)i} = I_i/J_{(F)i}$ (11.88в)

* В скобках указаны номера формул в тексте.

** i — порядковый номер участка, принадлежащего множеству $M(k)$.

После ознакомления со всеми тремя возможными подходами к определению сечений проводников на участках разветвленной радиально-магистральной распределительной сети с $U_{\text{ном}} \leq 20$ кВ, обеспечивающих уменьшение потерь напряжения от ЦП до ее конечных пунктов до допустимой величины ($\Delta U_{\text{доп}}$), естественно возникает вопрос, какое же из рассмотренных условий следует предпочесть, если сеть не обладает теми отмеченными выше ярко выраженными призна-

ками, которые позволяют сразу рекомендовать использование того или иного условия. Избежать при этом субъективизма можно, очевидно, лишь в том случае, если применить для выбора условия некоторый объективный критерий, в качестве которого в современных условиях принят минимум приведенных затрат. Такой подход предполагает определение сечений по всем трем условиям и последующее сопоставление затрат на сооружение и эксплуатацию этих трех вариантов сети. Очевидно, с ростом сложности сети, т.е. числа узлов и ветвей графа, трудоемкость решения задачи возрастает и требует применения ЭВМ. В этих условиях в качестве конкурирующих выступают машинно-ориентированные методы решения задачи при ее формулировке как задачи поиска оптимальных параметров сети в условиях технических ограничений. К числу таких методов относится разработанный в Киевском политехническом институте под руководством д-ра техн. наук, проф. В.В. Зорина метод дискретной оптимизации [36], а также метод упорядоченного перебора вариантов, предложенный в Московском энергетическом институте д-ром техн. наук Нгуен Динь Хао. Однако изложение этих методов выходит за рамки настоящего учебника.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 11

К § 11.1. 1. Какие исходные данные используются при проектировании новой электрической сети? 2. Какие две системы номинальных напряжений существуют в нашей стране? 3. Из каких соображений нужно исходить при выборе номинального напряжения сети? 4. Функцией каких параметров является номинальное напряжение в предложенных эмпирических формулах? 5. Какие ограничения передаваемой мощности следует учитывать при использовании эмпирических формул? 6. Какое условие определяет границу между областями применения двух смежных номинальных напряжений? 7. Для какой схемы получены границы областей применения различных номинальных напряжений? 8. Какие факторы ограничивают возможность использования имеющихся областей? 9. Из каких этапов состоит алгоритм выбора номинального напряжения вновь проектируемой сети районного значения?

К § 11.2. 1. Какие конкурирующие факторы определяют наличие минимума функции приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию линий электропередачи? 2. Какие допущения вводятся при записи зависимости приведенных затрат от сечения? 3. Что понимается под экономической плотностью тока? 4. Каковы принципы нормирования экономической плотности тока? 5. С какой целью вводится представление экономической плотности тока в виде линейной функции обобщенного параметра? 6. Как выбирается сечение проводов и жил

кабелей с использованием нормированных значений экономической плотности тока? 7. Сечения каких линий не подлежат выбору по экономической плотности тока? 8. Каковы достоинства и недостатки метода экономической плотности тока?

К § 11.3. 1. В чем сущность выбора сечений по методу экономических токовых интервалов? 2. Каковы необходимые и достаточные условия существования экономических токовых интервалов? 3. По каким показателям дифференцированы значения токов, отвечающих верхним границам соответствующих интервалов? 4. Какова идея использования "универсальных номограмм" для выбора сечений по методу экономических интервалов? 5. Какие факторы учитываются при определении расчетного значения тока линии, используемого для выбора сечений по методу экономических интервалов?

К § 11.4. 1. Какие дополнительные технические условия необходимо учитывать при выборе сечений проводов и жил кабелей? 2. В каких случаях требуется проверка выбранных сечений по условиям механической прочности? 3. Какие факторы влияют на тепловое состояние проводов воздушных линий? 4. Какие параметры определяют значение тока, допустимого по условиям нагрева проводов ВЛ? 5. Какова допустимая температура нагрева проводов ВЛ и чем она определяется? 6. В каких режимах необходимо осуществлять проверку выбранных по условиям экономической целесообразности сечений проводов ВЛ по допустимому нагреву? 7. Какие факторы влияют на тепловое состояние любого из элементов кабеля? 8. Каковы допустимые температуры нагрева жил кабелей? 9. Какие источники теплоты существуют в кабеле переменного тока? 10. От каких параметров зависит значение длительно допустимого тока кабельной линии? 11. В каком соотношении находятся допустимые токи и мощности воздушных и кабельных линий при одинаковых номинальных напряжениях и сечениях? 12. По каким условиям проверяют выбранное сечение на термическую стойкость? 13. Какие мероприятия позволяют уменьшить тепловыделения в жилах кабеля при КЗ? 14. Какая напряженность электрического поля допустима на поверхности проводов ВЛ? 15. Каковы минимальные по условиям ограничения потерь на корону сечения проводов ВЛ 110—220 кВ и ВЛ 500 кВ с расщеплением фазы на три провода? 16. Какие аппараты применяются для защиты электрических сетей от перегрузок и токов КЗ? 17. Какие разновидности расцепителей максимального тока используются в автоматических выключателях? 18. Какими номинальными параметрами характеризуются предохранители? 19. Какие категории сетей до 1 кВ, проложенные внутри помещений, подлежат защите от перегрузок? 20. В чем смысл согласования выбора сечения проводников с характеристиками аппаратов защиты?

К § 11.5. 1. Чем вызвана необходимость проверки выбранных сечений линий распределительных сетей по условию обеспечения допустимой потери напряжения? 2. Какая величина допустимой потери напряжения принимается при такой проверке? 3. Каковы возможные формулировки задачи выбора

сечений линий распределительной сети с учетом обеспечения допустимой потери напряжения? 4. Введение каких дополнительных условий позволяет получить единственное решение этой задачи при ее традиционной постановке? 5. Каково условие обеспечения минимума расхода проводникового материала в магистральной сети? 6. При каком условии обеспечивается минимум суммарных потерь активной мощности в магистральной сети? 7. В каких случаях целесообразно использовать условие одинаковости сечений проводников на участках магистральной сети? 8. На чем основана возможность построения формализованного и ориентированного на применение ЭВМ алгоритма определения сечений, удовлетворяющих каждому из дополнительных условий?

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРОВАНИИ КОНСТРУКТИВНОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

§ 12.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧ И ИСХОДНЫХ УСЛОВИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКТИВНОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

При проектировании, сооружении и эксплуатации сетей электрических систем приходится решать вопросы конструктивного выполнения воздушных линий электропередачи. Выбор конструкций воздушных линий, в первую очередь опор и проводов, оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели и надежность работы сетей электроэнергетических систем. В ряде случаев данные конструкции влияют на условия и надежность работы смежных инженерных сооружений (линии связи, транспортные магистрали и т.п.), а также должны оцениваться по экологическому влиянию (500–750 кВ и выше) и технико-эстетическому восприятию в условиях населенных пунктов, исторических ландшафтов и т.д. Таким образом, обоснованный выбор конструкций воздушных линий и их расчеты по условиям механической прочности являются важными задачами проектирования сетей электроэнергетических систем.

В общем случае в состав основных вопросов проектирования конструктивной части воздушных линий входит выбор и определение: а) материалов и конструкций проводов и грозозащитных тросов*; б) схемы размещения проводов и тросов на опорах; в) конструкций и параметров изоляции и линейной арматуры; г) расчетных длин промежуточных пролетов линии; д) механических нагрузок и сил, действующих на провода, тросы и опоры; е) механических напряжений проводов и тросов в различных режимах работы и для всего возможного диапазона изменений климатических влияний и условий; ж) наибольших стрел провеса проводов и тросов; з) расчетов напряжений мате-

*В последующем тексте данной главы термин "трос" относится к грозозащитным тросам воздушных линий, если не приводятся дополнительные сведения или пояснения.

риалов проводов и тросов, а также стрел провеса при их монтаже на опорах; и) выбора материалов, типов и иных характеристик конструкций опор; к) расстановки промежуточных, анкерных и анкерных-угловых опор по трассе линии; л) выбора материала и типа фундаментов опор и др. [3, 57, 58, 60].

Для проектирования линий в первую очередь необходимо знание следующих характеристик метеорологических условий [3]:

- скорости ветра: высшей, среднеэксплуатационной, при гололеде и при условиях грозы;
- толщины стенки гололеда и его объемного веса;
- температуры воздуха: высшей, низшей, при гололеде, при наибольшей скорости ветра, при условиях грозы и др.

Необходимы также материалы геологической карты трассы линии, ее рельефа, отметок над уровнем моря, а также пересечений и сближений линий с иными техническими сооружениями.

Спецификой проектирования воздушных линий является экономическая нецелесообразность нормативных расчетов механической прочности проводов, опор и т.д. на воздействие исключительно редких сил давления ветра, веса гололедных образований, возникающих при экстремальных природных условиях.

Чем больший период времени наблюдений учитывается при проектировании линий, тем больший диапазон изменений климатических условий принимается во внимание, и, следовательно, повышается надежность работы линии. Это, в свою очередь, сказывается на увеличении учитываемых при расчетах механических нагрузок. Поэтому выбор расчетных климатических условий по необоснованно большому периоду наблюдений, не согласованному с реальными сроками работы линий, ведет к удорожанию конструкции линии. В настоящее время в таких расчетах учитываются высшие и низшие параметры климатических условий и их сочетания исходя из повторяемости: 1 раз в 5 лет — для линий с номинальным напряжением до 3 кВ включительно; 1 раз в 10 лет — для линий 6–330 кВ; 1 раз в 15 лет — для линий 500 кВ и выше. При этом принимается, что отключения линий более высоких номинальных напряжений должны допускаться реже, так как они влекут за собой большие убытки из-за недоотпуска электроэнергии потребителям. Диапазон климатических условий по территории страны изменяется в больших пределах.

На основе длительных метеорологических наблюдений и измерений составлены карты скоростей ветра и толщин стенки гололедных образований, которые следует учитывать при проектировании воздушных линий. Необходимый набор таких карт приведен в специальной литературе [3], где вся территория страны разделена на восемь зон по

наибольшим скоростным напорам ветра и на пять зон по интенсивности гололедных образований.

Скоростным напором ветра (q) называется давление (Па) на провода (тросы, конструкции опоры), оказываемое кубометром движущейся массы воздуха (объемный вес $1,22 \text{ Н/м}^3$) и связанное со скоростью движения воздуха (ветра, м/с) соотношением

$$q_v = v^2/1,6. \quad (12.1)$$

В табл. 12.1—12.3 приведена нормативная координация скоростных напоров (и скоростей) ветра, толщин стенки гололеда и температуры

Таблица 12.1. Наибольшие нормативные скоростные напоры, Па, и скорости ветра, м/с, на высоте до 15 м от поверхности земли

Ветровые районы	Номинальное напряжение линии, кВ		
	до 3	6-330	500
I	270(21)	400(25)	550(30)
II	350(24)	400(25)	550(30)
III	450(27)	500(29)	550(30)
IV	550(30)	650(32)	800(36)
V	700(33)	800(36)	800(36)
VI	850(37)	1000(40)	1000(40)
VII	1000(40)	1250(45)	1250(45)

Примечание. Без скобок — скоростные напоры, в скобках — скорости ветра.

Таблица 12.2. Нормативная толщина стенки гололеда, мм, для высоты 10 м над поверхностью земли

Районы страны по гололеду	Номинальное напряжение линии, кВ		
	до 3	6-330	500
I	5	5	На основе данных наблюдений, но не менее 10 мм
II	5	10	
III	10	15	
IV	15	20	
Особый	20 и более с уточнением по наблюдениям	22 и более с уточнением по наблюдениям	

Таблица 12.3. Нормативные сочетания характеристик климатических условий для проектирования воздушных линий

Режим работы ВЛ	Условия расчетов	Температура воздуха, °C	Скоростной напор ветра, Па	Скорость ветра, м/с	Толщина стенки гололеда, мм
Нормальный	Высшая температура воздуха	$\vartheta_{\text{в}}$	0	0	0
	Низшая температура воздуха	$\vartheta_{\text{н}}$	0	0	0
	Среднегодовая температура воздуха	$\vartheta_{\text{с г}}$	0	0	0
	Наибольший скоростной напор ветра (табл. 12.1)	-5	$q_{\text{нб}}$	$v_{\text{нб}}$	0
	То же, при $\vartheta_{\text{с г}} \leq -5^\circ\text{C}$	-10	$q_{\text{нб}}$	$v_{\text{нб}}$	0
	Провода и тросы покрыты гололедом	-5	$0,25 q_{\text{нб}}$, но ≤ 300	$0,5 v_{\text{нб}}$, но ≤ 22	$b_{\text{г}}$ — по наблюдениям, но не ниже 5 мм для 330 кВ и 10 мм для ВЛ 500 кВ
	То же, при $\vartheta_{\text{с г}} \leq -5^\circ\text{C}$	-10	$0,25 q_{\text{нб}}$	$0,5 v_{\text{нб}}$	То же
	То же, при $b_{\text{г}} \geq 15 \text{ см}$	-5	$0,25 q_{\text{нб}}$, но ≥ 140 и ≤ 300	$0,5 v_{\text{нб}}$, но $\geq 1,5$ и ≤ 22	≥ 15
	То же, при $\vartheta_{\text{с г}} \leq -5^\circ\text{C}$ и $b_{\text{г}} > 15 \text{ мм}$	-10	То же	То же	≥ 15

Продолжение табл. 12.3

Режим работы ВЛ	Условия расчетов	Температура воздуха, °С	Скоростной напор ветра, Па	Скорость ветра, м/с	Толщина стенки гололеда, мм
Нормальный	Приближения проводов к опорам и сооружениям:				
	при рабочем напряжении	-5	$q_{нб}$	$u_{нб}$	0
	при атмосферных и внутренних перенапряжениях	+15	$0,1 q_{нб}$, но $\geq 62,5$	$0,3 u_{нб}$, но ≥ 10	0
	для безопасного подъема на опору под напряжением	-15	0	0	0
Обрыв проводов или тросов	При среднегодовой температуре	$\vartheta_{сг}$	0	0	0
	При проводах и тросах, покрытых гололедом	-5	0	0	b_r — до обрыва, 0 — после обрыва
	При низшей температуре	ϑ_n	0	0	0
Монтаж проводов и тросов	Условия монтажа	-15	62,5	10	0

воздуха для основных расчетных режимов конструктивной части воздушных линий. При конкретном проектировании все упомянутые характеристики климатических условий уточняются по данным метеорологических наблюдений для района трассы линии.

Наряду с приведенными сведениями о нормативных климатических условиях расчетов проводов и тросов современной тенденцией является учет и предельных значений скоростей ветра, и отложений гололеда с более редкой повторяемостью (ориентировочно — 25 лет), при которых могут быть допущены предельные напряжения проводов и тросов. Необходимость учета таких механических нагрузок определяется значительными объемами разрушений воздушных линий и с такими же народнохозяйственными убытками при экстремальных нагрузках.

§ 12.2. ВЫБОР ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ С УЧЕТОМ ЗАДАЧ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКТИВНОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

В гл. 2 были сформулированы основные условия, определяющие выбор конструктивных материалов проводов и грозозащитных тросов. Отмечалось, что основным проводниковым материалом в отечественной и мировой практике в настоящее время является алюминий, а основной конструкцией проводов — витой сталеалюминиевый провод.

Так как основным назначением воздушных линий является экономически целесообразная передача электроэнергии, то сечения проводов выбираются в первую очередь в зависимости от тока линии в нормальном и послеаварийном режимах работы электрической сети (см. гл. 11).

Условия собственно механической прочности проводов являются определяющими выбор их сечений лишь в ограниченном числе случаев. Так, при передаче малой мощности сечение, необходимое по технико-экономическим условиям передачи мощности, может оказаться недостаточным для надежной работы воздушной линии. Такие случаи встречаются при проектировании линий до 1 кВ, для которых должны выбираться провода сечением не менее 16 мм² при алюминиевых проводах и 10 мм² при сталеалюминиевых. На линиях с номинальным напряжением 110 кВ и выше определяющая роль условий механической прочности может сказаться при проектировании необычно больших пролетов линий при пересечении водных пространств, ущелий и т.п. (700—800 м и более) [3, 54, 56, 60].

На линиях 10 кВ и более высоких напряжений при толщине стенки гололеда не более 20 мм наиболее широко применяются алюминиевые и сталеалюминиевые провода, указанные в табл. 12.4 и 12.5.

Из предыдущего следует, что расчеты проводов воздушных линий по условиям механической прочности производятся при предварительно выбранных сечениях проводов и известных климатических условиях.

Т а б л и ц а 12.4. Конструктивные характеристики и пределы прочности на растяжение алюминиевых проводов

Марка провода (номинальное сечение, мм ²)	Фактическая площадь попе- речного сече- ния, мм ²	Внешний диа- метр, мм	Погонная мас- са, кг/м	Предел прочности провода, МПа
A16	15,9	5,1	0,043	172
A25	24,9	6,4	0,068	165
A35	34,3	7,5	0,094	164
A50	49,5	9,0	0,135	157
A70	69,2	10,7	0,189	146
A95	92,3	12,3	0,252	141
A120	117,0	14,0	0,321	168

Т а б л и ц а 12.5. Конструктивные характеристики и пределы прочности на растяжение основных марок сталеалюминиевых проводов

Марка провода (номиналь- ное се- чение, мм ²)	Отноше- ние сече- ний алю- миниевой части и стального сердечни- ка	Фактические сече- ния, мм ²		Расчетные диамет- ры, мм		Погон- ная мас- са, кг/м	Предел проч- ности на рас- тяже- ние, МПа
		алюми- ниевой части	стального сердеч- ника	провода	стального сердеч- ника		
АС 10/1,8	5,98	10,6	1,77	4,5	1,5	0,043	330
АС 16/2,7	5,99	16,1	2,69	5,6	1,9	0,065	331
АС 25/4,2	6,0	24,9	4,15	6,9	2,3	0,100	320
АС 35/6,2	6,0	36,9	6,16	8,4	2,8	0,148	314
АС 50/8,0	6,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,195	296
АС 70/11	6,0	68,0	11,3	11,4	3,8	0,276	296
АС 95/16	6,0	95,4	15,9	13,5	4,5	0,385	291
АС 120/19	6,28	118,0	18,8	15,2	5,5	0,471	304
АС 150/24	6,16	149,0	24,2	17,1	6,3	0,559	302
АС 185/29	6,24	181,0	29,0	18,8	6,9	0,728	284
АС 240/39	6,11	236,0	38,6	21,6	8,0	0,952	286
АС 300/48	6,17	295,0	47,8	24,1	8,9	1,186	285
АС 400/64	6,14	390,0	63,5	27,7	10,2	1,572	276

ях в районе сооружения линии. При таких исходных условиях основной задачей *расчетов проводов* воздушных линий по условию механической прочности является осуществление линий с такими промежуточными пролетами, напряжениями материалов и стрелами провеса проводов, при которых во всем заданном диапазоне климатических условий в нормальных и аварийных режимах (см. ниже) не будут превзойдены: а) допускаемые механические напряжения проводов; б) максимальные допускаемые стрелы провеса проводов [3], что обеспечивает соблюдение минимально допустимых расстояний от низшей точки провисания проводов до земли.

Грозозащитные тросы обычно выполняются многопроволочными из оцинкованной стальной проволоки диаметром 9—11 мм или сталеалюминиевыми проводами с алюминиевыми проволоками специализированной упрочняющей термообработки. Задачей *механического расчета* данных тросов является выбор таких стрел их провеса, при которых обеспечивается надежная защита проводов от непосредственного поражения молнией, а также механическая прочность во всех режимах линии работы.

§ 12.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПРОВОДА И ГРОЗОЗАЩИТНЫЕ ТРОСЫ

Учитывая многообразие задач, решаемых при расчете проводов и тросов по условиям механической прочности, действующие механические силы целесообразно представлять в форме удельных нагрузок. Под *удельной нагрузкой* понимается равномерно распределенная вдоль пролета провода (троса) механическая нагрузка, отнесенная к единице длины и единице поперечного сечения провода. Если механические силы выражать в Н, длины — в м, а поперечные сечения — в мм², то размерность удельных нагрузок может быть представлена в Н/(м·мм²).

Удельная нагрузка от собственного веса провода (троса) [Н/(м·мм²)] составляет

$$\gamma_1 = 9,81 M_{\text{п}} / F, \quad (12.2)$$

где 9,81 — ускорение свободного падения, м/с²; $M_{\text{п}}$ — погонная масса провода (троса), кг/м; F — поперечное сечение провода (троса), мм²; для сталеалюминиевых проводов — суммарное поперечное сечение алюминиевой и стальной частей.

Значения $M_{\text{п}}$ для наиболее часто применяемых проводов приведены в табл. 12.4, и 12.5; более подробные сведения см. [3].

Удельная нагрузка γ_2 [Н/(м·мм²)] от гололеда с удельной массой $m_{г.у}$ определяется в предположении цилиндрической формы гололедообразования с расчетной толщиной стенки $b_{г.р}$ (мм) вдоль всего пролета провода (троса), имеющего диаметр d (мм):

$$\begin{aligned}\gamma_2 &= 9,81[\pi(d + 2b_{г.р})^2 - \pi d^2]m_{г.у}/4F = \\ &= 9,81\pi b_{г.р}(d + b_{г.р})m_{г.у}/F,\end{aligned}\quad (12.3)$$

диаметры проводов — см. табл. 12.4 и 12.5 [9, 61, 62].

При $m_{г.у} = 900$ кг/м³ удельная нагрузка [Н/(м·мм²)]

$$\gamma_2 = 27,74b_{г.р}(d + b_{г.р})10^{-3}/F.\quad (12.4)$$

Расчетная толщина стенки гололеда определяется на основе нормативной величины b_r (мм), принимаемой по данным табл. 12.2:

$$b_{г.р} = b_r k_{b,d} k_{b,h}, \quad k_{b,d} = 0,17 + 0,83\sqrt{0,1d},\quad (12.5)$$

где $k_{b,d}$ — поправочный коэффициент на действительный диаметр провода или троса, отличающийся от 10 мм [57]; $k_{b,h}$ — то же, при высоте центра тяжести проводов больше 25 м.

Значения $k_{b,h}$ определяются по высоте центра тяжести проводов или тросов (в пролете над поверхностью земли), которая для большинства воздушных линий до 330 кВ включительно, проходящих по мало пересеченной местности, не превышает 25 м (т.е. $k_{b,h} = 1$) [3, 6, 61].

Суммарная вертикально направленная удельная нагрузка [Н/(м·мм²)] на провод или трос от сил веса провода или троса и гололеда

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2.\quad (12.6)$$

При расчетах проводов и тросов линий (за исключением специальных случаев) удельные нагрузки от давления ветра определяют в предположении горизонтального и перпендикулярного пролету линии направления ветра.

Удельная нагрузка [Н/(м·мм²)] от давления ветра на провод (трос), не покрытый гололедом,

$$\gamma_4 = \alpha k_l C_x q_v d 10^{-3}/F,\quad (12.7)$$

где q_v — скоростной напор ветра, Па, имеющего скорость v , м/с, по (12.1); α — коэффициент неравномерности скоростного напора ветра, принимаемый равным 1 при $q_v \leq 270$ Па, 0,85 при 400 Па, 0,75 при 550 Па и 0,7 при 760 Па и более, при промежуточных значениях q_v — по интерполяции; k_l — коэффициент влияния длины пролета, равный

1,2 при пролетах до 50 м, 1,1 при 100 м, 1,05 при 150 м и 1,0 при 250 м и более, при промежуточных значениях длин пролетов — по интерполяции; C_x — аэродинамический коэффициент проводов или тросов, составляющий 1,2 при $d < 20$ мм и 1,1 при $d \geq 20$ мм; d — см. выше.

Удельная нагрузка [Н/(м·мм²)] на провода и тросы, покрытые гололедом,

$$\gamma_5 = \alpha k_l C_{гг} q_v (d + 2b_{г.р}) 10^{-3}/F,\quad (12.8)$$

где при гололеде $C_{гг} = 1,2$; иные коэффициенты и обозначения — см. выше.

В заключение определяют результирующие удельные нагрузки [Н/(м·мм²)] на провода:

при отсутствии гололеда:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2},\quad (12.9)$$

и при гололедообразованиях:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}.\quad (12.10)$$

В зависимости от материалов проводов и расчетных климатических условий любая из последних двух удельных нагрузок может оказаться наибольшей по абсолютной величине.

§ 12.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ РАСТЯЖЕНИЯ И ДОПУСКАЕМЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ

По [3] расчеты проводов и тросов по условиям механической прочности ведутся по допускаемым напряжениям, определяемым на основе анализа графиков взаимозависимостей напряжений и деформаций проводов (тросов) при их растяжении.

В общем случае характеристики растяжения проводов зависят от: а) физических свойств металлов проводов (тросов); б) конструкций проводов (тросов) по количеству проволок и их свивке; в) длительности приложения растягивающих усилий и их изменений во времени.

Общий вид таких характеристик иллюстрируется рис. 12.1, где представлены графики зависимостей напряжений материала проводов от их деформации в режимах [57]: I — режим первоначального ускоренного растяжения, соответствующего монтажу проводов (тросов), когда их вытяжка обуславливается как первичными упругими деформациями проволок, так и уплотнением проволочной витой структуры; II — режим медленных механических нагрузок и соответствующих

деформаций в длительной эксплуатации проводов и тросов, в том числе и при максимальных механических нагрузках от веса гололеда и давления ветра, когда на характеристики растяжений оказывают влияние деформации, обусловленные текучестью металла (в первую очередь алюминия); III — режимы многократных эксплуатационных деформаций проводов и тросов, ранее прошедших стадии I и II растяжений, под воздействием постоянных изменений климатических условий работы линии.

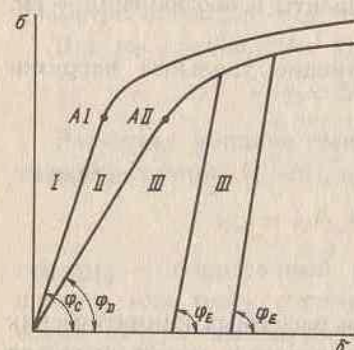


Рис. 12.1. Напряжения и деформации проводов и тросов при различных характеристиках процессов их растяжений

C — в расчетах напряжений и стрел провеса при первичных растяжениях в режимах монтажа;

D — для определения допускаемых напряжений материалов при максимальных механических нагрузках от веса гололеда и давления ветра, а также при низшей температуре воздуха;

E — для расчетов напряжений и стрел провеса в эксплуатационных условиях (при различных климатических условиях).

Значения модулей растяжений для наиболее широко применяемых марок проводов и тросов приведены в табл. 12.6 и [3, 57].

В настоящее время расчет проводов и тросов воздушных линий производится по методике допускаемых напряжений, при которых обеспечивается определенный запас прочности по отношению к разрушающим напряжениям*. В связи со спецификой работы проводов и

Различие рассматриваемых взаимозависимостей I—III на рис. 12.1 обуславливает отличающиеся наклоны (φ_C , φ_D , φ_E) их прямолинейных участков упругих деформаций, что в расчетах соответственно характеризуется модулем первоначального растяжения (неупругости) $C \equiv \operatorname{tg} \varphi_C$, модулем предельного растяжения (релаксации) $D \equiv \operatorname{tg} \varphi_D$ и модулем упругости $E \equiv \operatorname{tg} \varphi_E$; размерность C , D , E — Па.

Имея в виду приведенные выше характеристики физического содержания модулей растяжений, можно сформулировать области их применения при расчетах проводов (тросов) воздушных линий:

тросов при широком диапазоне изменяющихся нормативных климатических условий (см. § 2.2) и связанных с этим изменениях напряжений металлов, из которых они выполнены, устанавливаются: а) допускаемые напряжения на растяжение под действием механических сил веса провода и гололеда и давления ветра; б) допускаемые напряжения на растяжение при низшей температуре воздуха; в) допускаемые напряжения при среднегодовых эксплуатационных условиях для предотвращения изломов проволок из-за усталости металла при вибрации проводов и тросов (см. § 2.2).

Таблица 12.6. Физико-механические характеристики основных марок алюминиевых и сталеалюминиевых проводов

Марка провода (номинальное сечение, мм ²)	Температурный коэффициент расширения, 10 ⁻⁶ 1/°C	Модули растяжения, 10 ³ МПа			Допускаемые напряжения на растяжения в долях от $\sigma_{\text{пр}}$ по табл. 12.5		
		упругого E	неупругого C	предельного D	при наибольшей нагрузке, $[\sigma]_{\text{нб}}$	при низшей тем- пературе, $[\sigma]_{\text{нл}}$	средне- годовое $[\sigma]_{\text{сг}}$
A 16 ... A 35 A 50, A 70 A 95 A 120	23,0	63,0	49	32,4	0,35 0,40 0,40 0,45	0,35 0,40 0,40 0,45	0,30
AC 16, AC 25 AC 35 - AC 95 AC 120 - AC 400	19,2	82,5	71,8	56,4	0,35 0,40 0,45	0,35 0,40 0,45	0,30

Примечание. Приведенные в таблице допускаемые напряжения относятся к проводам AC, характеристики которых указаны в табл. 12.5.

Допускаемые напряжения проводов, выполненных из проволок одного металла, при наибольшей механической нагрузке и низшей температуре одинаковы, так как определяются только напряжением на растяжение и необходимым запасом прочности. Допускаемые напряжения сталеалюминиевых проводов (как и иных проводов, свитых из проволок из двух металлов) устанавливаются с учетом внутренних напряжений в алюминии и стали, возникающих в связи с различными температурными коэффициентами деформации этих металлов и по-

*В ближайшей перспективе можно ожидать перехода к расчетам проводов и тросов на основе метода предельных состояний их материалов и конструкций.

стоянными изменениями эксплуатационной температуры проводов и тросов. Этим объясняется необходимость теоретического различия допускаемых напряжений сталеалюминиевых проводов при низшей температуре и при наибольших механических нагрузках. При незначительности различий данных напряжений в практических расчетах ею пренебрегают (см. § 12.9). При этом имеется в виду, что в расчетах проводов их температура условно принимается равной температуре воздуха. Последнее объясняется тем, что температура провода при экономически целесообразной плотности тока (см. гл. 11) выше температуры окружающего воздуха всего на 1–3°C.

Допускаемые напряжения для наиболее широко применяемых марок проводов и тросов, а также для нормативных климатических условий (табл. 12.3) приведены в табл. 12.6.

§ 12.5. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ ПРОВИСАНИЯ, СТРЕЛ ПРОВЕСА И ДЛИН В ПРОЛЕТАХ ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ

Исходные положения анализа провисаний проводов и тросов в пролетах основываются на допущении моделирования характеристик провисания уравнением тяжелой идеально гибкой нити (рис. 12.2).

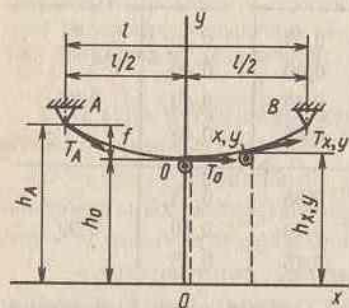


Рис. 12.2. Провисание провода в пролете с равной высотой точек его подвески на опорах

Последнее основывается на том, что жесткость поперечных сечений витых проводов (тросов), обычно имеющих диаметры в 10–25 мм, несущественна сравнительно с воздействием сил веса в тысячи и десятки тысяч Н.

При определенном значении ординаты низшей точки y_0 учитывается, что гибкая нить обладает следующими свойствами: а) тяжение по нити в любой точке (T_0 , $T_{x,y}$, T_A — рис. 12.2) направлено по касательной к кривой ее провисания; б) это тяжение ($T_{x,y}$) может быть уравновешено весом вертикального отрезка гибкой нити, свисающей до оси абсцисс, если в рассматриваемой точке (x , y) эту нить "перекинуть через идеальный блок". Это свойство гибкой нити применительно к рис. 12.2 можно выразить уравнением

$$y = y_0 \operatorname{ch}(x/y_0). \quad (12.11)$$

где $T_{x,y}$ — тяжение по гибкой нити в точке с ординатами x , y ; $G_{x,y}$ — сила веса отрезка гибкой нити, имеющего длину от точки x , y до оси абсцисс.

$$T_{x,y} = G_{x,y},$$

При подвеске провода (троса) в точках A и B (рис. 12.2) предыдущее уравнение примет вид

$$T_{x,y} = G_{x,y} = \gamma_i y F, \quad (12.12)$$

где γ_i — удельная нагрузка (см. § 12.3) провода (троса), Н/(м·мм²); F — площадь поперечного сечения провода (троса), мм². Для низшей точки провисания провода (троса)

$$T_0 = \gamma_i y_0 F.$$

Деля обе части последнего уравнения на площадь поперечного сечения провода (троса), получим

$$T_0/F = \sigma_0 = \gamma_i y_0,$$

откуда

$$y_0 = \sigma_0/\gamma_i, \quad (12.13)$$

где σ_0 — напряжение растяжения в низшей точке провода (троса).

Уравнение (12.12), записанное для точек подвески провода (троса) A , B , имеет вид

$$T_{A,B} = \gamma_i y_{A,B} F.$$

Так как по рис. 12.2. $y_{A,B} = y_0 + f$, то

$$T_{A,B} = \gamma_i F(y_0 + f) = T_0 + \gamma_i F f, \quad (12.14)$$

где f — стрела провеса провода (троса).

При этом напряжение провода (троса) в точках его подвеса

$$\sigma_{A,B} = \gamma_i(y_0 + f) = \sigma_0 + \gamma_i f. \quad (12.15)$$

Из последних уравнений следует, что тяжения и напряжения провода (троса) в точках его крепления больше, чем в низшей точке, и они могут быть определены, если известно напряжение провода (троса) в его низшей точке и стрела провеса.

В линиях, проходящих по умеренно пересеченной местности, разница напряжений провода (троса) в точке его подвески и в низшей обычно составляет лишь доли процента и может не учитываться в расчетах. При значительных стрелах провеса проводов (тросов), составляющих десятки метров и более (линии в горной местности, при переходах через крупные реки и т.п.), разница в напряжениях в низшей точке и точках подвеса (5% и более) должна учитываться в расчетах.

Из рис. 12.2 видно, что $f = y_{A,B} - y_0$, или с учетом (12.11)

$$f = y_0 (\operatorname{ch} x_{A,B}/y_0 - 1),$$

где $x_{A,B} = l/2$. Подставляя в последнее уравнение значение y_0 из (12.13), получим

$$f = \sigma_0 \left[\operatorname{ch} \frac{\gamma_i l}{2\sigma_0} - 1 \right] / \gamma_i \quad (12.16)$$

что дает возможность определять величину стрелы провеса провода при известной длине пролета.

Разложение $\operatorname{ch}(\gamma_i l / 2\sigma_0)$ в ряд и учет лишь первых членов этого ряда приводит к упрощенной формуле расчета стрел провеса проводов (тросов):

$$f = \frac{1}{2!} \left[\frac{\gamma_i}{\sigma_0} \right] \left[\frac{l}{2} \right]^2 + \frac{1}{4!} \left[\frac{\gamma_i}{\sigma_0} \right]^3 \left[\frac{l}{2} \right]^4 + \dots = \frac{\gamma_i l^2}{8\sigma_0} + \frac{\gamma_i^3 l^4}{384\sigma_0^3} + \dots \quad (12.17)$$

или

$$f \approx \gamma_i l^2 / (8\sigma_0). \quad (12.18)$$

В практических расчетах при длинах пролетов до 700–800 м может использоваться выражение (12.18), по которому стрелы провеса определяются с точностью до долей процента. При больших длинах пролетов следует пользоваться расчетом по (12.16) или (12.17).

Длина гибкой нити от ее нижней точки до одной из точек крепления (рис. 12.2)

$$L_{0A} = L_{0B} = y_0 \operatorname{sh}(x_{A,B}/y_0). \quad (12.19)$$

Полная длина провода (троса) в пролете при равной высоте точек A и B над поверхностью земли и с учетом значения y_0 по (12.13)

$$L = 2 \frac{\sigma_0}{\gamma_i} \operatorname{sh} \frac{\gamma_i l}{2\sigma_0}. \quad (12.20)$$

Приближенные выражения для определения длины провода (троса) в пролете получим, разложив $\operatorname{sh}(\gamma_i l / 2\sigma_0)$ в ряд:

$$\begin{aligned} L &= 2 \left[\frac{1}{1!} \left[\frac{\gamma_i}{\sigma_0} \right]^0 \left[\frac{l}{2} \right] + \frac{1}{3!} \left[\frac{\gamma_i}{\sigma_0} \right]^2 \left[\frac{l}{2} \right]^3 + \frac{1}{5!} \left[\frac{\gamma_i}{\sigma_0} \right]^4 \left[\frac{l}{2} \right]^5 + \dots \right] = \\ &= l + \frac{\gamma_i^2 l^3}{24\sigma_0^2} + \frac{\gamma_i^4 l^5}{1920\sigma_0^4} + \dots \end{aligned} \quad (12.21)$$

или

$$L \approx l + \frac{\gamma_i^2 l^3}{24\sigma_0^2}. \quad (12.22)$$

Выражение (12.22) применяется во всех практических расчетах. Длина провода в пролете (L) отличается от длины пролета (l) лишь на доли процента, поэтому часто эти величины принимают равными.

§ 12.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ (УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ПРОВОДА)

Перемены климатических условий приводят к изменениям удельных нагрузок на провода (тросы) и их температуры, а следовательно, и к изменениям их механических напряжений (см. § 2.2 и 12.3). Такие изменения постоянно происходят при эксплуатации воздушных линий, поэтому необходимо уметь определять значения напряжений материалов проводов (тросов) при различных климатических условиях их работы [3, 54, 56, 60].

Определим напряжение провода (троса) σ_n при удельной нагрузке γ_n и температуре воздуха ϑ_n , если известно напряжение этого провода (троса) σ_m при γ_m и ϑ_m . Длина провода или троса в пролете L_m при указанных выше условиях m может быть выражена через длину провода L_n (при условиях n), если известны температурный коэффициент линейного удлинения провода или троса α ($1^\circ/\text{C}$) и коэффициент упругого удлинения $\beta = 1/E$, где E — модуль упругости (см. § 12.4):

$$L_n = L_m [1 + \alpha(\vartheta_n - \vartheta_m)] [1 + \beta(\sigma_n - \sigma_m)]. \quad (12.23)$$

Подставляя в (12.23) значения длины провода (троса) по (12.22)* и пренебрегая в правой части членом с произведением $\alpha \cdot \beta$, получим

$$l + \frac{\gamma_n^2 l^3}{24\sigma_n^2} + \alpha E \vartheta_n \approx \left[l + \frac{\gamma_m^2 l^3}{24\sigma_m^2} \right] [1 + \alpha(\vartheta_n - \vartheta_m) + \beta(\sigma_n - \sigma_m)]$$

и далее

*Так как в большинстве случаев расчеты проводов (тросов) ведутся по напряжению в нижней точке, то в дальнейшем изложении при записи напряжений опускается индекс 0.

$$\sigma_n - \frac{\gamma_n^2 l^2 E}{24 \sigma_n^2} + \alpha E \vartheta_n = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2 E}{24 \sigma_m^2} + \alpha E \vartheta_m \quad (12.24)$$

или для любых климатических условий

$$\sigma_i - \frac{\gamma_i^2 l^2 E}{24 \sigma_i^2} + \alpha E \vartheta_i = \text{const.} \quad (12.25)$$

Уравнение (12.24), называемое *уравнением состояния провода*, позволяет определить напряжение провода (троса) при любых климатических условиях (n, i), если известно его напряжение хотя бы при одном комплексе климатических условий (m), характеризующихся некоторой температурой воздуха и удельной нагрузкой на провод (трос).

Применение (12.24) для практических определений напряжений материалов провода (тросов) $\sigma_{n,i}$ при любых климатических условиях n, i , которым соответствуют удельная нагрузка $\gamma_{n,i}$ и температура воздуха $\vartheta_{n,i}$, обычно осуществляется на основе известного допускаемого напряжения провода или троса $[\sigma]_m$ при удельной нагрузке γ_m и температуре воздуха ϑ_m :

$$\sigma_{n,i} - \frac{\gamma_{n,i}^2 l^2 E}{24 \sigma_{n,i}^2} + \alpha E \vartheta_{n,i} = [\sigma]_m - \frac{\gamma_m^2 l^2 E}{24 [\sigma]_m^2} + \alpha E \vartheta_m. \quad (12.26)$$

Такая методика расчета обеспечивает соблюдение условия $\sigma_n \leq [\sigma]_n$ при любых изменениях климатических условий; здесь $[\sigma]_n$ — допускаемое напряжение материала провода (троса) при климатических условиях n , характеризующихся удельной нагрузкой γ_n и температурой воздуха ϑ_n .

§ 12.7. ВЫБОР БАЗОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ДОПУСКАЕМЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ РАСЧЕТАХ ПРОВОДОВ (КРИТИЧЕСКИЕ ПРОЛЕТЫ ПРОВОДОВ)*

Как следует из материалов предыдущего параграфа, определение напряжений проводов при тех или иных климатических условиях осуществляется на основе известного допускаемого напряжения при соответствующих ему удельной нагрузке и температуре воздуха. Вместе

*Вводимые в этом параграфе понятия критических пролетов линий и излагаемая методика их определения не применяется при расчетах грозозащитных тросов (см. § 12.11в).

с тем из § 12.4 и табл. 12.6 видно, что ввиду многообразных условий работы воздушных линий принципиально необходимо устанавливать три значения нормативных допускаемых напряжений при трех различных типах климатических условий (низшая температура, наибольшая механическая нагрузка, среднегодовые условия). Таким образом, обоснованный расчет напряжений проводов по (12.26) требует умения выбрать вполне определенное базовое допускаемое напряжение $[\sigma]_m$, соответствующее базовым климатическим условиям и значениям γ_m и ϑ_m [3, 54, 59, 61].

Выбор базового допустимого напряжения (и соответствующих ему удельной нагрузки провода и температуры воздуха) производится на основе анализа рассчитанных по (12.26) реальных напряжений материалов проводов при различных длинах пролетов.

Рассмотрим зависимости расчетных по (12.26) напряжений проводов (из одного металла) при вариантах базового допускаемого напряжения и соответствующих ему удельной нагрузке провода и температуре воздуха $\sigma_n = \varphi(l, [\sigma]_m, \gamma_m, \vartheta_m)$ (см. рис. 12.3):

1, 2 — зависимости напряжения при среднегодовой температуре ($\sigma_{с.г.}$) в функции от длины пролета при расчетах на основе базового допускаемого напряжения при низшей температуре воздуха $[\sigma]_{\vartheta_n}$ (1 на рис. 12.3, а) и при наибольшей удельной нагрузке провода $[\sigma]_{\gamma_{нб}}$ (2 там же);

4 — зависимость напряжения при наибольшей удельной нагрузке провода ($\sigma_{\gamma_{нб}}$), если за базовое допускаемое напряжение принято допускаемое при низшей температуре воздуха $[\sigma]_{\vartheta_n}$;

5 — зависимость напряжения при низшей температуре воздуха (σ_{ϑ_n}), если за базовое напряжение принято допускаемое при наибольшей удельной нагрузке провода $[\sigma]_{\gamma_{нб}}$.

При этом необходимо иметь в виду, что в данном анализе подразумеваются сочетания вариантов расчетных и допускаемых напряжений с соответствующими удельными нагрузками проводов и климатическими условиями по табл. 12.3.

Помимо указанного на рис. 12.3, а нанесены не зависящие от длин пролетов допускаемые напряжения материалов проводов: 3 — при среднегодовой температуре воздуха; 6 — при низшей температуре воздуха и наибольшей удельной нагрузке (одинаковые при проводах из проволок одного металла). Длины пролетов, соответствующие точкам пересечений графиков рис. 12.3, а, называются:

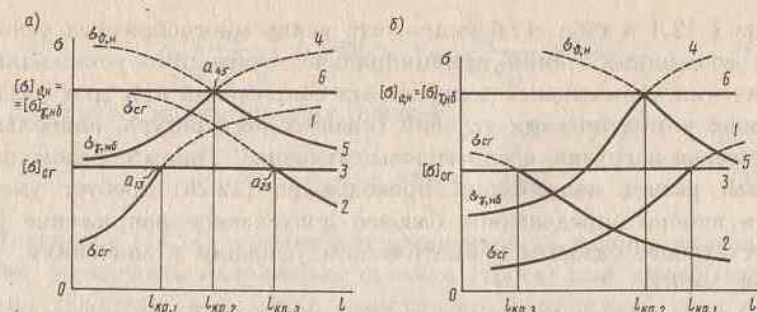


Рис. 12.3. Зависимости напряжений проводов от длины пролета при различных климатических условиях и исходных условиях расчетов

первый критический пролет (l_{kp1}) — пересечение зависимостей 1 и 3 ($\sigma_{с.г}$ и $[\sigma]_{с.г}$);

второй критический пролет (l_{kp2}) — пересечение зависимостей 4, 5 и 6 ($\sigma_{г.н}$, $\sigma_{г.н}$ и $[\sigma]_{г.н} = [\sigma]_{г.н}$);

третий критический пролет (l_{kp3}) — пересечение зависимостей 2 и 3 ($\sigma_{с.г}$ и $[\sigma]_{с.г}$).

Совместный анализ графиков 1–6 рис. 12.3, а позволяет сделать следующие выводы:

1. Расчет напряжений проводов при среднеэксплуатационных условиях по уравнению (12.26), исходя из базового допускаемого напряжения при низшей температуре воздуха ($[\sigma]_{г.н}$, γ_1 , ϑ_1), допустимо выполнять лишь при длинах пролета в пределах от 0 до l_{kp1} (точка пересечения графиков 1 и 3), так как при $l > l_{kp1}$ среднегодовые напряжения превосходят соответствующую допускаемую величину. Зависимость 4 — напряжения провода при наибольшей удельной нагрузке провода ($\sigma_{г.н}$) при ее расчете по (12.26) на основе допускаемого напряжения при низшей температуре воздуха $[\sigma]_{г.н}$ в области $l < l_{kp1}$ также не противоречит сделанному выше выводу ($\sigma_{г.н} < [\sigma]_{г.н}$).

2. Лишь при пролетах $l > l_{kp3}$ (точка пересечения графиков 2 и 3) допустимы расчеты среднегодовых напряжений провода по (12.26) исходя из базовых условий наибольшей нагрузки на провода $[\sigma]_{г.н}$, $\gamma_{нб}$, $\vartheta_{нб}$. График 5 на рис. 12.3, а также подтверждает допустимость

расчетов напряжения провода при низшей температуре ($\sigma_{г.н}$) исходя из допускаемого напряжения при наибольшей нагрузке провода ($[\sigma]_{г.н}$, $\gamma_{нб}$, $\vartheta_{нб}$) в области $l > l_{kp3}$, где $\sigma_{г.н} < [\sigma]_{г.н}$.

3. При длинах пролетов линий l в пределах $l_{kp1} < l < l_{kp3}$ напряжения провода при всех климатических условиях следует рассчитывать по (12.26), принимая за базовое допускаемое напряжение при среднегодовой температуре воздуха $[\sigma]_{с.г}$ и соответствующие γ_1 , $\vartheta_{с.г}$; в данной области недопустимы расчеты напряжений по (12.26), исходя из допускаемых напряжений при низшей температуре воздуха или наибольшей удельной нагрузке провода, так как это привело бы к превышению допустимых напряжений провода при среднегодовых условиях ($\sigma_{с.г} > [\sigma]_{с.г}$).

При рассмотренных по рис. 12.3, а зависимостях расчетных и допускаемых напряжений так называемый второй критический пролет (l_{kp2}) имеет лишь вспомогательное значение.

Вместе с тем в общем случае в зависимости от параметров проводов и характеристик климатических условий района сооружения линии может быть и иное соотношение критических пролетов, а именно $l_{kp1} > l_{kp2} > l_{kp3}$ (рис. 12.3, б). Приведенные графики показывают, что в таком случае действительны лишь ограничения расчета напряжений проводов по (12.26) при базовых условиях низшей температуры, если $l < l_{kp2}$, и при условиях наибольшей удельной нагрузки, если $l > l_{kp2}$. Допускаемое напряжение при среднегодовых условиях в этом случае при расчетах напряжений проводов может не учитываться.

В табл. 12.7 подведены итоги анализа выбора базовых допускаемых напряжений и соответствующих удельных нагрузок на провода и температуры воздуха, которые следует применять в расчетах в зависимости от соотношения длин расчетного и критических пролетов.

Изложенный анализ был проведен для проводов, выполненных из одного металла. Для сталеалюминиевых проводов опускаемые напряжения при низшей температуре воздуха ниже, чем при наибольшей удельной нагрузке на провода (см. § 12.4, 12.9). Однако методика и результаты анализа, а также конечные рекомендации в форме табл. 12.7 не изменяются.

Анализ зависимостей напряжений проводов от длин пролетов и сочетаний климатических условий, отраженный на рис. 12.3, показывает, что в общем случае критическая длина пролета провода соответствует тому, что соответствующие допускаемые напряжения провода (при данной длине пролета) достигаются при двух типах климатических условий. Так, пересечение a_{13} (l_{kp1}) соответствует такой длине пролета, при которой действительные напряжения будут равны допус-

*Пересечение зависимостей 4, 5 и 6 в одной точке может быть корректно доказано.

Т а б л и ц а 12.7. Выбор исходных условий расчетов напряжений проводов по соотношениям действительного и критических пролетов

Соотношения критических пролетов	Соотношение действительного и критических пролетов	Исходные расчетные условия
$l_{кр1} < l_{кр2} < l_{кр3}$	$l < l_{кр1}$	$\vartheta_H, \gamma_1, [\sigma]_{\vartheta_H}$
	$l_{кр1} < l < l_{кр3}$	$\vartheta_{с.г}, \gamma_1, [\sigma]_{с.г}$
	$l > l_{кр3}$	$\gamma_{нб}, \vartheta_{\gamma_{нб}}, [\sigma]_{\gamma_{нб}}$
$l_{кр1} > l_{кр2} > l_{кр3}$	$l < l_{кр2}$	$\vartheta_H, \gamma_1, [\sigma]_{\vartheta_H}$
	$l > l_{кр2}$	$\gamma_{нб}, \vartheta_{\gamma_{нб}}, [\sigma]_{\gamma_{нб}}$

каемым как при низшей температуре воздуха ($[\sigma]_{\vartheta_H}$), так и при среднегодовых климатических условиях ($[\sigma]_{с.г}$); пересечение a_{45} ($l_{кр2}$) соответствует длине пролета, при которой действительные напряжения провода будут равны допускаемым как при низшей температуре воздуха ($[\sigma]_{\vartheta_H}$), так и при наибольших механических нагрузках ($[\sigma]_{\gamma_{нб}}$). Таким образом, общее выражение критического пролета ($l_{кр1}$) может быть получено на основе уравнения состояния провода (12.26), если последнее записать применительно к описанным выше условиям:

$$[\sigma]_x - \frac{\gamma_x^2 l^2 E}{24 [\sigma]_x^2} + \alpha E \vartheta_x = [\sigma]_y - \frac{\gamma_y^2 l^2 E}{24 [\sigma]_y^2} + \alpha E \vartheta_y,$$

где $[\sigma]_x, \gamma_x, \vartheta_x$ — допускаемое напряжение, удельная нагрузка и температура воздуха при климатических условиях x ; $[\sigma]_y, \gamma_y, \vartheta_y$ — аналогичные величины при условиях y .

Из приведенной записи следует, что

$$l_{кр1} = \frac{2 [\sigma]_y}{\gamma_x} \sqrt{\frac{6 \{([\sigma]_y - [\sigma]_x) \beta + \alpha (\vartheta_y - \vartheta_x)\}}{(\gamma_y / \gamma_x)^2 - ([\sigma]_y / [\sigma]_x)^2}}, \quad (12.27)$$

где $\beta = 1/E$ — коэффициент упругих деформаций провода. Определение трех критических пролетов выполняется:

1) $l_{кр1}$ — при $\gamma_y = \gamma_1, \vartheta_y = \vartheta_H, [\sigma]_y = [\sigma]_{\vartheta_H}$ и $\gamma_x = \gamma_1, \vartheta_x = \vartheta_{с.г}$ и $[\sigma]_x = [\sigma]_{с.г}$;

2) $l_{кр2}$ — при $\gamma_y = \gamma_1, \vartheta_y = \vartheta_H, [\sigma]_y = [\sigma]_{\vartheta_H}$ и $\gamma_x = \gamma_{нб}, \vartheta_x = \vartheta_{\gamma_{нб}}$ и $[\sigma]_x = [\sigma]_{\gamma_{нб}}$;

3) $l_{кр3}$ — при $\gamma_y = \gamma_1, \vartheta_y = \vartheta_{с.г}, [\sigma]_y = [\sigma]_{с.г}$ и $\gamma_x = \gamma_{нб}, \vartheta_x = \vartheta_{\gamma_{нб}}$ и $[\sigma]_x = [\sigma]_{\gamma_{нб}}$.

Приведенные выше сведения позволяют рассчитать три критических пролета и обоснованно выбрать базовые климатические условия и допускаемое напряжение в зависимости от соотношений действительного и критических пролетов линий в задачах определения расчетных напряжений проводов по (12.26).

§ 12.8. НАИБОЛЬШИЕ СТРЕЛЫ ПРОВЕСА ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ

Знание наибольших стрел провеса проводов (тросов) требуется для определения необходимой высоты опор при соблюдении допустимого приближения проводов к земле или иным пересекаемым линиями сооружениям. При этом учитываются те стрелы провеса, которые имеются при вертикальном, а не отклоненном ветром положении провода (троса). Наибольшая стрела провеса в вертикальной плоскости может быть или при высшей температуре воздуха, или при гололеде на проводе (тросе), но при отсутствии ветра.

Для выявления климатических условий, при которых будет наибольшая в вертикальной плоскости стрела провеса, используется понятие *критической температуры* $\vartheta_{кр}$; при этой температуре воздуха стрела провеса провода (троса), нагруженного только собственным весом, равна стреле его провеса при гололеде и отсутствии ветра.

Из этого условия и с использованием уравнения состояния провода (12.24) может быть получено расчетное выражение для определения критической температуры:

$$\vartheta_{кр} = \vartheta_T + \frac{\sigma_3}{\alpha E} \left[1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right], \quad (12.28)$$

где ϑ_T — температура воздуха при гололедообразовании, принимаемая по табл. 12.3; γ_1, γ_3 — удельные нагрузки по § 12.3; σ_3 — напряжение материала провода при удельной нагрузке γ_3 .

Для выполнения данного расчета по уравнению состояния провода (12.26) предварительно определяется напряжение провода σ_3 при нагрузке провода гололедом ($\gamma_3, \vartheta_Г$).

Из определения критической температуры следует, что при высшей температуре воздуха в районе сооружения линии $\vartheta_в > \vartheta_{кр}$ наибольшая стрела провеса провода $f_{\vartheta, в} > f_3$; при $\vartheta_в < \vartheta_{кр}$ наибольшая вертикальная стрела провеса будет при оседании гололеда на проводе и при отсутствии ветра $f_3 > f_{\vartheta, в}$.

§ 12.9. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЕННОСТЯХ РАСЧЕТОВ СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫХ ПРОВОДОВ

Все приведенные § 12.3—12.6 и 12.8 методики расчетов и иные принципиальные сведения полностью применимы к проводам (тросам), свитым как из проволок одного металла, так и к проводам, свитым из проволок двух металлов и, в частности, к сталеалюминиевым проводам.

Вместе с тем имеются особенности расчетов сталеалюминиевых (и иных биметаллических) проводов [54, 56, 57, 59], обусловленные различными:

- а) температурными коэффициентами деформации (α_A, α_C);
- б) допускаемыми напряжениями алюминия ($[\sigma_A]$) и стали ($[\sigma_C]$);
- в) модулями, характеризующими диаграммы их растяжения (C_A, C_C, D_A, D_C и E_A, E_C), см. § 12.4.

При этом коэффициент температурной деформации алюминия больше, чем стали ($\alpha_A > \alpha_C$), но все характеристики прочности и упругости алюминия меньше, чем стали ($[\sigma_A] < [\sigma_C]$, $C_A < C_C$, $D_A < D_C$, $E_A < E_C$).

Полное напряжение каждого из металлов сталеалюминиевых проводов складывается из двух составляющих, первая из которых связана с растяжением подвешенного в пролете провода, а вторая составляющая — с дополнительными растягивающими или сжимающими напряжениями, обусловленными различиями температурных коэффициентов деформаций проволок при изменениях температуры провода. Эти температурные напряжения отсутствуют только при той температуре, при которой был изготовлен (свит) провод ϑ_0 . Последнее поясняется

рис. 12.4, где изображены теоретически возможные удлинения алюминиевой (Δl_A) и стальной (Δl_C) частей сталеалюминиевого провода, а также действительное удлинение провода в целом (Δl_{AC}) при повышении его температуры сравнительно с температурой изготовления на $\Delta \vartheta = \vartheta - \vartheta_0$. На этом рисунке приняты следующие обозначения: l_0 — длина сталеалюминиевого провода при температуре его изготовления ϑ_0 ; l_ϑ — то же, при повышении температуры провода до ϑ ; δl_A — сжатие алюминиевой части

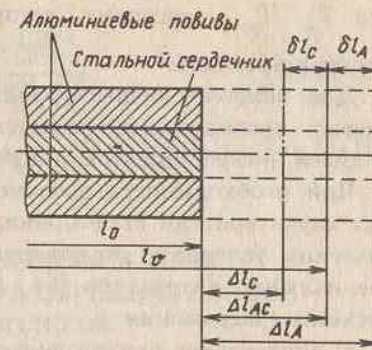


Рис. 12.4. Схема температурных деформаций сталеалюминиевого провода

провода сравнительно с ее свободным расширением; δl_C — растяжение стальной части провода сравнительно с ее свободным расширением при нагревании провода на $\Delta \vartheta$.

Взаимный сдвиг алюминиевой и стальной частей провода невозможен из-за значительных сил трения между свитыми проволоками этих частей провода. Поэтому в алюминиевой части провода возникает температурное напряжение сжатия, а в стальной — растяжение. При температурах провода, более низких температуры его изготовления ($\vartheta < \vartheta_0$), знаки температурных напряжений меняются на обратные. Температура изготовления проводов принимается ориентировочно равной $+15^\circ\text{C}$. При низшей температуре воздуха и при температуре гололеда проволоки токоведущей части сталеалюминиевых проводов испытывают температурное напряжение растяжения, что заставляет дополнительно снижать допускаемые напряжения в проводе от тяжений, обусловленных внешними механическими силами. Расчеты сталеалюминиевых проводов ведутся по суммарным тяжениям, действующим по проводам, и суммарным сечениям (мм^2) проводов $F_{AC} = F_A + F_C$, где F_A, F_C — фактические сечения алюминиевой и стальной частей провода.

Напряжения сталеалюминиевых проводов определяются в форме "фиктивных напряжений", вычисляемых по полному тяжению, действующему по проводу в целом T_{AC} , и по его полному номинальному сечению (F_{AC}):

$$\sigma_{AC} = T_{AC} / F_{AC} = (T_A + T_C) / (F_A + F_C), \quad (12.29)$$

где T_A , T_C — тяжения, воспринимаемые алюминиевой и стальной частями проводов.

Для наиболее общей группы механических расчетов сталеалюминиевых проводов используются значения допускаемых напряжений, модулей, коэффициентов, приведенные в табл. 12.6.

При необходимости выполнить оригинальные расчеты механических характеристик сталеалюминиевых проводов при исходных климатических условиях, отличающихся от приведенных в табл. 12.3, в специальной литературе [54, 56, 57, 59] сформированы следующие расчетные выражения:

а) допускаемое напряжение при температуре воздуха ϑ ;

$$[\sigma_{AC}]_i = \{[\sigma_A] - (\alpha_A - \alpha_{AC})(\vartheta_0 - \vartheta_i)D_A\} \frac{D_{AC}}{D_A}, \quad (12.30)$$

где $[\sigma_A]$ — допускаемое напряжение алюминия, принимаемое равным 160 МПа; $\alpha_A = 23 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$, α_{AC} (по табл. 12.6) — температурные коэффициенты деформации алюминиевых проволок и провода в целом; $D_A = 63 \cdot 10^3 \text{ МПа}$, D_{AC} (по табл. 12.6) — модули предельного растяжения алюминиевых проволок и провода в целом;

б) модуль упругости

$$E_{AC} = E_A \frac{1 + k_F k_E}{k_E (1 + k_F)}, \quad (12.31)$$

где $k_F = F_A/F_C$, $k_E = E_A/E_C$ и могут быть приняты $E_A = 63 \cdot 10^3 \text{ МПа}$, $E_C = 200 \cdot 10^3 \text{ МПа}$;

в) модуль неупругих растяжений

$$C_{AC} = C_A \frac{1 + k_F k_C}{k_C (1 + k_F)}, \quad (12.32)$$

где $k_C = C_A/C_C$ и могут быть приняты $C_A = 54 \cdot 10^3 \text{ МПа}$, $C_C = 190 \cdot 10^3 \text{ МПа}$;

г) модуль предельных растяжений (релаксации)

$$D_{AC} = D_A \frac{1 + k_F k_D}{k_D (1 + k_F)}, \quad (12.33)$$

где $k_D = D_A/D_C$ и могут быть приняты $D_A = 36 \cdot 10^3 \text{ МПа}$, $D_C = 190 \cdot 10^3 \text{ МПа}$;

$$\alpha_{AC} = \alpha_A \frac{1 + k_F k_E k_\alpha}{k_\alpha (1 + k_F k_E)}, \quad (12.34)$$

где $k_\alpha = \alpha_A/\alpha_C$ и могут быть приняты $\alpha_A = 23 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$; $\alpha_C = 12 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$.

§ 12.10. ТЯЖЕНИЯ ПО ПРОВОДАМ И СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОПОРЫ ПРИ ОБРЫВЕ ПРОВОДОВ В ОДНОМ ИЗ ПРОЛЕТОВ

При эксплуатации воздушных линий в отдельных случаях происходят обрывы проводов и грозозащитных тросов. Основными причинами обрывов являются их механические повреждения: а) из-за вибрации проводов (тросов) вследствие недостаточной антивибрационной их защиты (см. § 2.2); б) при неправильной эксплуатации высокогабаритных машин (передвижные грузоподъемные, сельскохозяйственные и другие машины и т.п.); в) при пережогах проводов токами молний; г) при наносах посторонних предметов и падениях деревьев при сильном ветре; д) при гололедно-изморозевых образованиях, намного превосходящих расчетные нагрузки.

Вместе с тем отмечается [7], что основная часть обрывов проводов происходит при климатических условиях, близких к среднеэксплуатационным (см. выше пп. а, б, в, г).

Проанализируем величины тяжений по проводам при их обрыве в одном из промежуточных пролетов линии. На рис. 2.3 представлена принципиальная схема аварийных прогибов промежуточных опор гибких типов, отклонений гирлянд изоляторов и провисания проводов (закрепленных в глухих зажимах) воздушной линии без грозозащитных тросов. Обрыв проводов предположен в пролете, ближайшем к анкерной опоре. Этот случай обрыва проводов является расчетным, так как обуславливает наибольшие тяжения по проводам и наибольшие силы, действующие на опоры вдоль трассы линии. Прогибы промежуточных опор в рассматриваемом режиме характерны для железобетонных и деревянных промежуточных опор, пренебрежимо малы при стальных промежуточных опорах и отсутствуют у анкерных, угловых и концевых опор из любых материалов, а также на линиях с грозозащитными тросами [54, 56, 60].

Как видно из рис. 2.3, изгибы опор и отклонения гирлянд изоляторов уменьшаются по направлению от промежуточной опоры, ближайшей к поврежденному пролету, ко второму концу анкерного пролета. Отклонения опор и гирлянд изоляторов приводят к сокращениям

действительных длин промежуточных пролетов между точками подвеса проводов сравнительно с таковыми в нормальных режимах линии.

Сокращения длин пролетов приводят к снижениям тяжений по проводам и напряжений проводов сравнительно с предшествующим аварии нормальным режимом линии. Наибольшее снижение тяжения по проводам имеется в наиболее сильно сократившемся пролете, т.е. $T_2 < T_3 < T_4 < T_0$, если T_0 — тяжение по проводам в нормальном режиме работы линии. При этом в пролете 2, ближайшем к поврежденному, образуется наибольшая аварийная стрела провеса проводов.

Приведенный качественный анализ тяжений по проводам показывает, что режим обрыва части проводов не является определяющим для расчета проводов по условиям механической прочности, так как наибольшее из аварийных тяжений оказывается меньшим, чем в предшествующем нормальном режиме. Вместе с тем опоры, как промежуточные, так и анкерные, испытывают действие наибольших сил вдоль

Т а б л и ц а 12.8. Нормативные тяжения по проводам воздушных линий в аварийном режиме, применяемые для расчетов промежуточных опор при подвесных гирляндах изоляторов и креплении проводов в глухих зажимах

Характеристики опор и ВЛ	Характеристики проводов		Нормативное тяжение в долях от максимального тяжения по проводу в нормальном режиме
	число проводов в фазе	сечения токоведущей части, мм ²	
Свободностоящие металлические и лубые на оттяжках (негибкие опоры)	1	≤ 185	0,5
	1	≥ 205	0,4
	2	≥ 205	0,32
	3	≥ 205	0,28
	4	≥ 205	0,24
То же, при 500 кВ	> 1	≥ 205	0,15
			но ≥ 18 · 10 ³ Н
Железобетонные свободностоящие	1	≤ 185	0,3
	1	≥ 205	0,25
Деревянные свободностоящие	1	≤ 185	0,25
	1	≥ 205	0,2

трассы линии. На анкерную опору AI (см. рис. 2.3) действует сила одностороннего тяжения по необорванным проводам в пролете, смежном с аварийным. От тяжения каждого из проводов анкерная опора испытывает действие силы $\sigma_n F_n$, где σ_n — напряжение необорванных проводов при климатических условиях аварии, F_n — полное поперечное сечение провода. Тяжения по проводам в промежуточных пролетах, примыкающих к поврежденному пролету, могут быть определены программным решением системы нелинейных уравнений, описывающих данные тяжения, или графоаналитическим методом [56]. Знание тяжений по проводам в пролетах позволяет определить силы, действующие вдоль трассы линии на каждую из промежуточных опор. В соответствии с рис. 2.3 на промежуточную опору II_2 действует сила $T_2 = \Delta T_2$, на опору II_3 — сила $T_3 - T_2 = \Delta T_3$, на опору II_4 — сила $T_4 - T_3 = \Delta T_4$. Наибольшей из этих сил является T_4 . При проектировании воздушных линий учитывается нормативное значение аварийного тяжения $T_2 = T_{ав}$ по табл. 12.8. Подразумеваемое в этой таблице максимальное тяжение по проводу определяется по наибольшему из расчетных его напряжений в нормальных режимах работы и по полной площади поперечного сечения.

При креплении проводов в зажимах с ограниченной прочностью заделки, а также при их креплении к штыревым изоляторам расчетные силы, действующие на опоры при обрыве проводов, находятся по паспортным данным зажимов или по иным материалам специальной литературы.

§ 12.11. ВВОДНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Ниже приводятся вводные сведения о задачах и условиях некоторых расчетов конструктивной части воздушных линий при их проектировании. Более подробные сведения о кратко характеризующихся расчетах приводятся в специальной литературе [6, 8, 9, 59, 60, 61].

Особенности расчетов проводов и тросов при неодинаковой высоте их креплений на опорах, ограничивающих промежуточный пролет

При прохождении воздушных линий по пересеченной местности достаточно часты случаи, когда высоты точек подвеса проводов (тросов) на опорах по концам промежуточного пролета оказываются неодинаковыми по отношению к горизонтали (рис. 12.5). Если при этом наклон трассы относительно невелик ($\text{tg } \psi \leq 0,25$), то расчеты

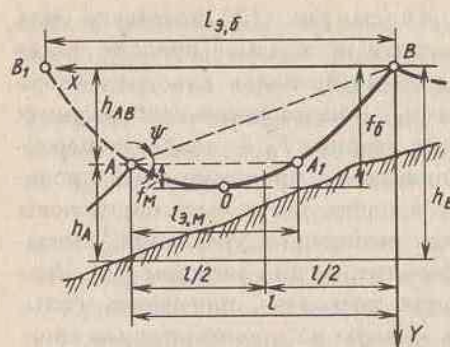


Рис. 12.5. Промежуточный пролет воздушной линии с неодинаковой высотой крепления проводов на опорах

выполняются по методике, приведенной выше, но вводятся понятия эквивалентных — большого ($l_{3,б}$) и малого ($l_{3,м}$) — пролетов, соответствующих по рис. 12.5 большей и меньшей высотам подвески провода на опорах, ограничивающих пролет [54, 56, 60]:

$$\left. \begin{aligned} l_{3,б} &= \frac{l + 2(h_A - h_B)\sigma_i}{\gamma_i l} \\ l_{3,м} &= \frac{l - 2(h_A - h_B)\sigma_i}{\gamma_i l} \end{aligned} \right\} (12.35)$$

С использованием $l_{3,б}$ и $l_{3,м}$ определяются соответственно большая ($f_б$) и малая ($f_м$) стрелы провеса проводов (тросов); см. § 12.5, 12.8.

Задачи расчетов проводов при пересечениях воздушных линий с техническими сооружениями

На протяжении трасс воздушных линий многие из них пересекаются с иными воздушными линиями (ВЛ), автомобильными шоссе и железными дорогами (ЖД), с воздушными линиями связи (ЛС), с нефте- и газопроводами и т.п. (рис. 12.6). Такие пересечения во многих случаях должны выполняться на анкерных опорах, а также с соблюдением определенных допустимых расстояний между проводами воздушной линии и полотном автодороги, рельсами и контактными проводами электрифицированной железной дороги ($h'_{ж.д.}$, $h''_{ж.д.}$), между проводами пересекающей и пересекаемой электропередачи ($h_{л.}$), проводами линии связи (h_c) (см. [3, 52, 54, 59]). В некоторых случаях ограничиваются углы пересечения трасс воздушной линии и иного технического сооружения и минимальные расстояния от опор и проводов воздушной линии до иных сооружений (например, до зданий).

Выполнение описанных выше условий решается в первую очередь выбором расположения опор переходного пролета (01 и 02 на рис. 12.6) и длины этого пролета (l_n). Длина переходного пролета должна обеспечивать такую стрелу провеса провода, при которой соблюдаются

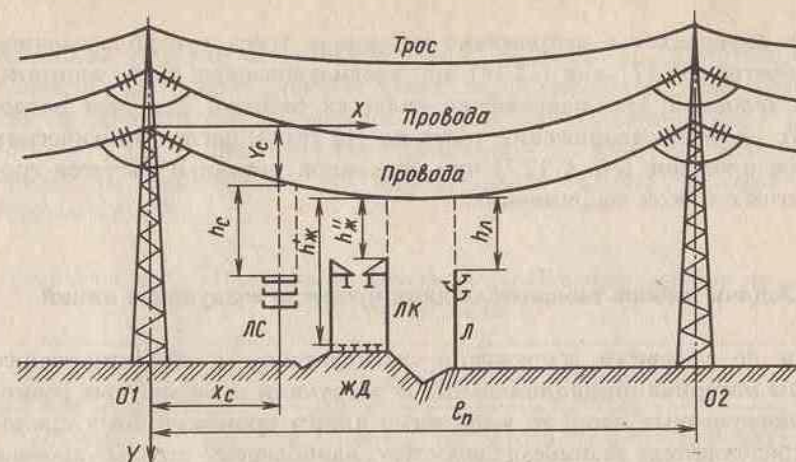


Рис. 12.6. Схема пересечения воздушной линии с электрифицированной железной дорогой, шоссе, линией связи и линией до 1000 В

допустимые $h'_{ж.д.}$, $h''_{ж.д.}$, h_c и т.п. Дополнительно могут применяться повышенные переходные опоры, анкерное крепление проводов в пересекающем пролете и иные средства.

Расчет стрелы провеса провода в любом сечении пересекающего пролета удобно производить (как, например, над линией связи, рис. 12.6) по выражению

$$y_c = 4f_{нб} \frac{x_c}{l_n} \left[1 - \frac{x_c}{l_n} \right],$$

где $f_{нб}$ — наибольшая стрела провеса провода линии в переходном пролете.

Особенности расчетов грозозащитных тросов

Основное назначение грозозащитных тросов — защита проводов от непосредственного поражения молнией — обеспечивается соблюдением определенных расстояний между тросом и проводом как на опорах, так и в середине пролета. Поэтому исходной характеристикой механических расчетов грозозащитных тросов является допустимая стрела их провеса, которая при климатических условиях грозовых атмосферных перенапряжений (табл. 12.3) должна быть на 0,5—1 м меньше стрелы провеса верхнего провода. По стреле провеса проводов и допустимому сближению проводов и тросов (в нижней точке провисания проводов) определяется допустимая стрела провеса троса. По данной стреле

провеса определяется напряжение материала троса с использованием зависимостей (12.17) или (12.18) при рассматриваемых здесь климатических условиях. Это напряжение является базовым для всех последующих расчетов напряжений троса по (12.25). Понятия критических пролетов проводов (см. § 12.7) при описанной методике расчетов грозозащитных тросов неприменимы.

Задачи выбора габаритных длин пролетов воздушных линий

Если по условиям сооружения, эксплуатации и проектирования известны материал, принципиальные конструкции и габаритные размеры промежуточных опор, то возможные длины промежуточных пролетов определяются взаимосвязанностью наибольшей стрелы провеса проводов ($f_{нб}$) и высоты крепления проводов на промежуточных опорах (h_n) (рис. 12.7). Последняя зависит от высоты опоры в целом (H),

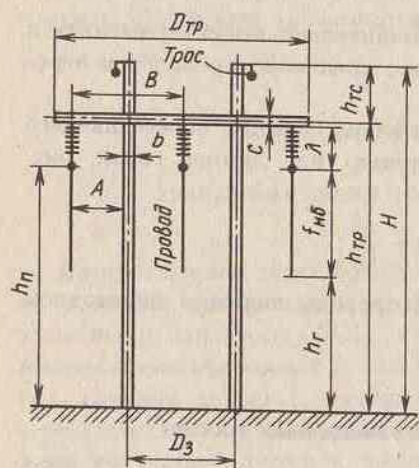


Рис. 12.7. Габаритные размеры опоры portalного типа

высоты крепления траверсы ($h_{тс}$), от вертикальных размеров изоляторов с учетом их конструкции и способа крепления (λ) и от допустимого приближения проводов к земле (габарит линии h_r) (см. табл. 12.9 и [3, 56, 61]).

По допустимой стреле провеса проводов (при климатических условиях наибольшего провисания последних, см. § 12.8) и при обоснованном выборе базового допустимого напряжения проводов (см. § 12.7) производится аналитический расчет габаритного промежуточного пролета воздушной линии.

Так как металлические опоры могут быть выполнены значительной высоты, то выбор габаритного пролета осуществляется на основе технико-экономических показателей линии с учетом того, что с увеличением длины пролета уменьшается число промежуточных опор, но увеличиваются высота, масса и стоимость каждой из них. Возможные длины пролетов линий с железобетонными опорами, как правило, ограничиваются длинами железобетонных стоек (20—22 м), приемлемыми по условиям их изготовления на заводах, а также перевозок по

железным дорогам и автомобильным транспортом. Длины пролетов линий на деревянных опорах также ограничиваются возможной длиной прямоствольных бревен, из которых изготавливается опора (бревна сосны — до 9—11 м, бревна лиственницы — до 13—15 м). В табл. 12.10 приведены характерные (не максимальные) длины пролетов линий 10(6) — 500 кВ.

Таблица 12.9. Наименьшие допускаемые расстояния проводов воздушных линий до земли, м

Район прохождения линий или пересекаемые объекты	Номинальные напряжения линий, кВ							
	до 1	6-10	20	35-110	150	220	330	500
До земли в ненаселенной местности	6,0	6,0	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0
До земли в труднодоступной местности	3,5	5,0	5,0	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
До земли в населенной местности, на территории промышленных предприятий:								
в нормальном режиме	6,0	7,0	7,0	7,0	7,5	8,0	8,0	8,0
при обрыве проводов в соседнем пролете	-	4,5	4,5	4,5	5,0	5,5	6,0	-

Таблица 12.10. Характерные длины пролетов воздушных линий

Номинальное напряжение, кВ	Материалы опор	Длины пролетов, м
10(6)	Железобетон	80-150
	Дерево	60-80
35	Дерево	180-220
	Железобетон	220-260
	Сталь	220-260
110	Дерево	180-220
	Железобетон	220-270
	Сталь	250-350

Продолжение табл. 12.10

Номинальное напряжение, кВ	Материалы опор	Длины пролетов, м
150	Железобетон	180-220
	Дерево	220-230
	Сталь	250-350
220	Дерево (стойки 13-15 м)	190-220
	Железобетон	220-300
	Сталь	350-450
330	Железобетон	250-275
	Сталь	350-450
500	Железобетон (опоры на растяжках)	250-300
	Сталь	300-450

Длины анкерных пролетов (l_A на рис. 2.2) для воздушных линий 35 кВ и выше в равнинной местности и при креплении проводов в глухих подвесных зажимах нормами не ограничиваются.

Задачи расстановки опор по трассе линии

Для сооружения воздушной линии необходимо знание конкретных пунктов установки всех опор и выбора с учетом такой, расстановки типов устанавливаемых опор (промежуточные, анкерные, переходные и т.п.) [6, 56, 59].

Основу решения этой задачи составляют предварительный выбор материала опор и габаритных размеров промежуточной опоры, а также характеристики профиля линии. Последний представляет собой продольное сечение поверхности земли по оси выбранной трассы линии, полученное специальной топографической съемкой. На профиле линии указываются все геологические характеристики трассы линии, а также все пересекаемые линией сельскохозяйственные угодья, технические объекты и т.п. Расстановка опор ведется по расчетным габаритным пролетам (см. выше) и при условиях наибольших стрел провеса проводов. Выбор точек установки опор производится исходя из условия

приближения к земле нижнего из проводов на расстояния, указанные в табл. 12.9. С применением специальных вспомогательных графических построений или имеющихся расчетных программ выбираются пункты установки всех опор на трассе линии (рис. 12.8).

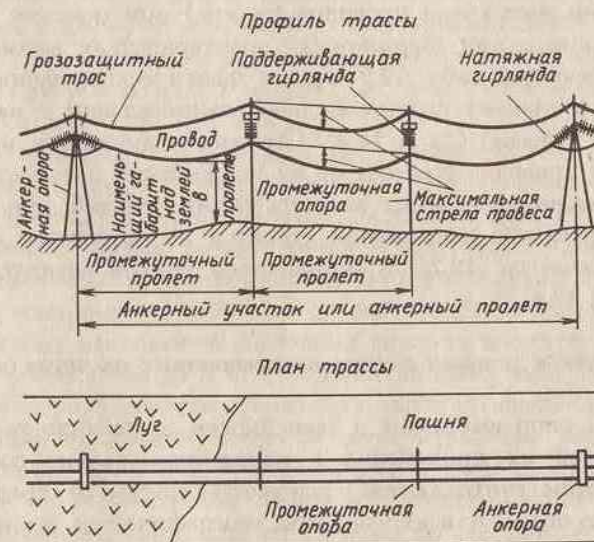


Рис. 12.8. Расстановка опор по трассе воздушной линии (продольный профиль и план)

Расстановка опор по трассе в большинстве случаев определяет и необходимые их типы, и габаритные характеристики (промежуточные, промежуточные повышенные, анкерные, угловые и т.п.).

Задачи расчетов проводов и грозозащитных тросов по условиям их монтажа

Сооружение воздушных линий и монтаж проводов и тросов осуществляются в течение всего года при весьма широком диапазоне климатических условий. Исключение составляют условия сильного ветра, снегопада и гололеда, экстремальных температур воздуха [56, 58, 59].

Монтаж проводов (тросов) должен производиться с определенным напряжением их материала, обеспечивающим не превышение допустимых напряжений и стрел провеса соответственно при наибольшей на-

грузке, и при высшей расчетной температуре. В условиях монтажа проводов (тросов) весьма затруднено достоверное наблюдение за величинами тяжений по ним из-за неравномерности движения транспортных средств, натягивающих провод (трос), трения проводов о землю и вспомогательные монтажные приспособления и конструкции. Приемлемым критерием натяжения проводов (тросов) при монтаже являются их стрелы провеса при конкретных характеристиках климатических условий монтажа (по табл. 12.3 или по фактическим данным). Монтажные стрелы провеса функционально взаимосвязаны с напряжениями проводов (тросов) (см. § 12.4). Строятся зависимости монтажных стрел провеса проводов (тросов) от их напряжений для всего необходимого диапазона возможных климатических условий при монтаже. При этом монтажные напряжения строятся по уравнению состояния проводов (тросов) по (12.26) с применением модуля неупругих растяжений (C по § 12.4).

Задачи и условия выбора и проверочных расчетов опор

Материалы опор выбирают в зависимости от технико-экономических показателей их применения в конкретном районе сооружения линии. При этом учитываются удаленность трассы от предприятия, производящего опоры или их элементы, географические и климатические характеристики трассы, условия транспортировки опор (или их элементов) до трассы, монтажа и эксплуатации. Например, экономически нецелесообразно применение железобетонных опор в горной или болотистой местности, а также при необходимости перевозок частей железобетонных опор на значительные расстояния (ориентировочно — не более 1000 км) и по плохим дорогам. Деревянные опоры следует применять лишь в районах массовой вырубке сосны, лиственницы или ели (в связи с сооружением иных народнохозяйственных объектов). Применение деревянных опор не рекомендуется в местностях с повышенной влажностью воздуха и при среднегодовой температуре выше $+ (8-10)^{\circ}\text{C}$ (загнивание древесины) [3, 59, 60, 61].

Основные типы опор — промежуточные, анкерные, угловые — определяются условиями трассы линии и пересечений линий с иными техническими объектами (см. выше). В зависимости от количества параллельных линий по одной трассе, требуемой надежности электроснабжения, населенности местности и ее рельефа решается вопрос о сооружении линии на одно- или двухцепных опорах.

Выбор фундамента опоры или иного способа ее закрепления в грунте зависит от типа, материала и конструктивных особенностей опоры, а также от механических характеристик грунта.

Опоры могут характеризоваться также основными (габаритными) их размерами в вертикальной и горизонтальной плоскостях (рис. 12.7).

В § 12.11, г была показана взаимосвязанность габаритных размеров опор в вертикальной плоскости, а также с наибольшими стрелами провеса проводов и с длиной пролета. Эти размеры также зависят от вертикальных размеров изоляции, т.е. от номинального напряжения линии, от рельефа местности, от прохождения линии в ненаселенной местности или в населенных пунктах, от схем расположения проводов на опоре (см. рис. 2.18, 2.19, 2.33).

Высота тросостоек ($h_{тс}$ на рис. 12.7) выбирается по условиям надежной защиты проводов от непосредственного поражения молнией [3].

Габариты опор в горизонтальной плоскости зависят от необходимых расстояний между фазами линии и расстояний проводов от опоры, определяемых электрической прочностью линейной изоляции и воздуха. Расстояния от проводов до тела опоры определяются с учетом возможных отклонений подвесных гирлянд изоляторов давлением ветра на пролет провода и допускаемых приближений провода к опоре. При этом учитываются отклонения гирлянд изоляторов (см. табл. 12.3): а) при наибольшей скорости ветра и рабочем напряжении линии; б) при внутренних перенапряжениях; в) при грозовых перенапряжениях; г) по возможностям безопасного подъема ремонтирующего и эксплуатирующего персонала по стойкам опоры при линии, находящейся под рабочим напряжением (ремонт линии под напряжением).

При проектировании воздушных линий должны, как правило, выбираться так называемые унифицированные (типовые) опоры и фундаменты, соответствующие номинальному напряжению линии, принятому материалу и типам опор, необходимым по условиям трассы линии. Унификация предусматривает достаточное, но минимально необходимое количество конструкций опор, фундаментов и их отдельных частей, что позволяет индустриализовать их производство, транспортировку и сооружение. Для унифицированных опор известны длины пролетов, климатические условия и условия трассы, при которых они должны применяться. Эти характеристики приводятся в соответствующих справочных материалах [6, 62, 63].

Все реально применяемые опоры рассчитываются на действие вертикальных и горизонтальных механических сил как в нормальных (рис. 12.9),

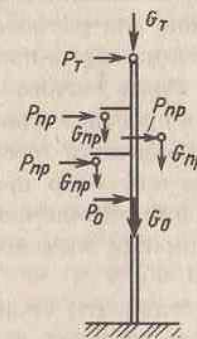


Рис. 12.9. Статическая схема нагрузок одностоечной промежуточной опоры в нормальном режиме работы

так и в аварийных режимах при обрыве проводов (рис. 12.10, а и 12.10, б) и одновременном обрыве грозозащитного троса (рис. 12.10, в).

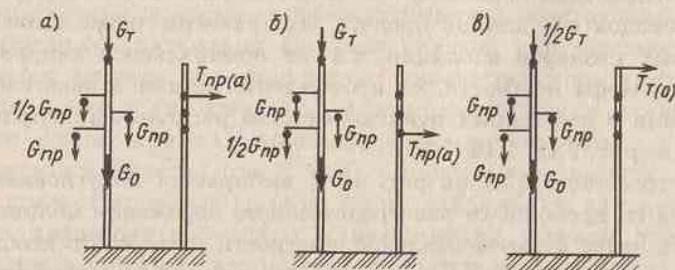


Рис. 12.10. Статические схемы нагрузок одностоечной промежуточной опоры в аварийных режимах при обрывах:

а - одного верхнего провода (наибольший изгибающий момент, действующий на стойку при обрывах проводов); б - нижнего провода (наибольший крутящий момент стойки); в - грозозащитного троса

Во всех случаях учитываются силы веса опор (G_0), проводов и изоляторов ($G_{П}$) и грозозащитных тросов (G_T), а также силы давления ветра на опору (P_0), провода ($P_{П}$) и тросы (P_T). Расчетными являются комбинации действия сил, соответствующие сочетаниям климатических условий по табл. 12.3 и образующие для элементов опор наибольшие изгибающие или вращающие моменты, а также наибольшие сжимающие или растягивающие усилия. Промежуточные опоры рассчитываются на обрыв провода (или проводов) одной фазы и одновременный обрыв одного грозозащитного троса, а анкерные опоры — на обрыв проводов одной или двух фаз и одновременный обрыв одного грозозащитного троса.

Расчеты опор производятся по методу предельных состояний, по которому ограничиваются предельные расчетные сопротивления и деформации элементов опор при экстремальных механических нагрузках [3, 60].

Фундаменты опор рассчитываются на вдавливание в грунт, выдергивание из грунта и деформации грунта (с учетом конкретных характеристик грунта) [60–62].

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ГЛАВЕ 12

К § 12.1. 1. Назовите основной состав вопросов, решаемых при проектировании конструктивной части воздушной линии. 2. Какие характеристики метеорологических и топографических условий необходимы для проектирования ВЛ? 3. Какие расчетные повторяемости климатических условий учитываются при проектировании ВЛ разных номинальных напряжений? 4. Что характеризует скоростной напор ветра?

К § 12.2. 1. При каких исходных условиях и на основе каких количественных данных выполняются расчеты проводов ВЛ по условиям механической прочности? 2. В чем заключаются основные задачи расчета проводов и тросов ВЛ по условиям механической прочности?

К § 12.3. 1. Что понимается под удельной нагрузкой, действующей на провод (трос)? 2. Какие удельные нагрузки учитываются при расчетах проводов (тросов) по условиям механической прочности? 3. Из чего складываются результирующие удельные нагрузки на провода при отсутствии и при наличии гололедообразований?

К § 12.4. 1. От каких факторов зависят характеристики растяжения проводов? 2. Как отличаются зависимости напряжения материалов от деформации провода в различных режимах его растяжения? 3. Каковы области применения различных модулей (неупругости, релаксации, упругости) при расчетах проводов (тросов) ВЛ? 4. Какие допускаемые напряжения установлены для расчета проводов и тросов по условиям механической прочности?

К § 12.5. 1. Каким уравнением характеризуется провисание проводов и тросов в пролетах и чем обосновано его применение? 2. Какие свойства гибкой нити используются при расчетах проводов (тросов)? 3. В каком соотношении находятся тяжения и напряжения в проводе (тросе) в точках его закрепления и в нижней точке? 4. Какие параметры провода и характеристики климатических условий определяют величину стрелы провеса провода (троса)? 5. В каком соотношении находятся длина провисающего провода и расстояние по горизонтали между точками его закрепления (длина пролета)?

К § 12.6. 1. Каково основное физическое содержание уравнения механического состояния провода? 2. Взаимосвязи каких основных физических характеристик, учитываемых в расчетах проводов (грозозащитных тросов), описываются уравнением состояния провода (троса)? 3. Для определения какого параметра обычно используется уравнение состояния провода в задачах расчетов проводов? 4. Какие исходные данные должны быть известны для определения напряжения материала провода по уравнению состояния провода?

К § 12.7. 1. Что называется критическим пролетом провода? 2. При каких длинах пролетов расчет напряжений проводов выполняется для среднегодовых условий исходя из базового допускаемого напряжения при: а) низшей температуре воздуха; б) наибольшей нагрузке? 3. Какое допускаемое напряжение

принимается за базовое, если длина пролета лежит в диапазоне от первого до третьего критического пролета при соотношении $l_{кр1} < l_{кр2} < l_{кр3}$? 4. При каких сочетаниях удельных нагрузок, температур воздуха и допустимых напряжений определяют величины каждого из трех критических пролетов?

К § 12.8. 1. При каких условиях может быть наибольшая стрела провеса провода? 2. Что понимается под критической температурой воздуха? 3. Какие выводы следуют из сопоставления высшей температуры воздуха в районе сооружения линии с критической?

К § 12.9. 1. Различием каких характеристик алюминия и стали обусловлены особенности расчета сталеалюминиевых проводов по сравнению с расчетом проводов из одного металла? 2. В каком соотношении находятся основные механические и температурные характеристики алюминия и стали сталеалюминиевых проводов? 3. Из каких составляющих складывается напряжение в каждой из частей (алюминиевой и стальной) сталеалюминиевого провода? 4. Какие температурные напряжения возникают в алюминиевой и стальной частях провода при отличии рабочей температуры от температуры изготовления провода (в большую и меньшую стороны)?

К § 12.10. 1. Каковы основные причины обрывов проводов ВЛ? 2. Обрыв проводов в каком из пролетов линии рассматривается в качестве расчетного случая? 3. В каком из пролетов возникает наибольшее снижение тяжения по проводам и увеличение стрелы провеса при их обрыве в пролете, ближайшем к анкерной опоре? 4. Как изменяются силы, действующие на промежуточные и анкерные опоры при обрыве проводов в пролете, ближайшем к анкерной опоре, по сравнению с силами, действующими в нормальном режиме?

К § 12.11. 1. В чем заключаются особенности расчета проводов (тросов) при неодинаковой высоте их креплений на смежных промежуточных опорах? 2. Каковы требования к выполнению ВЛ на участках пересечений с другими объектами и сооружениями? 3. Каковы особенности расчетов грозозащитных тросов ВЛ сравнительно с расчетами проводов? 4. При каких исходных условиях производится расчет габаритного промежуточного пролета ВЛ? 5. Сформулируйте основные положения расстановки опор по трассе ВЛ. 6. Каким образом при монтаже проводов ВЛ предусматривается не превышение их допустимых напряжений при наибольшей нагрузке или при низшей температуре воздуха? 7. Какие факторы влияют на выбор материала опор ВЛ? 8. Какими факторами определяются вертикальные и горизонтальные габаритные размеры опор? 9. Какие силы и их расчетные комбинации учитываются при механическом расчете опор ВЛ? 10. Какие аварийные ситуации рассматриваются при расчетах промежуточных и анкерных опор?

1. Новая энергетическая политика России/Г.П. Алексейчук, В.А. Аникеев, П.П. Безруких и др.; Под общ. ред. Ю.К. Шафраника. М., 1995. — 512 с.
2. Технический прогресс энергетики СССР/А.А. Троицкий, В.И. Горин, Г.И. Мосеев и др.; Под ред. П.С. Непорожного. М., 1986. — 224 с.
3. Правила устройства электроустановок/Минэнерго СССР. — 6-е изд. — М., 1986. — 648 с.
4. Управление мощными энергообъединениями/Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др.; Под ред. С.А. Совалова. М., 1984. — 256 с.
5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М., 1985. — 352 с.
6. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др. — 7-е изд. М., 1988. — 880 с.
7. Андриевский В.Н., Голованов А.Т., Зеличенко А.С. Эксплуатация воздушных линий. М., 1976. — 614 с.
8. Гордон С.В. Сооружение линий электропередачи. М., 1984. — 432 с.
9. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства/Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др. М., 1986. — 712 с.
10. Ларина Э.Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии: Учеб. для вузов. — 2-е изд. М., 1996. — 464 с.
11. Зуев Э.Н. Пути развития техники подземной передачи электроэнергии. М., 1980. — 55 с.
12. Шварцман Л.Г. Муфты силовых кабелей высокого напряжения. М., 1977. — 176 с.
13. Махиенко Г.П., Попов Л.В. Сооружение и эксплуатация кабельных линий высокого напряжения. М., 1985. — 304 с.
14. Правила охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В/Минэнерго СССР. М., 1985. — 16 с.
15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации /М—во топлива и энергетики РФ, РАО "ЕЭС России": РД 34.20.501—95. — 15-е изд. — М.: СПО ОРГРЭС, 1996. — 288 с.
16. Сооружение и эксплуатация кабельных линий/Б.М. Баранов, П.Г. Поклад, Л.П. Смирнов и др. М., 1974. — 632 с.

17. *Веников В.А., Рыжов Ю.П.* Дальние электропередачи переменного и постоянного тока: Учеб. пособие для вузов. М., 1985. — 272 с.
18. *Брацлавский С.Х.* и др. Специальные расчеты электропередач сверхвысокого напряжения/С.Х.Брацлавский, А.И.Гершенгорн, С.Б.Лосев. М., 1985. — 312 с.
19. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: Учеб. для студентов вузов/ Под ред. В.А. Веникова. М., 1981. — 288 с.
20. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем/В.Э. Вороничкий, Ю.С. Железко, В.Н.Казанцев и др.; Под ред. В.Н. Казанцева. М., 1983. — 368 с.
21. *Зуев Э.Н.* Параметры и режимные характеристики линий электропередачи. М., 1987. — 76 с.
22. *Шапиро И.М.* Принципы унификации элементов электрической сети 110—330 кВ. М., 1984. — 176 с.
23. *Тиходеев Н.Н.* Передача электрической энергии/Под ред. В.И. Попкова. Л., 1984. — 248 с.
24. Новые средства передачи электроэнергии в энергосистемах/Г.Н. Александров, Г.А. Евдокунин, Т.В. Лисочкина и др.; Под ред. Г.Н. Александрова. Л., 1987. — 232 с.
25. Управляемые линии электропередачи/Ю.Н. Астахов, В.М. Постолатий, И.Т. Комендант, Г.В. Чалый; Под ред. В.А. Веникова. — Кишинев: Штиинца, 1984. — 296 с.
26. *Лисочкина Т.В.* Экономические проблемы создания воздушных линий электропередачи переменного тока сверхвысокого напряжения. Л., 1987. — 250 с.
27. *Зуев Э.Н., Строев В.А.* Математическое описание элементов электрической системы. М., 1983. — 68 с.
28. *Идельчик В.И.* Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М., 1988. — 288 с.
29. *Мельников Н.А.* Электрические сети и системы. М., 1975. — 453 с.
30. *Жуков Л.А., Стратан И.П.* Установившиеся режимы сложных электрических систем: Методы расчетов. М., 1979. — 416 с.
31. *Фаддеев Д.К., Фаддеева В.Н.* Вычислительные методы линейной алгебры. М.—Л., 1963. — 734 с.
32. *Брайеллер А., Аллан Р., Хэмэл Я.* Слабозаполненные матрицы. Анализ электроэнергетических систем. М., 1979. — 192 с.
33. *Строев В.А.* Методы решения уравнений установившегося режима электрических систем. М., 1988. — 80 с.
34. *Веников Г.В., Строев В.А.* Применение математических методов и средств вычислительной техники в проектировании и эксплуатации энергетических систем. М., 1965. — 278 с.
35. К вопросу уравнений установившегося режима//Изв. АН СССР. Энер-

гетика и транспорт. 1971. № 5. С. 18—24. Авт.: В.А. Веников, В.А. Строев, В.И. Идельчик, В.И. Тарасов.

36. Электрические системы и сети/Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.М. Денисенко, В.С. Перхач; Под ред. Г.И. Денисенко. Киев, 1986. — 584 с.
37. Регулирование напряжения в электрических системах/В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. М., 1985. — 216 с.
38. *Совалов С.А.* Режимы Единой Энергосистемы. М., 1983. — 384 с.
39. *Баркан Я.Д.* Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности. М., 1984. — 160 с.
40. *Маркушевич Н.С.* Автоматизированная система диспетчерского управления. М., 1986. — 135 с.
41. *Волькенгау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. М., 1981. — 320 с.
42. Прогнозирование развития сложных систем/Ю.Н. Астахов и др.; Ред. В.А. Веников. М., 1985. — 232 с.
43. *Зуев Э.Н.* Техничко-экономические основы проектирования электрических сетей. М., 1988. — 72 с.
44. *Козлов В.А., Билих Н.И., Файбисович Д.Л.* Справочник по проектированию электроснабжения городов. Л., 1986. — 256 с.
45. Справочник по проектированию подстанций 35—500 кВ/Г.К. Вишняков, Е.А. Гоберман, С.Л. Гольцман и др.; Под ред. С.С. Рокотьяна и Я.С. Самойлова. М., 1982. — 352 с.
46. *Вентцель Е.С.* Исследование операций: задачи, принципы, методология. М., 1988. — 208 с.
47. *Китушин В.Г.* Надежность энергетических систем: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов. М., 1984. — 256 с.
48. *Неполюяцкий В.А.* Учет надежности при проектировании энергосистем. М., 1978. — 200 с.
49. *Зуев Э.Н.* Выбор основных параметров электрических сетей при проектировании. М., 1988. — 80 с.
50. *Блок В.М.* Электрические сети и системы: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов. М., 1986. — 430 с.
51. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие для вузов/Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, В.В. Ежков и др.; Под ред. В.А. Веникова. М., 1983. — 504 с.
52. *Базуткин В.В.* и др. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учеб. для вузов/В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь; Под ред. В.П. Ларионова. М., 1986. — 464 с.
53. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов/А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева. М., 1980. — 608 с.

54. Бошнякович А.Д. Механический расчет проводов и тросов линий электропередачи. Л., 1971. — 296 с.

55. Гальперн М.Л. Деревянные опоры линий электропередачи до 110 кВ. М., 1976. — 268 с.

56. Глазунов А.А. Основы механической части воздушных линий электропередачи. Т. III. Работа и расчет проводов и тросов. М.—Л., 1956. — 191 с.

57. Зарудский Г.К. Конспект лекций по курсу "Конструкции воздушных линий". М., 1977. — 45 с.

58. Зеличенко А.С., Смирнов Б.И. Проектирование механической части воздушных линий сверхвысокого напряжения. М., 1981. — 336 с.

59. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л., 1979. — 309 с.

60. Крюков К.П., Курносоев А.Н., Новгородцев Б.П. Конструкции и расчет металлических и железобетонных опор линий электропередачи. Л., 1975. — 450 с.

61. Справочник по проектированию линий электропередачи/Под ред. М.А.Реута и С.С.Рокотяна. М., 1980. — 142 с.

62. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности/Под ред. П.А. Каткова и В.И. Франгуляна. М., 1980. — 362 с.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВ	— автоматический выключатель
АД	— асинхронный двигатель
АРВ	— автоматический регулятор возбуждения
АРНТ	— автоматический регулятор напряжения трансформатора
АСДУ	— автоматизированная система диспетчерского управления
АСУТП	— автоматизированная система управления технологическими процессами
АТ	— автотрансформатор
АЭС	— атомная электростанция
ВД	— высокое давление
ВДТ	— вольтодобавочный трансформатор
ВЛ	— воздушная линия
ВН	— высокое напряжение
ГЭС	— гидравлическая электростанция
ЕЭС	— единая энергосистема
ИРМ	— источник реактивной мощности
ЖД	— железная дорога
КВ	— конденсаторная батарея
КЗ	— короткое замыкание
ККУ	— комплектная конденсаторная установка
КЛ	— кабельная линия
КПД	— коэффициент полезного действия
ЛРТ	— линейный регулировочный трансформатор
ЛС	— линия связи
ЛЭП	— линия электропередачи
МНК	— маслонеполненный кабель
МНКЛ	— маслонеполненная кабельная линия
НД	— низкое давление
НН	— низкое напряжение
ОДУ	— объединенное диспетчерское управление
ОЭС	— объединенная энергосистема
П	— предохранитель
ПВ	— плавкая вставка
ПС	— подстанция
ПРТ	— последовательный регулировочный трансформатор

ПУЭ	— Правила устройства электроустановок
ПЭС	— питающая электрическая сеть
РМТ	— расцепитель максимального тока
РПН	— регулирование под нагрузкой
РС	— распределительная сеть
РТ	— распределительный трансформатор
РУ	— распределительное устройство
РЭС	— районная энергосистема
САПР ЭС	— система автоматизированного проектирования энергосистем
САПР ЭТ	— система автоматизированного проектирования электротехнических объектов
САР	— система автоматического регулирования
СВН	— сверхвысокое напряжение
СД	— синхронный двигатель
СК	— синхронный компенсатор
СН	— среднее напряжение
СТК	— статический тиристорный компенсатор
СХН	— статическая характеристика нагрузки
СЭВ	— Совет экономической взаимопомощи
ТОР	— токоограничивающий реактор
ТПЖ	— токопроводящая жила
ТЭК	— топливно-энергетический комплекс
УВН	— ультравысокое напряжение
УПК	— установка продольной емкостной компенсации
УР	— устройство регулирования
ЦДП	— центральный диспетчерский пункт
ЦДУ	— центральное диспетчерское управление
ЦП	— центр питания
ШР	— шунтирующий реактор
ЭВМ	— электронная вычислительная машина
ЭП	— электроприемник
ЭС	— электростанция
ЭЭС	— электроэнергетическая система

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Автотрансформатор 143

Аппаратура

- коммутационная 348

- подпитки 66

Арматура

- воздушных линий 28

- кабельных линий 55, 58

Бак

- питания 67

- давления 67

Батарея конденсаторная 309

Броня кабельная 51

Вибрация проводов 19

Время

- включения 366

- потерь 364

Вставка плавкая предохранителя 433

Выключатель автоматический 433

Гаситель вибрации 31

Генератор синхронный 305

Гирлянда изоляторов 27

Гололедообразование 18

График нагрузки 146

- годовой по продолжительности 148

- месячных максимумов 148

- суточный 147

Двигатель

- асинхронный 155

- синхронный 159

Диаграмма

- векторная 115

-- мощностей 124

-- напряжений 117, 178

- - токов 117

- круговая мощности 220

Диапазон регулировочный 304

Длина электромагнитной волны 81

Жила токопроводящая

- алюминиевая 48

- медная 48

- многопроволочная 51

- натриевая 48

Задача оптимизации

- многокритериальная 355

- однокритериальная 355

Заделка концевая 57

Зажим

- натяжной 30

-- болтовой 30

-- клиновой 30

-- прессуемый 30

- поддерживающий 29

-- глухой 29

-- с ограниченной прочностью заделки 29

Закон управления 304

Затраты

- на возмещение потерь 367

- приведенные 357

Издержки эксплуатации

- линий электропередачи 352

- понижающих подстанций 352

Изолятор

- стеклянный 26

- стержневой полимерный 27

- фарфоровый 26

- штыревой 27

Изоляция электрическая

- бумажная пропитанная
- - нормально 48, 50
- - обедненно 48, 50
- - нестекающим составом 48, 50
- монолитная 49
- пластмассовая 48
- поясная 51
- резиновая 48
- слоистая 49
- фазная 52

Источник питания независимый 372

Кабель

- газонаполненный 48
- двухжильный 48
- маслонаполненный 48, 59, 61, 63
- одножильный 48
- переменного тока 48
- постоянного тока 48
- трехжильный 48
- четырехжильный 48

Капитальные вложения на сооружение

- линий электропередачи 342
- понижающих подстанций 348

Кольцо защитное 30

Компенсатор

- синхронный 308
- статический тиристорный 314

Коэффициент

- выгоды 144
- затухания 79
- зональный 343
- изменения фазы 79
- мощности 152
- неравномерности графика 147
- поправочный 111
- теплоотдачи 422
- трансформации 136
- условий сооружения 343

Коэффициент нормативный

502

- эффективности капиталовложений 358

- приведения разновременных затрат 360

Коэффициент попадания в максимум нагрузки системы

- максимальной нагрузки элемента 369
- максимальных потерь активной мощности в элементе 369

Коэффициент простоя

- вынужденного 374
- планового 374

Коэффициент температурный

- увеличения сопротивления 422
- линейного удлинения 471

Критерий выбора оптимального варианта 355

Линия электропередачи

- внутренняя 43
- воздушная 15
- - двухцепная 104
- - комбинированная 106
- - компактная 43, 106
- - управляемая 106
- - самокомпенсирующаяся 106
- кабельная 46, 107
- - маслонаполненная 68
- постоянного тока 13
- распределительная 11

Матрица

- задающих токов 205
- напряжений узлов 205
- узловых проводимостей 205
- Якоби 275

Метод

- вариантного сопоставления 340
- Гаусса 264
- Зейделя 261
- итерационный 257
- Ньютона 275
- обращения матрицы 267

- по параметру 278
- простой итерации 258
- факторизации 268
- эквивалентирования 189
- экономических интервалов 404
- экономической плотности тока 393

Модель математическая

- оптимизационная 340
- оценочная 340

Модуль

- первоначального растяжения 466
- предельного растяжения 466
- упругости 466

Мощность

- активная 119
- допустимая 237, 423
- зарядная 96, 109, 125, 131, 243
- натуральная 98 103, 110
- номинальная
- - автотрансформатора 144
- - синхронного компенсатора 308
- трансформатора 135

- предельная 236
- расчетная 173
- реактивная 119

- типовая 144
- трехфазная 115

Муфта кабельная

- концевая 49, 62, 66
- мачтовая 58
- однофазная 49
- ответвительная 49
- разветвительная 64
- соединительная 49, 56, 62, 64
- соединительно-разветвительная 49, 65
- стопорная 49, 58, 62
- трехфазная 49

Нагрузка

- асинхронная 155
- комплексная 134
- наибольшая 147

- наименьшая 147
- осветительная 154
- преобразовательная 161
- расчетная 173
- синхронная 159
- среднесуточная 147
- удельная 463
- электропечная 161

Нагрузочная способность КЛ 425

Напор ветра скоростной 458

Напряжение

- короткого замыкания 137
- линейное 10
- наибольшее рабочее 293
- номинальное
- - линии 10
- - обмотки трансформатора 135, 136
- Напряженность электрического поля
- максимальная 431
- начала общей короны 431

Оболочка кабельная

- алюминиевая
- - гладкая 49
- - гофрированная 49
- пластмассовая 49
- резиновая 49
- свинцовая 49
- Опора воздушной линии
- анкерная 37
- анкерная угловая 38
- деревянная 36
- двухцепная 40
- железобетонная 34
- концевая 38
- металлическая 33
- одноцепная 40
- переходная 41
- промежуточная 37
- свободностоящая 40

Падение напряжения 116

Параметр регулируемый 304

- генератора 305
- конденсаторной батареи 312
- реактора 313
- статического тиристорного ком-
пенсатора 301
- трансформатора 319
- Параметры
 - воздушной линии
 - погонные 92, 99
 - волновые 97, 102
 - кабельной линии
 - погонные 107
 - волновые 110
- Перенос нагрузки 191
- Перепад напряжений 225
- Плотность тока экономическая 396,
401
- Пляска проводов (тросов) 20
- Подстанция понижающая
 - проходная (транзитная) 348
 - с упрощенной схемой 348
 - узловая 348
- Постоянная
 - магнитная 94
 - распространения волны 79
 - электрическая 95
- Потери
 - активной мощности
 - диэлектрические 109
 - на корону 95, 234
 - на нагрев проводов 234
 - при КЗ трансформатора 136
 - при XX трансформатора 136
 - реактивной мощности
 - при XX трансформатора 138
 - электроэнергии
 - условно-переменные 362
 - условно-постоянные 362, 366
- Потеря напряжения 129
 - допустимая 437
- Потребитель электроэнергии 370
- Предохранитель 433

- Провод
 - алюминиевый 24
 - изолированный 43
 - медный 24
 - многопроволочный 25
 - однопроволочный 25
 - сталеалюминиевый 25
 - нормального исполнения 92
 - облегченного исполнения 423
 - стальной 24
- Проводимость погонная
 - воздушной линии
 - активная 95, 102
 - емкостная 94, 100
 - кабельной линии
 - активная 108
 - емкостная 108
- Проводимость узловая
 - взаимная 87, 217
 - собственная 87, 216
- Проводка внутренняя 13, 43
- Проектирование развития
 - распределительных сетей 338
 - электроэнергетических систем 337
- Пролет
 - анкерный 15
 - критический 474
 - промежуточный 15
 - габаритный 486
- Проницаемость относительная
 - диэлектрическая 95
 - магнитная 94
- Пропускная способность линии 238
- Радиус
 - провода 94
 - расщепления 100
 - эквивалентный 100
- Распорка
 - дистанционная 32
 - изолирующая 43
- Расстояние
 - междуфазное 94

- среднегеометрическое 94
- Растяжка тросовая 40
- Реактивной мощности
 - дефицит 239
 - избыток 239
- Реактор
 - дугогасящий 13
 - токоограничивающий 348
 - шунтирующий 312
- Регулирование напряжения 299
 - встречное 318
 - локальное 303
 - местное 303
 - поперечное 318
 - продольное 318
 - централизованное 303
- Регулятор автоматический
 - возбуждения 305
 - напряжения трансформатора 302, 317
- Режим
 - нормальный 9
 - послеаварийный 9
 - ремонтный 9
 - установившийся 248
- Сеть
 - внутренняя 13
 - воздушная 13
 - городская 12
 - замкнутая 13
 - кабельная 13
 - кольцевая 13, 184
 - магистральная 13
 - местная 11
 - наружная 13
 - переменного тока 12
 - постоянного тока 12
 - промышленная 12
 - радиальная 13
 - разомкнутая 13, 175
 - районная 11
 - распределительная 11

- региональная 11
- сельскохозяйственная 12
- системообразующая 11
- сложнозамкнутая 13
- Сечение провода (жилы кабеля)
 - минимальное
 - по механической прочности 420
 - по термической стойкости 431
 - по условию ограничения потерь на
корону 432
 - экономическое 396
- Система
 - газоснабжающая 6
 - нефтеснабжающая 6
 - теплоснабжающая 6
 - углеснабжающая 6
 - электроснабжающая 6
 - электроэнергетическая 7
 - энергетическая 6
 - единая 7
 - объединенная 7
 - районная 7
 - ядерно-энергетическая 6
- Соединитель проводов (тросов) 31
- Сооружение кабельное 47
- Сопротивление
 - воздушной линии
 - волновое 80, 97, 102
 - погонное
 - активное 92, 99
 - индуктивное 93
 - комплексное 79
 - омическое 92
 - кабельной линии
 - волновое 80, 110
 - погонное
 - активное 107
 - индуктивное 108
 - тепловое 426
 - трансформатора
 - активное 137
 - индуктивное 137

Составляющая вектора падения
напряжения

- продольная 121
- поперечная 121

Срок окупаемости

- нормативный 357
- расчетный 356

Стрела провеса 16

Схема замещения

- автотрансформатора 145
 - асинхронного двигателя 155
 - линии электропередачи 84
 - приближенная 97
 - упрощенная 96
 - тепловая 426
 - трансформатора
 - двухобмоточного 135
 - трехобмоточного 140
- Схема развития 337

Температура

- длительно допустимая
- проводов ВЛ 423
- жил кабелей 425
- допустимая при КЗ 429
- критическая 477
- окружающей среды 421, 424

Ток

- допустимый по нагреву
- проводов ВЛ 422
- жил кабеля 427
- задающий 205
- зарядный 78
- номинальный
- патрона 433
- плавкой вставки 433
- холостого хода 136

Токопровод 13

Топливо-энергетический комплекс 5

Точка

- контрольная 299
- потокопровода 187

Траверса 15

Трансформатор

- двухобмоточный 135
- идеальный 136
- распределительный 321
- регулировочный
- линейный 315
- последовательный (вольтодо-
бавочный) 315

- трехобмоточный 139

Трос грозозащитный 15

Тросостойка 15

Узел

- базисный 253
- балансирующий 249, 253
- генерирующий 270
- нагрузки 134
- притыкания 194

Укрупненный показатель стоимости

- воздушных линий 342
- кабельных линий 347
- трансформаторного оборудования 349

- ячейки с выключателем 350

Уравнение состояния

- механического (провода ВЛ) 472
- теплового

-- провода ВЛ 422

-- одножильного кабеля 427

Уравнения

- контурные 250
- узловые 251

Условия сходимости метода

- Гаусса с итерацией 265
- Зейделя 262
- Ньютона 277
- простой итерации 260

Установка

- подпитывающая автоматическая 69
- продольной емкостной компенсации 238, 301, 319

Устройство регулирования

- линейное 302
 - узловое 302
- Ущерб годовой
- дополнительный 376
 - прямой 376
 - суммарный 374
 - удельный 375

Фаза ВЛ

- нерасщепленная 92
 - расщепленная 29, 99
- Фундамент опоры ВЛ 43

Характеристика

- защитная плавкой вставки 433
 - мощности угловая 206
- Характеристика нагрузки
- динамическая 153
 - статическая 153
 - обобщенная 162
 - по напряжению 163

- по частоте 163

Центр питания 321

Частота переменного тока стандартная 94

Четырехполосник 83

Число часов

- использования наибольшей нагрузки 149
- максимальных потерь мощности 364

Шаг расщепления 100

Шинопровод 44

Эквивалентирование 189

Электроустановка 371

Эффект регулирующий

- батареи конденсаторов 310
- комплексной нагрузки 154, 165
- реактора 313
- синхронного компенсатора 309

Явление коронного разряда 95

ОГЛАВЛЕНИЕ

<i>Предисловие</i>	3
Глава 1. Общие сведения об электроэнергетических системах и электрических сетях	5
§ 1.1. Электроэнергетическая система как подсистема топливно-энергетического комплекса	5
§ 1.2. Общая характеристика электрических сетей	8
§ 1.3. Классификация электрических сетей	10
Глава 2. Основные сведения об условиях работы и конструктивном выполнении воздушных линий электрических сетей	15
§ 2.1. Основные элементы и общая характеристика воздушных линий	15
§ 2.2. Краткая характеристика условий работы воздушных линий и требований к их конструкциям	17
§ 2.3. Провода воздушных линий	23
§ 2.4. Изоляция воздушных линий	26
§ 2.5. Арматура воздушных линий	28
§ 2.6. Опоры воздушных линий	32
§ 2.7. Краткие сведения о конструкциях внутренних электрических линий	43
Глава 3. Основные сведения о кабельных линиях электропередачи	46
§ 3.1. Общая характеристика кабельных линий	46
§ 3.2. Кабельные линии 1–35 кВ	50
§ 3.3. Кабельные линии высокого напряжения	59
§ 3.4. Основные сведения о сооружении и эксплуатации кабельных линий	70
Глава 4. Линия электропередачи как элемент электрической сети	78
§ 4.1. Основные уравнения и математические модели линии	78
§ 4.2. Погонные и волновые параметры воздушных и кабельных линий переменного тока	91
§ 4.3. Режимные характеристики линии	115

Глава 5. Характеристики и параметры узлов нагрузок электрической сети	134
§ 5.1. Понятие узла комплексной нагрузки	134
§ 5.2. Параметры и схемы замещения трансформаторного оборудования понижающих подстанций	135
§ 5.3. Характеристики графиков нагрузки	146
§ 5.4. Статические характеристики составляющих комплексной нагрузки	153
§ 5.5. Обобщенные статические характеристики комплексной нагрузки	162
§ 5.6. Представление нагрузок в расчетных схемах электрических сетей	165
Глава 6. Расчеты установившихся режимов простейших электрических сетей с одним источником питания	170
§ 6.1. Задачи расчетов установившихся режимов	170
§ 6.2. Расчетные схемы электрических сетей	172
§ 6.3. Расчет режима разомкнутой сети	175
§ 6.4. Расчет режима кольцевой сети	184
§ 6.5. Упрощающие преобразования	189
Глава 7. Анализ установившихся режимов электрических сетей с двумя источниками питания	200
§ 7.1. Общая характеристика электрических сетей с двумя источниками питания	200
§ 7.2. Угловые характеристики мощности	204
§ 7.3. Круговые диаграммы мощности	220
§ 7.4. Режимные свойства электропередачи, вытекающие из анализа угловых характеристик и круговых диаграмм мощности	232
Глава 8. Расчеты установившихся режимов сложных электрических сетей	248
§ 8.1. Особенности сложных сетей и расчетов их режимов	248
§ 8.2. Узловые уравнения установившегося режима	251
§ 8.3. Решение уравнений установившегося режима методом простой итерации и методом Зейделя	258
§ 8.4. Решение уравнений установившегося режима на основе метода Гаусса	264
§ 8.5. Формы записи уравнений установившегося режима для общего случая задания исходных данных	269
§ 8.6. Решение системы нелинейных уравнений методом Ньютона	275

§ 8.7. Применение метода Ньютона для решения уравнений установившегося режима электрической системы	279
§ 8.8. Учет коэффициентов трансформации в расчетах установившегося режима электрической системы	289
Глава 9. Основы регулирования напряжения	292
§ 9.1. Общая характеристика режима напряжений и способов его регулирования	292
§ 9.2. Регулирующие устройства и их влияние на режим напряжений	305
§ 9.3. Особенности регулирования напряжения в распределительных сетях низших напряжений	321
§ 9.4. Особенности регулирования напряжения в распределительных и системообразующих сетях высших напряжений	331
Глава 10. Техно-экономические основы проектирования электрических сетей	337
§ 10.1. Задачи, стадийность и метод проектирования	337
§ 10.2. Основные технико-экономические показатели	341
§ 10.3. Критерий выбора оптимального варианта	355
§ 10.4. Затраты на возмещение потерь мощности и электроэнергии в элементах электрических сетей	362
§ 10.5. Принципы учета фактора надежности при проектировании электрических сетей	370
Глава 11. Выбор основных параметров электрических сетей при проектировании	380
§ 11.1. Выбор номинального напряжения электрических сетей и линий электропередачи	380
§ 11.2. Выбор сечений проводов и жил кабелей по методу экономической плотности тока	393
§ 11.3. Выбор сечений проводов и жил кабелей по методу экономических интервалов	404
§ 11.4. Учет технических ограничений при выборе сечений проводов и жил кабелей отдельных линий	418
§ 11.5. Выбор сечений проводников линий местных электрических сетей с учетом условия обеспечения допустимой потери напряжения	437
Глава 12. Основные сведения о проектировании конструктивной части воздушных линий	456
§ 12.1. Общая характеристика задач и исходных условий проектирования конструктивной части воздушных линий	456

§ 12.2. Выбор проводов и грозозащитных тросов с учетом задач проектирования конструктивной части воздушных линий	461
§ 12.3. Определение механических нагрузок на провода и грозозащитные тросы	463
§ 12.4. Характеристики растяжения и допускаемые напряжения проводов и грозозащитных тросов	465
§ 12.5. Основные уравнения провисания, стрел провеса и длин в пролетах проводов и грозозащитных тросов	468
§ 12.6. Определение напряжений проводов и грозозащитных тросов при изменениях эксплуатационных климатических условий (уравнение состояния провода)	471
§ 12.7. Выбор базовых климатических условий и допускаемых напряжений при расчетах проводов (критические пролеты проводов)	472
§ 12.8. Наибольшие стрелы провеса проводов и грозозащитных тросов	477
§ 12.9. Основные сведения об особенностях расчетов сталеалюминевых проводов	478
§ 12.10. Тяжения по проводам и силы, действующие на опоры при обрыве проводов в одном из пролетов	481
§ 12.11. Вводные сведения об основных задачах проектирования воздушных линий	483
Список литературы	495
Список сокращений	499
Предметный указатель	501

Учебное издание

Веников Валентин Андреевич
Глазунов Александр Александрович
Жуков Леонид Алексеевич
Зуев Эдуард Николаевич
Лисеев Михаил Сергеевич
Надеждин Сергей Васильевич
Солдаткина Лидия Александровна
Строев Владимир Андреевич

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Редактор *И.Г. Волкова*
Художник *В.В. Гарбузов*
Художественный редактор *Т.М. Скворцова*
Технический редактор *В.М. Романова*
Корректор *Г.И. Кострикова*
Операторы *В.Н. Думбар, Т.М. Дородных*

ЛР № 010146 от 25.12.96. Изд. № СТД-691. Сдано в набор 19.03.96
Подп. в печать 11.02.98. Формат 60x88/16. Бум. газетн. Гарнитура русская
Печать офсетная. Объем: 31,36 усл. печ. л., 31,36 усл. кр.-отт., 29,45 уч.-изд. л.
Тираж 3 000 экз. Заказ № 637

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14

Набрано на персональных компьютерах издательства

Отпечатано в ГУП ИПК «Ульяновский Дом печати»
432601, г. Ульяновск, ул. Гончарова, д. 14