



УТВЕРЖДАЮ

Главный конструктор по РЗА  
ЗАО «ЧЭАЗ

\_\_\_\_\_ Г.П. Варганов

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2008 г.

## **Методические указания к расчету уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП**

Разработано:  
Начальник бюро  
КБ МПТ-5 СКБ РЗА \_\_\_\_\_ Н.А. Иванов

Начальник СКБ РЗА \_\_\_\_\_ П.Г. Варганов

**Чебоксары 2008**

# Содержание

Введение .....	3
1 Выбор уставок функций защит .....	4
1.1 Максимальная токовая защита .....	4
1.1.1 МТЗ отходящих воздушных и кабельных линий 6(10) кВ .....	4
1.1.2 МТЗ понижающих трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ .....	6
1.2 Защита от однофазных замыканий на землю .....	8
1.2.1 Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике в сетях с изолированной нейтралью .....	9
1.2.2 Ненаправленная защита от ОЗЗ по ВГ в сетях с нейтралью заземленной через ДГР .....	10
1.2.3 Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике .....	11
1.3 Логическая защита шин .....	11
1.4 Защита минимального напряжения .....	12
1.4.1 ЗМН вводного выключателя .....	12
1.4.2 ЗМН устройств защиты двигателя и трансформатора напряжения .....	12
1.5 Защита от повышения напряжения .....	13
2 Выбор уставок функций автоматики .....	14
2.1 Автоматическое повторное включение .....	14
2.1.1 Однократное АПВ линий с односторонним питанием .....	14
2.1.2 Двукратное АПВ линий с односторонним питанием .....	15
2.2 Автоматический ввод резерва .....	15
2.3 Восстановление нормального режима .....	15
Список использованной литературы .....	18

## Введение

Представленная в настоящих методических указаниях информация является дополняющим материалом к руководствам по эксплуатации БКЖИ.656316.001 РЭ1 и БКЖИ.656316.001-XXXX РЭ2 микропроцессорных (МП) блоков РЗА серии БЭМП (далее «устройств серии БЭМП» или «устройств БЭМП») и должна применяться с учетом алгоритмов защит и автоматики, используемых в каждом конкретном устройстве БЭМП и специфики защищаемого присоединения.

При расчете уставок функций защиты и автоматики устройств серии БЭМП следует руководствоваться [1]-[7] и настоящими методическими указаниями.

Методические указания создавались с учетом вопросов, возникающих у настраивающего персонала при настройке устройств БЭМП и у проектных организаций при расчете и выборе уставок. Основным объектом расчета в данной работе являются наиболее востребованные функции защит и автоматики электроустановок распределительных сетей 6(10)-35 кВ.

Сокращения, используемые в тексте настоящих указаний:

АПВ	- автоматическое повторное включение;
АСУ ТП	- автоматическая система управления технологическим процессом;
БДВС	- блок дискретных входных сигналов;
БЭМП	- блок для энергетических объектов микропроцессорный;
ВВ	- вводной выключатель;
ВГ	- высшие гармоники;
ВМБ	- вольтметровая блокировка;
ДГР	- дугогасящий реактор;
ЗДЗ (ДЗ)	- защита от дуговых замыканий;
ЗМН	- защита минимального напряжения;
ЗОЗЗ	- защита от замыканий на землю;
ЗПН	- защита от повышения напряжения;
КЗ	- короткое замыкание;
КРУ	- комплектное распределительное устройство;
КСО	- камера секционная одностороннего обслуживания;
КЦУ	- контроль цепей управления;
ЛЗШ	- логическая защита шин;
МТЗ	- максимальная токовая защита;
ОЗЗ	- однофазное замыкание на землю;
РПВ	- реле положения "включено";
РПО	- реле положения "отключено";
СВ	- секционный выключатель;
ТН	- трансформатор напряжения;
ТО	- токовая отсечка;
ТТ	- трансформатор тока;
УРОВ	- устройство резервирования при отказе выключателя;
ЦН	- цепи напряжения;

# 1 Выбор уставок функций защит

## 1.1 Максимальная токовая защита

В сетях 6-10 кВ максимальная токовая защита используется как основная защита. МТЗ входит в состав функций защит устройств БЭМП 1 всех типов защищаемых присоединений кроме измерительного трансформатора напряжения.

МТЗ в устройствах БЭМП выполнена, как правило, трехфазной, трехступенчатой. Защита реагирует на превышение фазным током уставки. Выбор уставки определяется условием селективности действия защиты.

Устройства БЭМП могут быть включены как на 3, так и на 2 фазных тока. Во втором случае, подключение осуществляется на токи фаз А и С, ток в фазе В при этом вычисляется программно  $I_B = -I_A - I_C$ . Для этого необходимо при наладке устройства БЭМП в параметрах присоединения указать отсутствие ТТ в фазе В.

Первая и вторая ступени МТЗ имеют независимую выдержку времени срабатывания, третья ступень может использоваться как с независимой, так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания. Как правило, в сетях 6 (10) кВ первую ступень защиты (МТЗ-1) используют в качестве токовой отсечки без выдержки времени (ТО), вторую ступень (МТЗ-2) используют как максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ), и третью ступень используют как защиту или сигнализацию при перегрузках.

В приведенных ниже методах расчета рассматривается применение МТЗ для защиты отходящих линий, понижающих трансформаторов 6(10)/0,4 кВ и линий к ним. Описанные методы выбора уставок могут использоваться и для других видов присоединений при соблюдении свойственных им особых условий, не описанных в данной работе.

### 1.1.1 МТЗ отходящих воздушных и кабельных линий 6(10) кВ

В данной главе рассматривается выбор уставок по току и по времени срабатывания МТЗ для БЭМП, установленных на тупиковых подстанциях, для защиты линий с односторонним питанием (незакольцованные ЛЭП).

В качестве примера рассмотрен участок сети, приведенный на рис. 1.

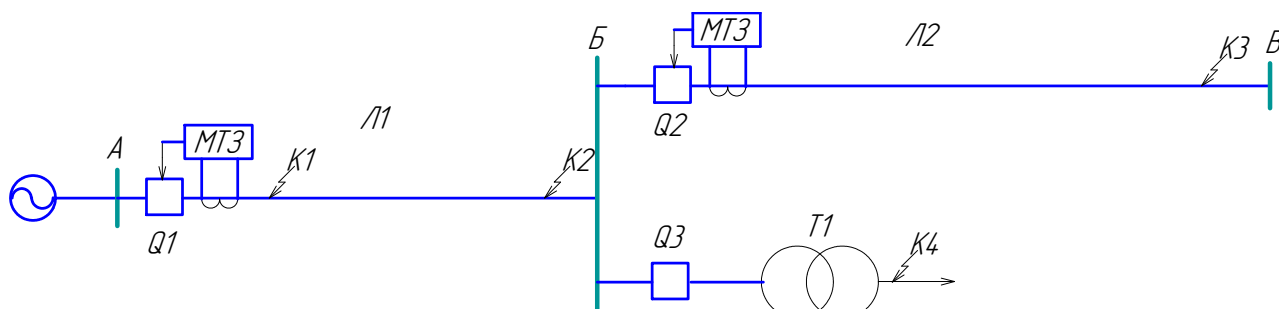


Рисунок 1 - Участок сети с односторонним питанием

#### 1.1.1.1 Первая ступень МТЗ

Первая ступень МТЗ используется в качестве токовой отсечки от междуфазных КЗ, которая защищает только часть линии (0,85 длины линии), расположенной ближе к источнику питания, и срабатывает без специального замедления, т.е.  $t_{cp} \approx 0$  с.

Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором ее тока срабатывания  $I_{с.з.}$  большим, чем максимальное значение тока трехфазного

КЗ  $I_{k.\max}^{(3)}$  при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи (точки К2 для выключателя Q1 и точки К3 для выключателя Q2 на рисунке 1):

$$I_{c.з.} \geq k_H \cdot I_{k.\max}^{(3)}, \quad (1.1.1)$$

где  $k_H = 1, 1 \dots 1, 2$  – коэффициент надежности для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи;

$I_{k.\max}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой линии, в максимальном режиме.

При определении максимального значения тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 6(10) кВ рассматривается трехфазное КЗ при работе питающей ЭЭС в максимальном режиме, когда электрическое сопротивление энергосистемы является минимальным.

#### 1.1.1.2 Вторая ступень МТЗ

Вторая ступень - МТЗ-2, используется в качестве максимальной токовой защиты от междофазных КЗ с выдержкой времени.

Ток срабатывания отсечки второй ступени отстраивается от токов срабатывания отсечки I или II ступеней защит смежных линий или присоединений.

$$I_{сз(A)}^{II} = k_3 I_{с.з.см(B)}^{I(II)}, \quad (1.1.2)$$

где  $k_3 = 1, 1$  - коэффициент запаса (надежность по согласованию);

$I_{с.з.см(B)}^{I(II)}$  - ток срабатывания токовой отсечки (первой ступени) защиты смежной линии (с подстанции Б).

Кроме того, проверяется отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции (при наличии выключателя на стороне высокого напряжения трансформатора, рисунок 1)

$$I_{сз(A)}^{II} = k_3 I_{к.см(K4)} \quad (1.1.3)$$

Расчетным является большее из полученных значений.

Выдержка времени II ступени защиты принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5$  с) больше выдержек времени ступеней защиты, от которых произведена отстройка:

$$t_{с.з(A)}^{II} = t_{с.з.см(B)}^{I(II)} + \Delta t \quad (1.1.4)$$

Как правило, отстройка МТЗ-2 идет от защит смежных линий не имеющих выдержки времени, в связи с этим выдержку времени принято принимать равной 0,5 с.

Чувствительность отсечек второй ступени проверяется в случае металлического КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме (см. рисунок 1).

$$k_q = \frac{I_{к.мин(K2)}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5 \quad (1.1.5)$$

#### 1.1.1.3 Третья ступень МТЗ

Третья ступень МТЗ используется в качестве защиты от перегрузок. Ток срабатывания максимальной токовой защиты (третьей ступени) отстраивается от максимального тока нагрузки присоединения

$$I_{c.з} = \frac{k_z k_c}{k_B} I_{нагр\Sigma}, \quad (1.1.6)$$

где  $k_z = 1,1$  — коэффициент запаса по избирательности;

$k_c = 1,5 \dots 2,5$  — коэффициент отстройки от самозапуска электродвигателей;

$k_B = 0,95$  — коэффициент возврата токовых защит БЭМП.

Коэффициент отстройки от самозапусков  $k_c$  принимается равным 3-6 для нагрузки с преобладанием электродвигателей, при малом удельном значении электродвигателей коэффициент понижается.

$I_{нагр\Sigma}$  — максимальный ток нагрузки.

Максимальный ток нагрузки определяется как:

$$I_{нагр\Sigma} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot 0,9 U_{ном}}, \quad (1.1.7)$$

где  $S_{\max}$  — максимальная мощность нагрузки.

Проверяется отстройка от токов срабатывания вторых или третьих ступеней защит смежных линий,

$$I_{сз(A)} = k_z I_{с.з.см(B)} \quad (1.1.8)$$

Выдержка времени третьей ступени защиты принимается на ступень селективности больше выдержек времени защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежного участка в минимальном режиме (см. рисунок 1)

$$k_q = \frac{I_{к.мин(K3)}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,2 \quad (1.1.9)$$

## 1.1.2 МТЗ понижающих трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ

### 1.1.2.1 Первая ступень МТЗ

Первая ступень МТЗ используется в качестве токовой отсечки от междуфазных КЗ, в зону действия токовой отсечки входят выводы обмотки 6,3 (10,5) кВ, часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне 6,3 (10,5) кВ [1].

Уставка срабатывания реле выбирается больше значения тока трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ. Защита не должна срабатывать при включении трансформатора от броска намагничивающего тока.

$$I_{с.з.} = k_{отс} I_{кз}^{(3)}, \quad (1.1.10)$$

где  $I_{с.з.}$  — уставка по току срабатывания отсечки,

$I_{кз}^{(3)}$  — значение тока трехфазного КЗ на выводах обмотки 0,4 кВ защищаемого трансформатора,

$k_{отс} = 1,1 \dots 1,15$  — коэффициент отстройки для цифровых терминалов БЭМП.

Кроме того, должно соблюдаться условие  $I_{с.з.} > I_{намагн.}$ , где  $I_{намагн.}$  - амплитудное значение намагничивающего тока при включении трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального значения тока не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники  $5\sqrt{2} \approx 7,05$ . При невыполнении условия необходимо отстраивать защиту от броска намагничивающего тока трансформатора. В этом случае уставка срабатывания отсечки выбирается из выражения:

$$I_{с.з.} = k_{отс} \cdot I_{намагн.} \quad (1.1.11)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1.

Защита имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора с помощью выключателя Q и при необходимости на независимый расцепитель автомата, установленного со стороны низшего напряжения.

### 1.1.2.2 Вторая ступень МТЗ

Значение уставки тока срабатывания второй ступени МТЗ понижающего трансформатора выбирают из следующих условий. Защита должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки, с учетом токов самозапуска электродвигателей 0,4 кВ, и иметь высокую чувствительность.

Ток срабатывания защиты, с учетом отстройки от режима самозапуска электродвигателей, определяют из выражения:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H \cdot k_c}{k_g} \cdot I_{раб.макс.} \quad (1.1.12)$$

где  $k_H=1,1$  - коэффициент надежности не срабатывания защиты;

$k_g=0,95$  - коэффициент возврата реле тока БЭМП;

$k_c = 1,5...6$  - коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока  $I_{раб.макс}$  за счет одновременного пуска всех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время возникновения КЗ;

$I_{раб.макс.}$  – максимальный рабочий ток через трансформатор.

Для построения МТЗ трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ с временем срабатывания более 0,3 с принимают значение  $k_c \geq 1,1 - 1,3$ . Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной нагрузки определяются расчетом для конкретных условий, но обязательно при наиболее тяжелом условии пуска полностью заторможенных электродвигателей.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого трансформатора  $I_{раб.макс}$  определяется с учетом его максимально допустимой перегрузки. Для трансформаторов 6 и 10 кВ мощностью до 630 кВА в России допускается длительная перегрузка до 1,6-1,8 номинального тока.

Ток срабатывания МТЗ трансформатора 6,3 (10,5)/0,4 кВ, по условию согласования чувствительности последующей защитой (при последовательном включении защит), выбирается из выражения:

$$I_{с.з.} \geq k_{н.с} \cdot I_{с.з.пред.} \quad (1.1.13)$$

где  $k_{н.с}$  - коэффициент надежности согласования, значения которого зависят от типа токовых реле и принимаются в пределах от 1,1 до 1,3 - 1,4 при согласовании с защитами прямого действия;

$I_{с.з.пред.}$  – уставка тока срабатывания МТЗ РУ 0,4 кВ, приведенное с учетом коэффициента трансформации к стороне 6,3 кВ.

При согласовании защит с применением принципа временной селективности срабатывание последующей защиты увеличивается на ступень селективности по отношению к предыдущей защите:

$$t_{ср} = t_{ср.пред} + \Delta t,$$

где  $t_{ср.пред}$  - время срабатывания предыдущей защиты,

$\Delta t$  – ступень селективности по времени.

При согласовании терминалов БЭМП с предыдущими защитами, применяется временная ступень селективности  $\Delta t = 0,3 \dots 0,5$  с.

Чувствительность МТЗ-2 проверяется по коэффициенту чувствительности защиты со стороны 0,4 кВ:

$$k_{ч} = I_{кз}^{(2)} / I_{с.з.}, \quad (1.1.14)$$

где  $k_{ч}$  – коэффициент чувствительности в основной зоне работы защиты;

$I_{кз}^{(2)}$  - ток двухфазного КЗ на выводах трансформатора со стороны 0,4 кВ;

$I_{с.з.}$  – значение уставки тока срабатывания защиты.

Согласно нормам ПУЭ коэффициент чувствительности для основной зоны действия защиты должен быть не менее  $k_{ч} \geq 1,5$  и для зоны резервирования  $k_{ч} \geq 1,2$ . Если при построении защиты возникают серьезные трудности с обеспечением заданной чувствительности в зоне резервирования, то ПУЭ допускает не обеспечивать резервирование защит в конце отходящих линий.

### 1.1.2.3 Третья ступень МТЗ

Третья ступень МТЗ используется в качестве токовой защиты от симметричных перегрузок, работающей на сигнал или срабатывание. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется из выражения:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс.}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном.}, \quad (1.1.15)$$

где  $I_{ном.}$  – значение номинального тока трансформатора в сети 6,3 (10,5) кВ,

$k_{\epsilon} = 0,95$  – коэффициент возврата защиты,

$k_{отс} = 1,05$  – коэффициент отстройки.

Время срабатывания защиты от симметричных перегрузок (для устранения ложных срабатываний) должно превышать время работы основных защит трансформатора. Как правило, выдержка времени защиты трансформаторов от симметричных перегрузок принимается равной 9 с.

## 1.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от замыканий на землю в устройствах БЭМП выполнена, как правило, одноступенчатой, реагирующей на ток основной или высших гармоник, для устройств БЭМП с цепями напряжения кроме того предусматривается направленная защита от ОЗЗ по току и напряжению основной гармоники. Для действия защиты

необходимо подключение к устройству БЭМП трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗ, ТЗЛМ, ТЗРЛ и другие.

В сетях с воздушными ЛЭП без кабельных вставок, а следовательно и без ТТ НП селективные токовые защиты от ОЗЗ на устройстве БЭМП не используются. В данном случае возможно применение только неселективных защит реагирующих на напряжение нулевой последовательности реализованных в устройствах БЭМП 1-03 и БЭМП 1-06.

Для кабельных линий и воздушных линий с кабельными вставками в зависимости от типа заземления нейтрали сети должна использоваться соответствующая защита. Для сетей с изолированной нейтралью или нейтралью заземленной через высокоомный резистор применяется направленная или ненаправленная защита по основной гармонике. Для сетей с нейтралью заземленной через ДГР применяется защита, реагирующая на высшие гармоники. Для сетей с низкоомным сопротивлением нейтрали наиболее целесообразным является использование ненаправленной защиты по основной гармонике.

### 1.2.1 Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике в сетях с изолированной нейтралью

Защита применяется преимущественно в сетях с большим количеством однотипных присоединений, близких между собой по характеристикам [5]. Для линий это ее длина, тип проводников и т.п.

Защита реагирует на суммарный емкостный ток сети, протекаемый через поврежденный элемент.

Значение емкостного тока линии и, соответственно, суммарного емкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по эмпирическим формулам:

$$\text{для кабельных сетей } I_{\Sigma} \approx \frac{U \cdot I_{\Sigma}}{10}, \text{ для воздушных сетей } I_{\Sigma} \approx \frac{U \cdot I_{\Sigma}}{350},$$

где  $U_n$  - номинальное напряжение сети (6 или 10 кВ),

$I_{\Sigma}$  - суммарная длина линий (км).

Для более точной оценки значения емкостного тока кабельной линии можно использовать таблицы 1, где приведены удельные значения емкостных токов в амперах[7].

Таблица 1 - Удельные значения емкостных токов в кабельных сетях (А/км)

Сечение жил кабеля, мм <sup>2</sup>	Удельное значение емкостного тока $I_c$ , А/км, при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

Ток срабатывания защиты  $I_{0с.з.}$  выбирается из учета несрабатывания при внешних ОЗЗ и в режимах без ОЗЗ, кроме того, для исключения ложных срабатываний защита отстраивается по времени срабатывания  $t_{с.з.}$ . Первичный ток срабатывания выбирается из двух условий:

1) отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения  $I_{Ci}$  при дуговых перемежающихся ОЗЗ:

$$I_{0с.з.} \geq K_{омс} K_{бр} I_C, \quad (1.2.1)$$

где  $K_{омс} = 1,2 \dots 1,3$  — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета  $I_{Ci}$  и запас;

$K_{бр} = 1,5 \dots 2,5$  коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения  $I_C$  при дуговых перемежающихся ОЗЗ;

2) отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ или при внешних междуфазных КЗ:

$$I_{0с.з.} \geq K_{омс} I_{нб.мах}, \quad (1.2.2)$$

где  $K_{омс} = 1,25$  для трехтрансформаторных ФТНП и  $1,5 \dots 2$  (учитывая приближенный характер определения  $I_{нб.мах}$ ) для кабельных ТТНП.

## 1.2.2 Ненаправленная сигнализация ОЗЗ по ВГ в сетях с нейтралью заземленной через ДГР.

Сигнализация ОЗЗ предназначена для применения в сетях с нейтралью, заземленной через ДГР, где применение защит по основной гармонике невозможно, т.к. не обеспечивается необходимая чувствительность.

Сигнализация ОЗЗ по ВГ, реализованная в БЭМП, реагирует на действующее значение суммы 3-ей, 5-ой и 7-ой гармоник в токе  $3I_0$  защищаемого присоединения. При ОЗЗ высшие гармоники тока  $3I_0$  в месте повреждения распределяются между неповрежденными присоединениями пропорционально емкостям их фаз на землю (т.е. собственным емкостным токам присоединений  $I_{Ci}$ ), а ток высших гармоник в поврежденном присоединении равен сумме токов высших гармоник в неповрежденных присоединениях, т.е. пропорционален  $(I_{с\sum} - I_{сповр.})$ . Поэтому для обеспечения несрабатывания сигнализации при внешних ОЗЗ (на других присоединениях) первичный ток срабатывания должен выбираться по условию отстройки от высших гармонических составляющих в токе  $3I_0$  защищаемого присоединения:

$$I_{0с.з.} \geq k_{омс} \cdot \alpha_{мах} \cdot I_C, \quad (1.2.3)$$

где  $k_{омс} = 2 \dots 3$  - коэффициент отстройки;

$I_C$  - собственный ток нулевой последовательности присоединения при ОЗЗ в сети (на других присоединениях);

$\alpha_{мах}$  - коэффициент, определяющий максимальное содержание высших гармоник рабочего диапазона частот в токе ОЗЗ (первоначально, при отсутствии данных, полученных экспериментально или в ходе эксплуатации  $\alpha_{мах}$  принимается равным 0,05).

Содержание высших гармоник в токе ОЗЗ в зависимости от особенностей электрической сети (количества и характера источников высших гармоник, режимов их работы, режимов работы сети и др.), как показывают исследования различных

авторов, может изменяться в широких пределах — от единиц процентов до примерно 50 % ( $\alpha_{\max} \approx 0,01...0,5$ ). Учитывая, что данный коэффициент имеет широкий диапазон и не всегда известен, уставку срабатывания защиты необходимо определять приближенно по значению суммарного емкостного тока сети, впоследствии уставку по току срабатывания необходимо откорректировать по результатам правильной или ложной работы сигнализации на отходящих присоединениях.

При этом следует учитывать, что сигнализация ОЗЗ по ВГ может срабатывать не селективно, поэтому необходимо использовать относительный замер по измеренным в БЭМП на отходящих присоединениях значениям тока  $3I_0$  ВГ. Для относительного замера необходимо считать показания измерений токов ВГ тока нулевой последовательности всех устройств защиты присоединений поврежденной секции. Присоединение с наибольшим током  $3I_0$  можно с большой вероятностью характеризовать как поврежденное. Считывание показаний токов НП осуществляется с дисплея терминала или по АСУ ТП.

### 1.2.3 Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике

Защита предназначена для использования в сетях с изолированной нейтралью, а также в сети с нейтралью, заземленной через высокоомное сопротивление, когда емкостный ток сети и ток в нейтрали соизмеримы и не изменяются значительно в различных допустимых режимах.

Для сетей с изолированной нейтралью угол максимальной чувствительности должен составлять  $90^\circ$ , при заземлении нейтрали через резистор угол максимальной чувствительности должен быть откорректирован в сторону уменьшения. Например, при равных значениях емкостного тока сети и резистивного тока в нейтрали угол максимальной чувствительности может быть принят равным  $45^\circ$ .

Направленная защита от ОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения. Поэтому первичный ток срабатывания защиты  $I_{0с.з.}$  определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{0с.з.расч} \leq \frac{I_{с\Sigma} - I_{с.повр.}}{K_{ч.min доп}}, \quad (1.2.4)$$

где  $K_{ч.min доп} \geq 2$  - минимальный коэффициент чувствительности.

Функция направленной защиты от замыканий на землю в устройствах серии БЭМП не применяется для сетей с компенсированной нейтралью.

Для сетей с компенсированной нейтралью применяется только функция сигнализации от замыканий на землю по высшим гармоническим составляющим тока  $3I_{0(ВГ)}$  с действием на предупредительную сигнализацию (см.п.1.2.2).

## 1.3 Логическая защита шин

Логическая защита реализуется с помощью устройств БЭМП вводного выключателя, секционного выключателя и БЭМП присоединений. Функция ЛЗШ реализует быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах методом «от противного», то есть КЗ на шинах фиксируется при наличии аварийного тока на вводном или секционном выключателе и отсутствии пуска защит присоединений.

Функция ЛЗШ представляет собой дополнительную ступень токовой защиты вводного и секционного выключателя, срабатывание которой можно заблокировать внешним сигналом. В качестве сигнала для блокировки ступени ЛЗШ используется выходной контакт «Пуск МТЗ» фидерных защит.

Ток срабатывания ЛЗШ отстраивается от сверхтоков послеаварийных перегрузок, т.е. от токов после отключения КЗ на присоединении. Данный принцип аналогичен выбору тока срабатывания МТЗ второй ступени вводного и секционного выключателя, поэтому в большинстве случаев ток срабатывания ЛЗШ принимается равным току срабатывания МТЗ-2.

Время срабатывания ЛЗШ принимается равным 0,2 с, кроме времени срабатывания выходного реле «Пуск МТЗ» (блокировка ЛЗШ) отходящих присоединений и времени приема устройством ВВ или СВ блокирующего сигнала, данная выдержка включает в себя большой запас, а потому при больших токах КЗ на шинах и необходимости быстрого отключения уставка может быть уменьшена до 0,1 с.

## **1.4 Защита минимального напряжения**

Защита минимального напряжения используется в устройствах БЭМП 1-03, БЭМП 1-06, БЭМП 1-04 и БЭМП 1-05. Назначение ЗМН различно в зависимости от типа устройства БЭМП.

### **1.4.1 ЗМН вводного выключателя**

ЗМН на защите вводного выключателя (на устройстве БЭМП 1-03) предназначена для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Пусковые органы ЗМН устройства БЭМП 1-03 должны обеспечивать пуск АВР при исчезновении на шинах питания и не должны срабатывать при снижении напряжения вследствие короткого замыкания на питающей стороне и на отходящих от подстанции присоединений, что отстраивается выбором уставки по напряжению и по времени.

Напряжение срабатывания принимается равным 0,25...0,35  $U_{ном}$ . Выдержка времени ЗМН принимается на ступень больше выдержек времени защит присоединений, при коротком замыкании в зоне действия которых напряжение на резервируемых шинах снижается до напряжения срабатывания ЗМН.

### **1.4.2 ЗМН устройств защиты двигателя и трансформатора напряжения**

В общем случае защита реализуется БЭМП 1-06, защита выполняется двухступенчатой, групповой с организацией шинок ЗМН. В определенных случаях защита выполняется индивидуальной на устройствах БЭМП защиты электродвигателей.

Первая ступень ЗМН предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, она отключает электродвигатели неответственных механизмов. Напряжение срабатывания первой ступени устанавливается примерно равным

$U'_{с.з} = 0,7U_{ном}$ , а выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных коротких замыканий

$$t'_{с.з.} = 0,5...1,5с.$$

Вторая ступень защиты отключает часть электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых недопустим по условиям техники безопасности или из-за особенностей технологического процесса.

Напряжение срабатывания второй ступени не превышает

$$U_{с.з.}'' = 0,5U_{ном}, \text{ а выдержка времени принимается}$$

$$t_{с.з.}'' = 10...15с.$$

Защита минимального напряжения блокируется при нарушениях во вторичных цепях трансформаторов напряжения.

## 1.5 Защита от повышения напряжения

Основным применением защиты от повышения напряжения является сигнализация повышения уровня напряжения и блокировка работы РПН. При неисправностях привода РПН и его схемы управления возможны излишние переключения в сторону повышения напряжения, что может привести к повреждениям электроустановок подстанции и потребителей.

При действии защиты на сигнализацию уставка ЗПН по напряжению выбирается из условий отстройки от максимального напряжения на шинах в рабочем режиме. Диапазон принимаемых значений в зависимости от типа оборудования составляет  $U_{с.з.} = 1,1...1,2U_{ном}$ . Для исключения ложной работы время срабатывания принимается на ступень больше времени срабатывания устройства автоматической регулировки привода и времени переключения привода РПН:  $t_{с.з.} = t_{АРТ} + t_{привода} + \Delta t$ .

В случае действия защиты на блокировку привода, уставка по напряжению выбирается аналогично. Уставка по времени срабатывания в этом случае должна быть минимальна и отстраивается от условий максимальной длительности кратковременных перенапряжений. Как правило, выдержка времени выбирается меньше времени переключения привода, для исключения дальнейшей неправильной работы. При этом должны быть предусмотрены схемные решения в управлении приводом для исключения блокировки привода РПН в промежуточном состоянии. Напряжение возврата принимается равным  $U_{в} = 1...1,05U_{ном}$ .

## 2 Выбор уставок функций автоматики

### 2.1 Автоматическое повторное включение

#### 2.1.1 Однократное АПВ линий с односторонним питанием

Выдержка времени однократного АПВ или первого цикла двукратного АПВ линий с односторонним питанием должна отвечать двум требованиям:

1) выдержка времени АПВ  $t_{АПВ-1}$  должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя

$$t_{АПВ-1} = t_{гот.прив.} + t_{зап.},$$

где  $t_{гот.прив.}$  - время готовности привода, которое для различных видов приводов может быть в пределах от 0,2 ... 1 с;

$t_{зап.}$  - время запаса, учитывающее непостоянство  $t_{гот.прив.}$ , которое выбирается в диапазоне от 0,3...0,5 с;

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха)

$$t_{АПВ-1} = t_{д.} + t_{зап.},$$

где  $t_{д.}$  - время деионизации, составляющее от 0,1 до 0,3 с;

$t_{зап.}$  - время запаса, учитывающее непостоянство  $t_{д.}$ , которое принимается в диапазоне 0,3...0,5 с.

За уставку принимается большее из полученных значений  $t_{АПВ-1}$ . Для повышения надежности действия АПВ на линиях, где наиболее частыми повреждениями являются набросы проводов, последствия от падения деревьев и касания проводов передвижными механизмами, целесообразно увеличить выдержку времени до 2-5 с.

Выдержка времени готовности  $t_{гот.АПВ-1}$  выбирается исходя из необходимости обеспечения однократного действия АПВ при повторном включении на устойчивое КЗ и, соответственно, должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени действия РЗА в этом режиме:

$$t_{гот.АПВ-1} = t_{защ.} + t_{откл.} + t_{зап.},$$

где  $t_{защ.}$  - наибольшая выдержка времени защиты действующей на отключение;

$t_{откл.}$  - время отключения выключателя;

$t_{зап.}$  - время запаса, которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

На практике для исключения лишних переключений и сохранения ресурса выключателя при многократных КЗ уставка по времени готовности принимается равной 30 сек. При работе линии в зоне, где могут быть частые случаи коротких замыканий: сильный ветер, гололед – это время целесообразно увеличить до 60...90 сек.

### 2.1.2 Двукратное АПВ линий с односторонним питанием

Применение двукратного АПВ позволяет повысить эффективность этого вида автоматики. Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия при втором включении составляет 10-20%, что повышает общий процент успешных действий АПВ до 75–95%. Двукратное АПВ применяют, как правило, на линиях с односторонним питанием и на головных участках закольцованных сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания.

Выдержка времени срабатывания и готовности первого цикла АПВ определяется аналогично выдержки времени однократного АПВ.

Время срабатывания второго цикла АПВ  $t_{АПВ-2}$  должно быть выбрано большим для обеспечения подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. В течение этого времени восстанавливается отключающая способность выключателя. На практике выдержку времени  $t_{АПВ-2}$  принимают равной 10...30 с.

В сетях 6-10 кВ для исключения многократной работы АПВ, время готовности второго цикла  $t_{гот.АПВ-2}$  выбирают равным 60...100 с.

## 2.2 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва осуществляется совместной работой устройств БЭМП защиты вводных и секционного выключателей. При исчезновении питания на шинах одной из секции питание на обесточенную секцию при АВР осуществляется через секционный выключатель.

В сетевых предприятиях исчезновение питания происходит, как правило, при отключении питающей ЛЭП 110-220 кВ, отключении выключателя на высшей стороне трансформатора (в этом случае действует ЗМН вводного выключателя) и при отключении выключателя НН и ВН от защит трансформатора (отключение с АВР). Кроме того, возможен ввод резерва при самопроизвольном отключении выключателя.

Выбор уставок ЗМН, определяющей отсутствие напряжение на секции описан в пункте 1.4.1.

Основными уставками АВР являются контроль напряжения на смежной секции, и время срабатывания АВР. Во всех не оговоренных специально случаях контроль напряжения на смежной секции должен быть включен, выдержка времени срабатывания АВР может быть принята минимальной (так как отстройка по времени при снижении напряжения вследствие КЗ реализована в ЗМН).

Уставка контроля напряжения на смежной секции должна быть на уровне не менее  $0,9 U_{ном}$ , чтобы обеспечить надежный запуск электродвигателей на отключившейся секции.

## 2.3 Восстановление нормального режима

Основной областью применения восстановления нормального режима являются подстанции без обслуживающего персонала. Функция восстановления нормального режима позволяет восстановить исходную схему электроснабжения потребителя в автоматическом режиме.

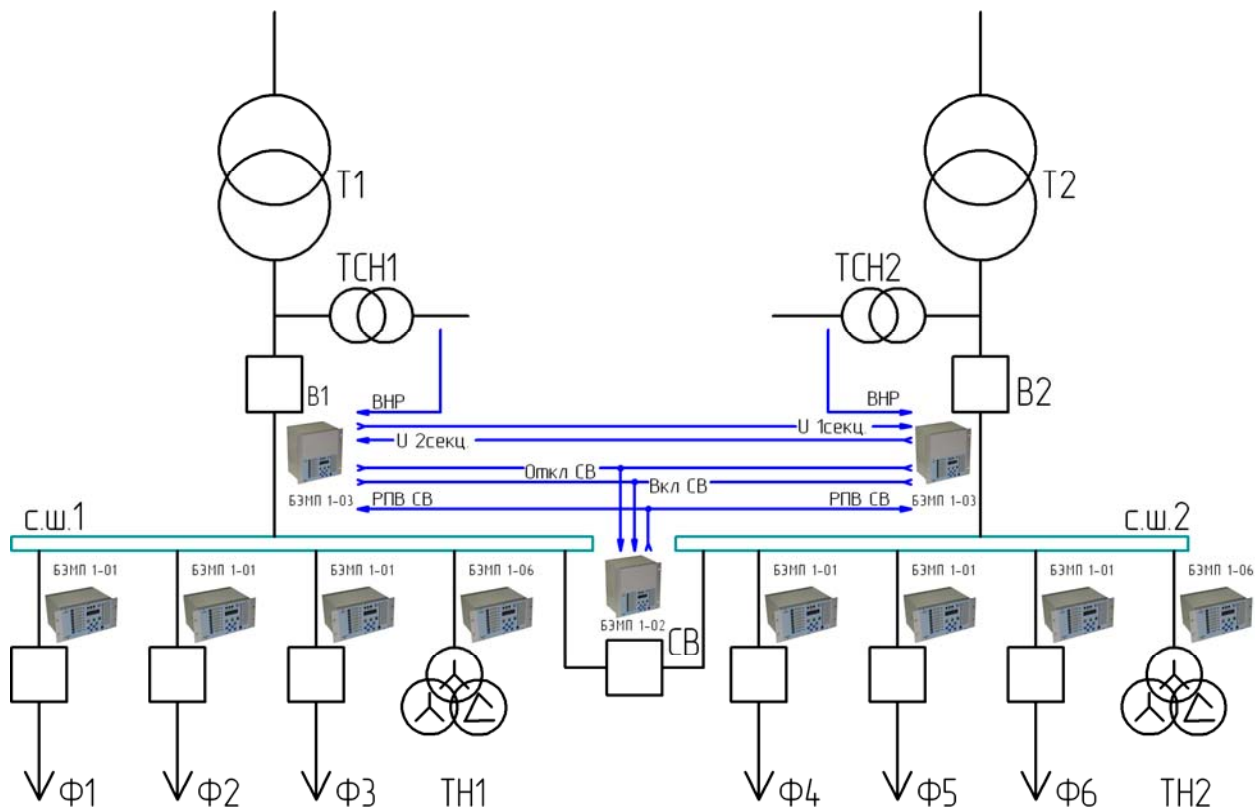


Рисунок 2 – Пояснение к работе АВР и ВНР

Для выполнения ВНР необходима информация о возобновлении питания со стороны трансформатора. Информация о наличии питания с высшей стороны может поступать от ТН, установленного до выключателя ввода или ТЧН, также установленного до выключателя. Информация поступает в виде сигнала на дискретный вход БЗМП 1-03, сигнал может быть получен от реле напряжения (для ТН и ТЧН) или промежуточных реле типа РП-16, РП-23 и других (для ТЧН) срабатывающих при появлении напряжения до вводного выключателя (напряжение срабатывания 0,7...0,85  $U_{ном}$ ).

Схема ВНР кроме установки ввода/вывода имеет установки очередности выполнения ВНР, времени готовности и срабатывания ВНР.

Очередность выполнения ВНР подразумевает два случая: с перерывом питания потребителя и без. В первом случае для исключения перерыва питания первоначально включается вводной выключатель, и только затем отключается секционный выключатель (очередность «В/С»). При этом секция все время переключений находится под напряжением и перерывов питания не происходит, вводы обеих секций работают параллельно. Данный режим желателен во всех случаях, но применим только тогда, когда исключена возможность включения вводного выключателя в несфазированном режиме.

В случаях, когда напряжение на трансформаторе и на секции, запитанной от смежной, могут значительно отличаться по фазе или абсолютному значению, необходимо применять режим «С/В». В этом случае последовательность обратная, отключается секционный выключатель, секция и ее потребители остаются без питания, затем включается вводной выключатель и питание снова возобновляется (очередность «С/В»). Данный режим нежелателен с точки электроснабжения потребителей, но позволяет исключить несфазированное включение.

Время готовности ВНР определяет выдержку времени с момента появления питания на высшей стороне (до вводного выключателя) до включения ввода (режим

«В/С») или отключения секционного выключателя (режим «С/В»). Для исключения лишних коммутаций выдержку времени готовности необходимо выбирать по возможности большей, типичной уставкой является:  $T_{от,ВНР} = 30...60 \text{ с}$  .

Для режима «В/С», при отсутствии особых оговорок, время срабатывания можно принять равным 5с.

Время срабатывания ВНР для режима «С/В» необходимо принимать по возможности меньшим для сокращения длительности перерывов питания, выдержка времени должна учитывать время передачи сигнала на отключение СВ и собственное время отключения выключателя.

Кроме того, при большой двигательной нагрузке время срабатывания ВНР должно корректироваться с учетом времени выбега наиболее мощных электродвигателей.

## Список использованной литературы

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
3. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
4. Дьяков А. Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 199 с.
5. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2001 – 104 с.
6. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 296 с.
7. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.