

Рекомендация к расчету и выбору уставок РЗА устройств серии
ЭКРА 217 производства ООО НПП «ЭКРА» объектов станций
напряжением 6 – 35 кВ

СОДЕРЖАНИЕ

1	Расчеты рабочих уставок максимальной токовой защиты линий (МТЗ) .	12
2	Расчеты токовых отсечек	18
3	Отсечка с выдержкой времени на линиях электропередачи.....	21
4	Защита от однофазных замыканий на землю в распределительных сетях 6 - 35 кВ	21
4.1	Токи нулевой последовательности в резистивно-заземленных сетях	23
4.2	Защита от ОЗЗ в сети с низкоомным заземлением нейтрали [5].....	23
4.3	Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике.....	24
5	Максимальная токовая защита с пуском по напряжению.....	27
6	Логическая защита шин (ЛЗШ).....	28
7	Защита от несимметричной работы нагрузки (ЗНР)	29
8	Защита минимального напряжения (ЗМН).....	29
9	Защита от повышения напряжения (ЗПН)	30
10	Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)	31
11	Блокировка при неисправности цепей напряжения (БНН)	31
12	УРОВ.....	32
13	Дифференциальная защита линии (ДифЗЛ)	33
14	Дистанционная защита рабочего и резервного ввода.....	38
15	Автоматическое повторное включение (АПВ)	40
16	Автоматический ввод резерва (АВР)	44
17	Восстановление нормального режима (ВНР) [30].....	46
18	Автоматика частотной разгрузки (АЧР).....	47
19	Частотное АПВ.....	48
20	Определение места повреждения (ОМП).....	49
21	Примеры расчета уставок устройств релейной защиты и автоматики типа ЭКРА 217 0301, ЭКРА 217 0401, ЭКРА 217 0602	51
22	Примеры расчета уставок устройств релейной защиты и автоматики типа ЭКРА 217 1501	57
	Приложение А (справочное) Выбор коэффициентов для схемы включения трансформатора	66

Введение

В настоящих рекомендациях рассмотрены вопросы расчетов и выбора уставок функций РЗА, содержащихся в микропроцессорных терминалах ЭКРА 217 производства фирмы ООО НПП «ЭКРА», при использовании их в качестве комплексной системы защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации энергообъектов напряжением 6-35 кВ.

Целью работы является разработка типовых проектных решений защит и автоматики для обеспечения повышения надежности и эффективности функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

В настоящих методических указаниях дан комплексный подход к расчету уставок:

в части защит:

- продольная дифференциальная защита линии (ДифЗЛ);
- дистанционная защита рабочего и резервного ввода (ДЗ);
- дистанционная защита распределительных сетей напряжением 6-35 кВ;
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- блокировка при неисправности цепей напряжения (БНН);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- защита от однофазных замыканий (ЗОЗЗ);
- защита от несимметричных режимов (ЗНР);
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- контроль синхронизма (КС);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);

в части автоматики управления:

- автоматическое включение резерва (АВР);
- автоматическое повторное включение (АПВ):
 - однократное;
 - двукратное;
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- частотное АПВ (ЧАПВ);
- восстановление нормального режима (ВНР);
- определение места повреждения при междуфазном КЗ (ОМП);
- автоматика управления выключателем (АУВ).

В устройствах производства ООО НПП «ЭКРА» идеология построения защит не отличается от идеологии построения защит на электромеханике. Следовательно, для расчета уставок срабатывания и согласования времен срабатывания можно воспользоваться классической литературой по расчету уставок для электростанций: Байтер

И.И., Богданов Н.А. – «Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд электростанций», Байтер И.И., Богданова Н.А. – «Защита шин 6-10 кВ», Шабад М.А. – «Защита генераторов малой и средней мощности» и настоящими методическими указаниями.

Список сокращений

АВР	– автоматический ввод резерва
АПВ	– автоматическое повторное включение
АЦП	– аналогово-цифровой преобразователь
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
АУВ	– автоматика управления выключателем
БК	– блокировка при качаниях
БНН	– блокировка при неисправности в цепях напряжения
ВНР	– восстановление нормального режима работы
ГЗ	– газовая защита
ДЗШ	– дифференциальная защита шин
ЗДЗ	– защита от дуговых замыканий
ЗМН	– защита минимального напряжения
ЗМТ	– защита минимального тока
ЗМЧ	– защита минимальной частоты
ЗНР	– защита от несимметричного режима
ЗОМ	– защита от обратной мощности
ЗОЗЗ	– защита от однофазных замыканий
ЗПН	– защита от повышения напряжения
ЗП	– защита от перегрузки
ИО	– измерительный орган
КЗ	– короткое замыкание
КС	– контроль синхронизма
ЛЗШ	– логическая защита шин
ЛЭП	– линия электропередачи
МТЗ	– максимальная токовая защита
ОНМ	– орган направления мощности
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
РЗА	– релейная защита и автоматика
РПО	– реле положения отключено
РПВ	– реле положения включено
РТ	– реле тока
СВ	– секционный выключатель
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности
ТН	– трансформатор напряжения
ТО	– токовая отсечка
ТТ	– трансформатор тока
ТТНП	– трансформатор тока нулевой последовательности
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя

ФТНП – фильтр токов нулевой последовательности

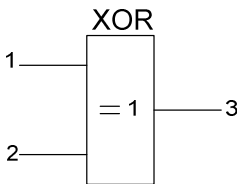
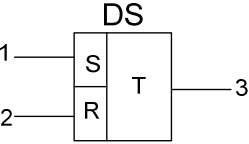
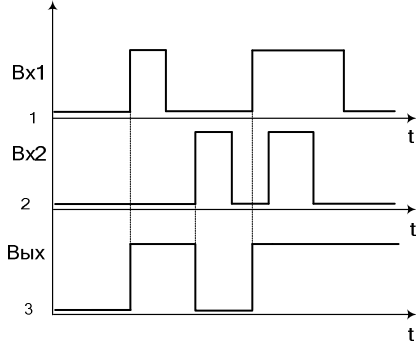
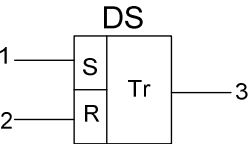
ФННП – фильтр напряжений нулевой последовательности

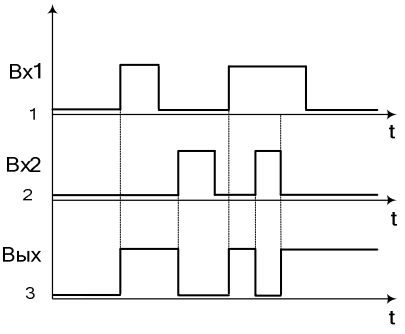
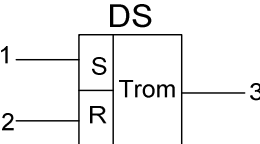
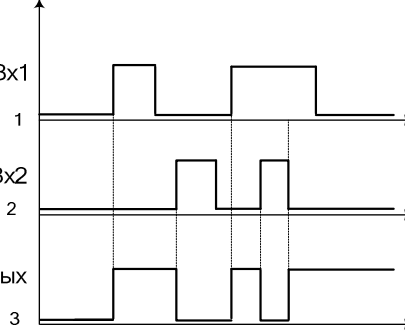
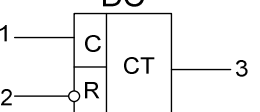
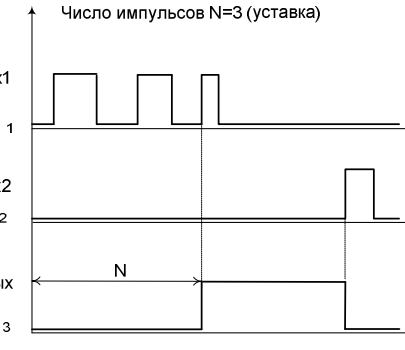
Логические элементы и их назначение.

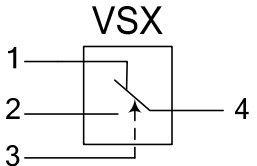
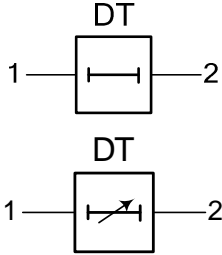
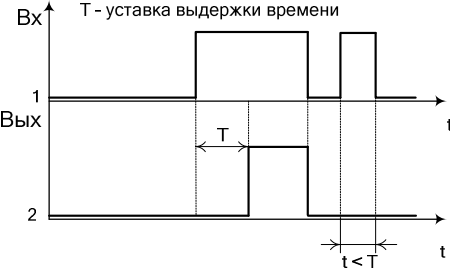
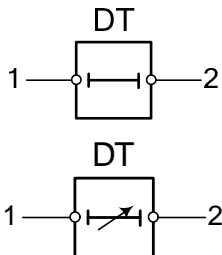

Основные логические элементы, применяемые для конфигурирования терминала, их принцип действия и назначение приведены в таблице 1. Принцип действия показан на примере таблиц истинности или временных диаграмм.

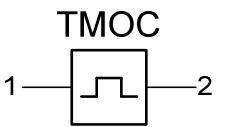
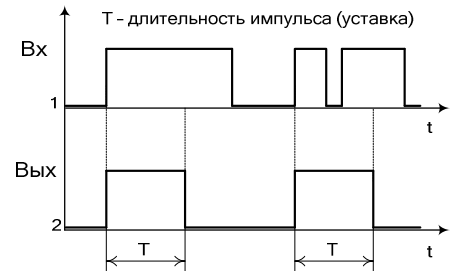
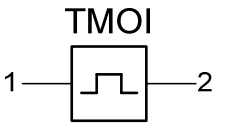
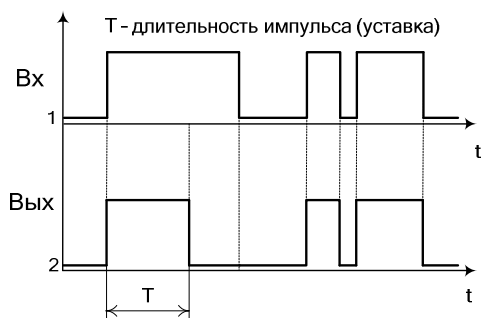
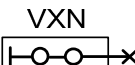
Таблица 1 – Основные логические элементы

Логический элемент	Наименование	Описание	Принцип действия			Примечание
			Вход 1	Вход 2	Выход	
	DX _i , где i – номер элемента	Логическое «И»	0	0	0	Логический элемент, осуществляющий функцию логического умножения. Единица на выходе будет тогда и только тогда, когда на всех входах будет единица. Количество входов элемента не может превышать 30. Не имеет уставок.
0			1	0		
1			0	0		
1			1	1		
	DX _i , где i – номер элемента	Логическое «И – НЕ»	0	0	1	Логический элемент, работающий по принципу элемента «И», но с инвертированным выходным сигналом. Единица на выходе элемента будет тогда, когда на одном из его входов появляется ноль. Количество входов элемента не может превышать 30. Не имеют уставок.
0			1	1		
1			0	1		
1			1	0		
	DW _i , где i – номер элемента	Логическое «ИЛИ»	0	0	0	Логический элемент, осуществляющий функцию логического сложения. Единица на выходе элемента будет тогда, когда хотя бы на одном из его входов появляется единица. Количество входов элемента не может превышать 30. Не имеют уставок.
0			1	1		
1			0	1		
1			1	1		
	DW _i , где i – номер элемента	Логическое «ИЛИ – НЕ»	0	0	1	Логический элемент, работающий по принципу элемента «ИЛИ», но с инвертированным выходным сигналом. Единица на выходе элемента будет тогда и только тогда, когда на всех входах будут нули. Количество входов
0			1	0		
1			0	0		
1			1	0		

Логический элемент	Наименование	Описание	Принцип действия			Примечание
						элемента не может превышать 30. Не имеют уставок.
	XOR _i , где <i>i</i> – номер элемента	Логическое «Исключающее ИЛИ»	Вход 1	Вход 2	Выход	<p>Логический элемент, формирующий единицу на выходе, если имеется единица, хотя бы на одном из входов, при появлении единицы на обоих входах на выходе формируется сигнал ноль.</p> <p>Данный элемент всегда имеет строго 2 входа. Не имеет уставок.</p>
	DS _i , где <i>i</i> – номер элемента	RS – триггер с приоритетом по S				<p>Логический элемент, обладающий способностью длительно находиться в одном из двух устойчивых состояний. Предназначен для записи и хранения информации.</p> <p>При поступлении единицы на вход <i>s</i> (set) на выходе появляется единица. Триггер запоминает сигнал и удерживает его. При исчезновении сигнала на входе <i>s</i> и появлении единицы на входе <i>r</i> (reset) сигнал на выходе сбрасывается (выходное состояние становится равным логическому нулю).</p> <p>Не имеет уставок. При R=1 и S=1, на выходе будет «1».</p>
	DS _i , где <i>i</i> – номер элемента	RS – триггер с приоритетом по R				<p>Логический элемент, обладающий способностью длительно находиться в одном из двух устойчивых состояний. Предназначен для записи и хранения информации.</p> <p>При поступлении единицы на вход <i>s</i> (set) на выходе появляется единица. Триггер запоминает сигнал и</p>

Логический элемент	Наименование	Описание	Принцип действия	Примечание
				<p>удерживает его, до тех пор, пока на входе r (reset) не появится единица, после чего сигнал на выходе сбрасывается. Не имеет уставок. При R=1 и S=1, на выходе будет «0».</p>
	<p>DS_i, где i – номер элемента</p>	<p>Энергонезависимый RS-триггер с приоритетом по R</p>		<p>Логический элемент, сохраняющий свое состояние при отключении оперативного питания терминала и восстанавливающий его при возобновлении питания.</p> <p>Принцип действия аналогичен принципу действия триггера с приоритетом по «R».</p> <p>Не имеет уставок. При R=1 и S=1, на выходе будет «0».</p>
	<p>DC_i, где i – номер элемента</p>	<p>Счетчик импульсов</p>		<p>Логический элемент, производящий подсчет импульсов, поступающих на вход С. При превышении числа импульсов N, задаваемого уставкой, на выходе счетчика формируется единица и удерживается, пока на вход R (reset) не поступит сбрасывающий сигнал. Если сбрасывающий сигнал появляется до достижения уставки срабатывания, то подсчитанное число импульсов сбрасывается и отсчет начинается заново. Значение уставки счетчика лежит в диапазоне: 0...9999 импульсов.</p>

Логический элемент	Наименование	Описание	Принцип действия				Примечание																																	
	VSXi, где i – номер элемента	Переключатель входов	<table border="1" data-bbox="1025 280 1541 657"> <thead> <tr> <th>Вход 1</th> <th>Вход 2</th> <th>Вход 3</th> <th>Выход</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> </tbody> </table>	Вход 1	Вход 2	Вход 3	Выход	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	<p>Логический элемент, содержащий три входа и один выход и имеющий возможность переключения между двумя входами, по сигналу третьего входа.</p> <p>Когда сигнал входа 3 равен нулю, то сигнал на выходе равен сигналу на входе 1, а когда сигнал входа 3 равен 1, то сигнал на выходе равен сигналу на входе 2. Не имеет уставок.</p>
Вход 1	Вход 2	Вход 3	Выход																																					
0	0	0	0																																					
1	0	0	1																																					
1	0	1	0																																					
0	1	0	0																																					
0	0	1	0																																					
1	1	0	1																																					
0	1	1	1																																					
1	1	1	1																																					
	DTi, где i – номер элемента	<p>Выдержка времени на срабатывание (нерегулируемая)</p> <p>Выдержка времени на срабатывание (регулируемая)</p>		<p>Логический элемент, осуществляющий задержку прохождения сигнала.</p> <p>Выдержки времени подразделяются на регулируемые и нерегулируемые. Нерегулируемые выдержки времени не имеют уставок.</p>																																				
	DTi, где i – номер элемента	<p>Выдержка времени на возврат (нерегулируемая)</p> <p>Выдержка времени на возврат (регулируемая)</p>		<p>Значение уставки регулируемой выдержки времени лежит в диапазоне: 0...9999.999 секунд, шаг изменения 1 мс.</p>																																				

Логический элемент	Наименование	Описание	Принцип действия	Примечание
<p>ТМОС</p> 	ТМОС _і , где і – номер элемента	Формирователь импульсов		Логический элемент, формирующий на выходе импульс длительностью Т, определяемую уставкой, при изменении состояния на входе из нуля в единицу. Значение уставки выдержки времени для этих элементов лежит в диапазоне: 0...9999.999 с, шаг изменения 1 мс.
<p>ТМОІ</p> 	ТМОІ _і , где і – номер элемента	Формирователь импульсов с прерыванием		Логический элемент, формирующий на выходе импульс длительностью Т, которая определяется уставкой, при изменении состояния на выходе из нуля в единицу. Выход сбрасывается в логический «0», если вход устанавливается в «0» до конца импульса. Значение уставки выдержки времени лежит в диапазоне: 0...9999.999 с, шаг изменения 1 мс.
<p>VXN</p> 	VXN _і , где і – номер элемента	Программная накладка	Изменяемый параметр, определяется при задании уставок.	Может принимать два значения: разомкнута («0»), замкнута («1»)

В функциональных схемах используются следующие элементы:



Внутренний логический сигнал устройства (входной)



Внутренний логический сигнал устройства (выходной)



Внешний дискретный входной сигнал (дискретный вход)



Внешний дискретный выходной сигнал (воздействие на выходные реле)



Пусковой (измерительный) орган

1 Расчеты рабочих уставок максимальной токовой защиты линий (МТЗ)

Расчет уставок ступенчатых токовых защит рекомендуется начинать с чувствительной ступени, т.е. МТЗ [1].

Ток срабатывания МТЗ выбирается в амперах (первичных) по трем условиям:

- несрабатывания защиты 2РЗ при сверхтоках послеаварийных перегрузок, т.е. после отключения короткого замыкания на предыдущем элементе (рис. 1);

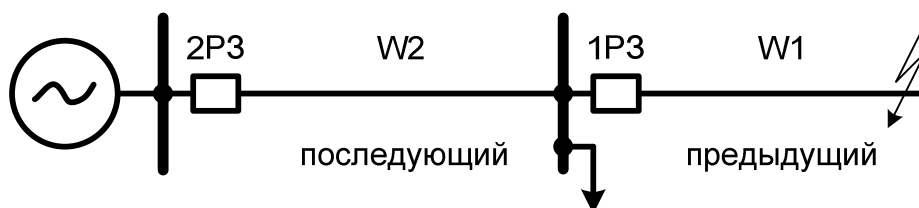


Рисунок 1 - Расчётная схема для выбора уставок релейной защиты (РЗ).

- согласования чувствительности защит последующего и предыдущего элементов (W2 и W1 на рис. 1);

- обеспечения достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зоны дальнего резервирования).

По первому из этих условий ток срабатывания МТЗ на W2 выбирается по стандартному выражению:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_b} \cdot I_{раб.макс} , \quad (1.1)$$

где k_n - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

k_b - коэффициент возврата максимальных реле тока;

$k_{сзп}$ - коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.макс}$ за счет одновременного пуска всех тех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания.

При отсутствии в составе нагрузки электродвигателей напряжением 6 кВ и 10 кВ и при времени срабатывания МТЗ более 0,3 с можно принимать значения $k_{сзп} \geq 1,1 \div 1,3$.

Значения коэффициентов k_n и k_b для цифровых реле ЭКРА 217 соответственно 1,1 и 0,95.

Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной (моторной) нагрузки определяются расчетом для конкретных условий, но обязательно при наиболее тяжелом условии пуска полностью заторможенных электродвигателей.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{раб.макс}$ определяется с учетом его максимально допустимой перегрузки. Например, для трансформаторов 10 и 6

кВ мощностью до 630 кВ·А в России допускается длительная перегрузка до $1,6 \div 1,8$ номинального тока. Для некоторых элементов перегрузка вообще не допускается (кабели напряжением выше 10 кВ, реакторы).

По условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущих элементов ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению:

$$I_{с.з.посл} \geq \frac{k_{н.с}}{k_p} \left[\sum_1^n I_{с.з.пред.макс(n)} + \sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)} \right], \quad (1.2)$$

где $k_{н.с}$ - коэффициент надежности согласования, значения которого зависят от типа токовых реле и принимаются в пределах от 1,1 при согласовании терминалов ЭКРА 217 с реле типа РТ-40, РСТ, и другими микропроцессорными терминалами до $1,3 \div 1,4$ при согласовании ЭКРА 217 с реле прямого действия типа РТВ;

k_p - коэффициент токораспределения, который учитывается только при наличии нескольких источников питания, а при одном источнике питания равен 1;

$\sum_1^n I_{с.з.пред.макс(n)}$ - наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания

максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих элементов n (рис. 2); при разнице между углами фазового сдвига напряжения и тока для всех предыдущих элементов n не более 50 градусов допустимо арифметическое сложение вместо геометрического;

$\sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)}$ - геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов всех

предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n); при примерно однородной нагрузке практически допустимо арифметическое сложение вместо геометрического, что создает некоторый расчетный запас [1].

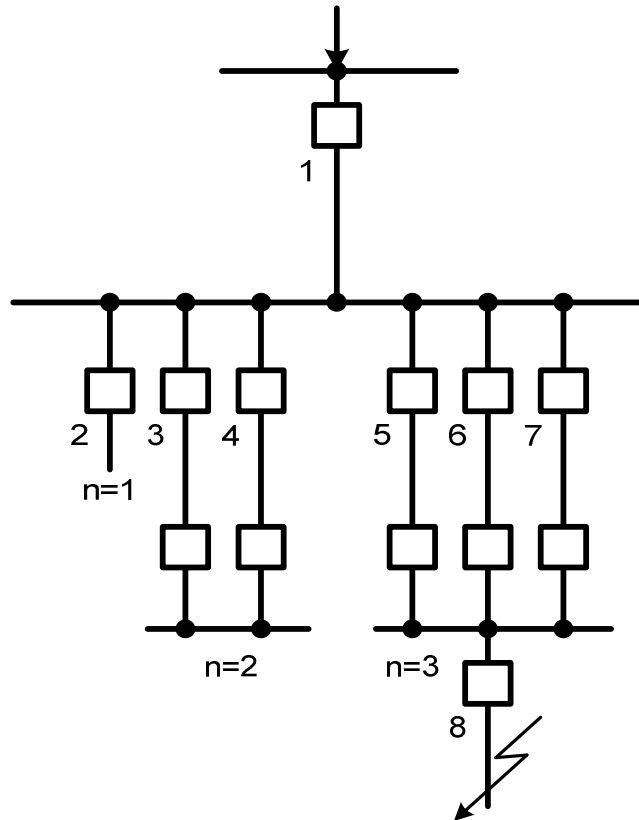


Рисунок 2 - Схема электрической сети с параллельно работающими предыдущими элементами 3,4 и 5-7, поясняющая условие (1.2) согласования чувствительности максимальных токовых защит последующих и предыдущих элементов.

Из полученных по выражениям (1.1) и (1.2) значений токов срабатывания защиты выбирается наибольшее.

Оценка эффективности защиты производится с помощью коэффициента чувствительности $k_{\text{ч}}$, который показывает, насколько ток в реле защиты при разных видах КЗ превышает ток срабатывания $I_{\text{с.р}}$ (уставку):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мин}}}{I_{\text{с.р}}}, \quad (1.3)$$

где $I_{\text{р.мин}}$ - минимальное значение тока в реле при наименее благоприятных условиях, А. При определении значения этого тока необходимо учитывать вид и место КЗ, схему включения измерительных органов (реле) защиты, а также реально возможные минимальные режимы работы питающей энергосистемы, при которых токи КЗ имеют наименьшие значения.

Минимальные значения коэффициента чувствительности для максимальной токовой защиты должны быть не 1,5 при КЗ в основной зоне защиты и около 1,2 при КЗ в зонах дальнего резервирования, т.е. на предыдущих (нижестоящих) элементах [2].

Для токовых защит линий напряжением 6 - 110 кВ с включением токовых реле на фазные токи (схемы полной и неполной звезды) расчет коэффициента чувствительности может производиться по первичным значениям токов КЗ и срабатывания защиты:

$$K_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{к.МИН}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (1.4)$$

Для оценки чувствительности токовых защит силовых трансформаторов лучше пользоваться выражением (1.3).

Выбор времени срабатывания и типа времятоковой характеристики МТЗ.

Выдержка времени максимальных токовых защит вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитах предыдущих элементов. Для этого выдержка времени (или время срабатывания) защиты последующей линии Л2 (рис. 1) выбирается большей, чем у защит предыдущих элементов, например, линии Л1:

$$t_{\text{с.з.посл}} = t_{\text{с.з.пред}} + \Delta t. \quad (1.5)$$

Величина Δt - степень селективности. Её значение выбирается в зависимости от точности работы защитных устройств и времени отключения выключателей.

Значение Δt для защит ЭКРА 217 с независимой характеристикой определяется, главным образом, точностью отработки ступени селективности предыдущей защитой.

Степень селективности защиты для терминалов ЭКРА 217 по времени выбирается из выражения:

$$t = t_{\text{откл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{погр1}} + t_{\text{погр2}} + t_{\text{зап}}, \quad (1.6)$$

где: $t_{\text{откл}}$ – время действия (отключения) выключателя (при отсутствии паспортных данных принимают $t_{\text{откл}}=0,06$ с);

$t_{\text{возвр}}$ – время возврата защиты. Для реле ЭКРА 217 $t_{\text{возвр}} = 0,05$ с;

$t_{\text{погр1}}$ – погрешность срабатывания по времени для предыдущей защиты,

$t_{\text{погр2}}$ – погрешность срабатывания по времени для последующей защиты;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса надежности срабатывания реле ($t_{\text{зап}}=0,1$ с).

Погрешность срабатывания цифровых реле ЭКРА 217 всех выдержек времени, кроме защит с зависимой времятоковой характеристикой, не превышает $\pm 2\%$ от уставки при выдержках более 0,5 с и ± 25 мс при выдержках менее 0,5 с. С учетом вышеизложенного степень селективности по времени для терминалов ЭКРА 217 составляет 0,3 с [3].

При использовании в предыдущих защитах реле РВ и ЭВ – 110 и 120 принимается среднее значение $\Delta t = 0,4$ с. Если предыдущая защита выполнена без реле времени (токовая отсечка), то допускается, при необходимости, принимать степень селективности $\Delta t = 0,3$ с.

При согласовании терминалов ЭКРА 217 с полупроводниковыми (статическими) реле временная степень селективности определяется из паспортных данных на эти реле. Опыт работы с полупроводниковыми органами выдержки времени (например: РВ-01, ЯРЭ) показывает на возможность применения $\Delta t=0,3 - 0,4$ с [1].

Для согласования ЭКРА 217 с электромеханическими реле с зависимой характеристикой времени срабатывания РТ-80 или РТ-90 степень селективности принимают $\Delta t = 0,6$ с и $\Delta t = 0,8$ с для реле РТВ.

Степень селективности Δt должна обеспечиваться:

а) при согласовании защит с зависимыми характеристиками – при максимальном значении тока КЗ в начале предыдущего участка; такое согласование позволяет в ряде случаев ускорять отключение КЗ.

б) при согласовании защит с независимой и зависимой характеристиками – при токе срабатывания последующей защиты с независимой характеристикой.

Согласование характеристик зависимых защит по времени начинается с определения расчетной точки повреждения и соответствующего ей расчетного тока КЗ, что зависит от типов и уставок защит последующего и предыдущего элементов.

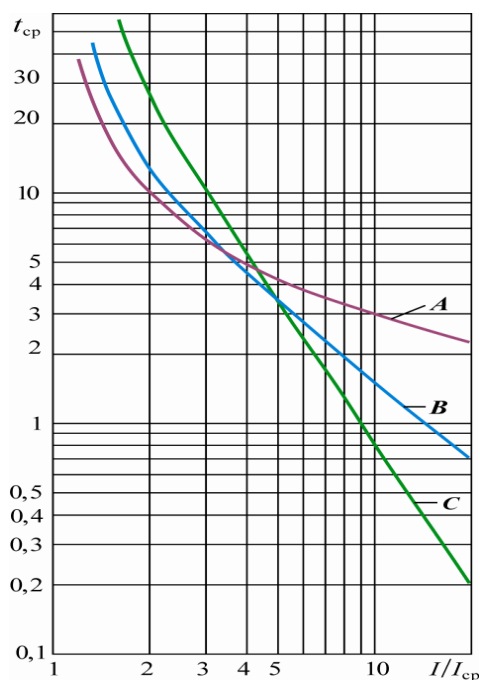


Рисунок 3 - Обратозависимые времятоковые характеристики: А – нормально инверсная; В – сильно инверсная; С – чрезвычайно инверсная.

Защиты с зависимой времятоковой характеристикой соответствуют требованиям ГОСТ 27918-88, при этом время срабатывания определяется по выражению:

$$t_{с.з}(I_*) = \frac{k \cdot \beta}{(I/I_0)^\alpha - 1}, \quad (1.7)$$

где k – временной коэффициент;

I – входной ток;

I_0 – базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой времени не срабатывает;

α , β - коэффициенты, определяющие крутизну зависимых времятоковых характеристик и имеют следующие значения:

Таблица 1.1

Характеристические кривые	β	α
Нормально инверсная (А)	0,14	0,02

Сильно инверсная (B)	13,5	1
Чрезвычайно инверсная (C)	80	2

При выборе наиболее подходящей характеристики в России следует начинать с «нормальной» характеристики. Далее следует определить относительное значение расчетного тока $I^* = I_k/I_{c.з.}$.

Необходимое время срабатывания защиты выбирается по условию (1.5). Для вычисления «временного» коэффициента k используется выражение:

$$k = \frac{t_{c.з.} \cdot (I_*^\alpha - 1)}{\beta} \quad (1.8)$$

Выбор параметров срабатывания направленных токовых защит

Направленные МТЗ необходимо отстраивать от максимальных рабочих токов с учетом самозапуска электродвигателей в послеаварийных режимах после отключения смежного присоединения, то есть так же, как и обычные ненаправленные МТЗ. Выражение (1.1)

Выдержки времени срабатывания выбираются по условию обеспечения селективности. Согласуются защиты, действующие в одном направлении. Время срабатывания защит должно нарастать ступенчато с приращением Δt при обходе их против направления действия (рис. 4):

$$t_{c31} = t_{c33} + \Delta t; \quad t_{c33} = t_{c35} + \Delta t; \quad t_{c35} = t_{c3H4} + \Delta t;$$

$$t_{c36} = t_{c34} + \Delta t; \quad t_{c34} = t_{c32} + \Delta t; \quad t_{c32} = t_{c3H1} + \Delta t.$$

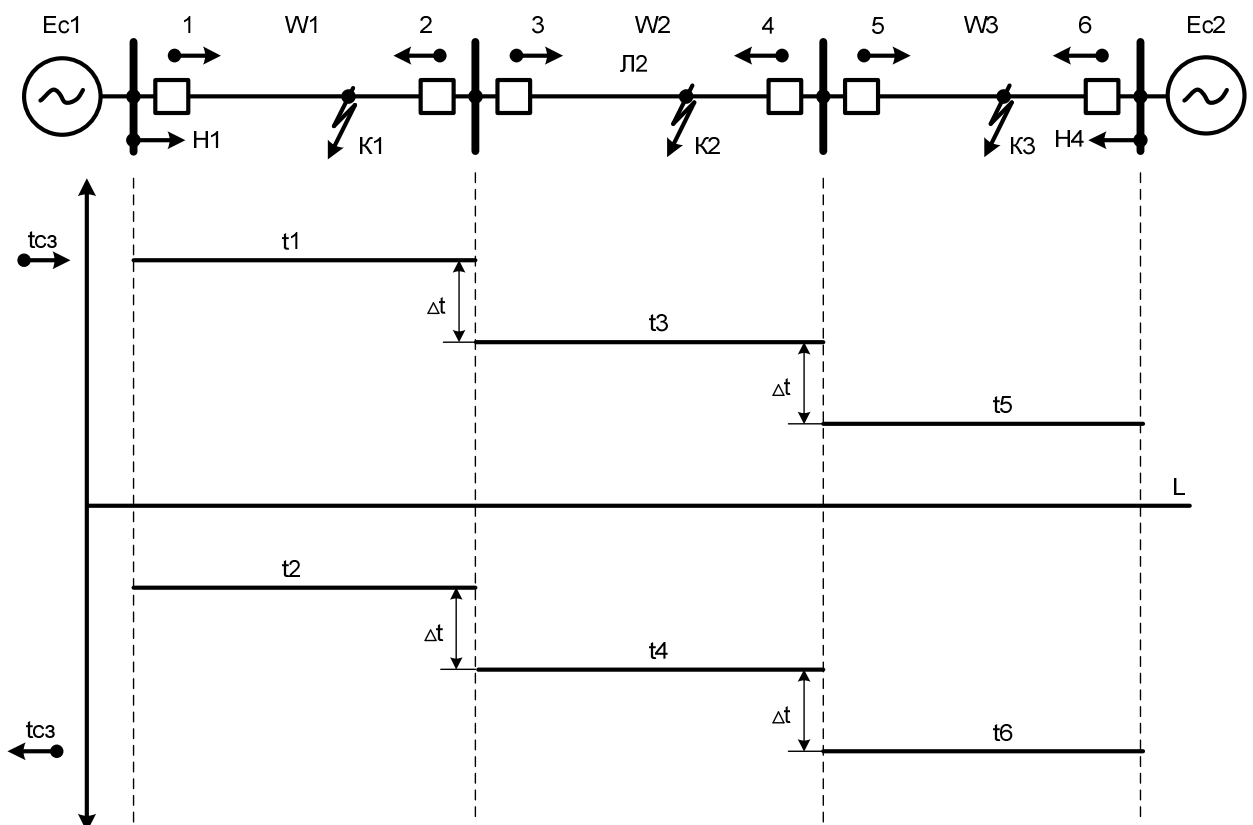


Рисунок 4 - Схема сети с направленными защитами и временные диаграммы

Напряжение срабатывания равно:

$$U_{cp} = \frac{S_{cp}}{I_{pk} \sin(\alpha - \varphi_{\text{макс.ч}})}. \quad (1.9)$$

где I_{pk} – значение тока при КЗ в месте установки защиты;

$\varphi_{\text{макс.ч}}$ – угол максимальной чувствительности.

$$\varphi_{\text{макс.ч}} = -(90^\circ - \varphi_{\text{КЗ}}) \quad (1.10)$$

$$\varphi_{\text{КЗ}} = \arctg \frac{X_{y\delta}}{R_{y\delta}} \quad (1.11)$$

2 Расчеты токовых отсечек

Расчет тока срабатывания селективной токовой отсечки без выдержки времени, установленной на линии, на понижающем трансформаторе и на блоке линия-трансформатор.

Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором её тока срабатывания $I_{c.o}$ большим, чем максимальное значение тока КЗ $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи (точки КЗ и К5 на рис. 5) или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора (точка КЗ на рис. 6) [1]:

$$I_{c.o} \geq k_n \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} \quad (2.1)$$

Коэффициент надёжности k_n для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании цифровых реле, может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15.

При определении максимального значения тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 35 кВ и ниже рассматривается трёхфазное КЗ при работе питающей энергосистемы в максимальном режиме, при котором электрическое сопротивление энергосистемы является минимальным.

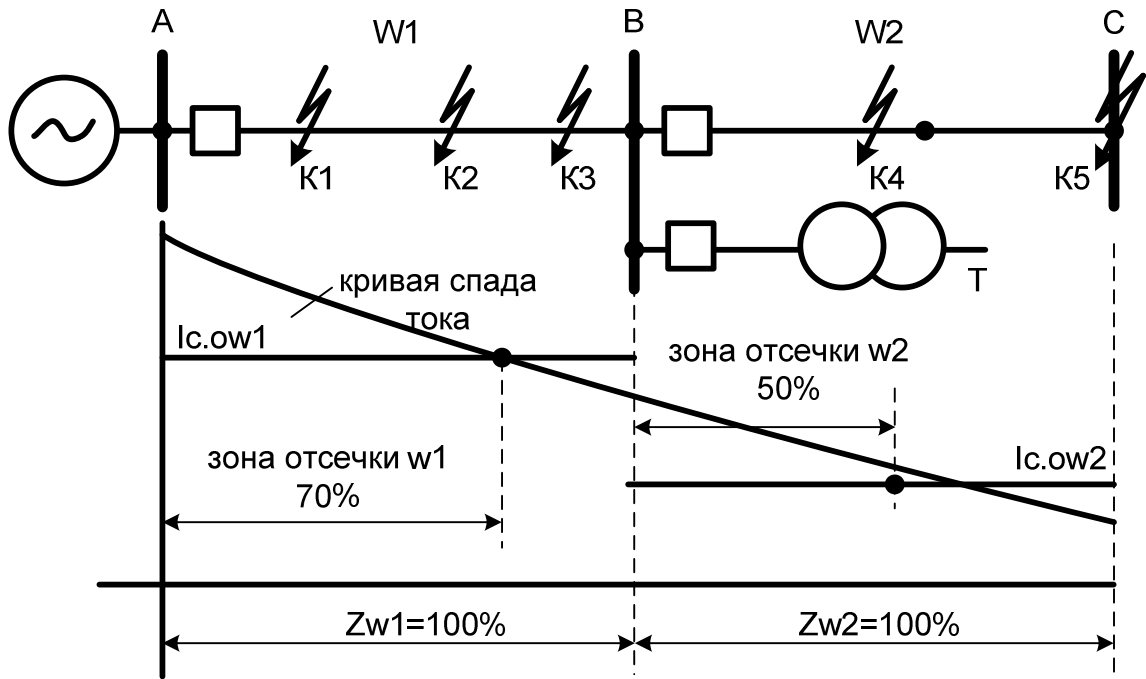


Рисунок 5 - Пример графического определения зон действия отсечек на линиях электропередачи

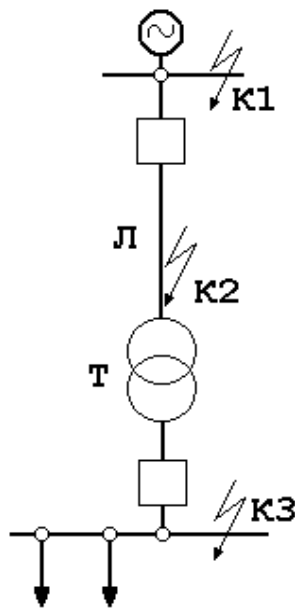


Рисунок 6 - Характерные точки КЗ для расчетов токовых отсечек на понижающих трансформаторах и блоках линия-трансформатор

Определение максимального тока трёхфазного КЗ за трансформатором с регулированием напряжения (РПН) необходимо производить при таком положении регулятора напряжения, которое соответствует наименьшему сопротивлению трансформатора.

Кроме отстройки токовой отсечки от максимального значения тока КЗ по условию (2.1), необходимо обеспечить её несрабатывание при бросках тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов. Эти броски тока возникают в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут первые несколько периодов превышать номинальный ток трансформатора в 5–7 раз. Однако выбор тока срабатывания отсечки

трансформатора по условию (2.1), как правило, обеспечивает и отстройку от бросков тока намагничивания.

При расчете токовой отсечки линии электропередачи, по которой питается несколько трансформаторов, необходимо в соответствии с условием (2.1) обеспечить несрабатывание отсечки при КЗ за каждым из трансформаторов и дополнительно проверить надёжность несрабатывания отсечки при суммарном значении бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключённых как к защищаемой линии, так и к предыдущим линиям, если они одновременно включаются под напряжение. Условие отстройки отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов имеет вид:

$$I_{c.o} \geq k_n \cdot \Sigma I_{ном.тр}, \quad (2.2)$$

где $\Sigma I_{ном.тр}$ - сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защищаемой линии (до 70% от общего числа);

k_n - коэффициент надёжности, равный 3...4 (при времени срабатывания меньше 0,1 с необходимо увеличивать до 5..6).

На линиях 10 и 6 кВ с трансформаторами на ответвлениях, которые защищаются плавкими предохранителями (например, типа ПКТ-10), в условии (2.1) значение $I_{к.макс}^{(3)}$ должно соответствовать току трёхфазного КЗ за наиболее мощным из трансформаторов. Далее следует определить время плавления вставок предохранителей этого трансформатора при расчетном токе КЗ, равном току срабатывания отсечки, выбранному из условий (2.1) и (2.2). Для учёта допускаемого стандартом разброса времятоковых характеристик плавких предохранителей ПКТ следует значение этого тока уменьшить на 20%: $I_{расч} = I_{c.o} / 1,2$. Если время плавления $t_{пл} \leq 0,1$ с, то отсечка с таким током срабатывания может быть использована при условии, что защищаемая линия имеет устройство автоматического повторного включения (АПВ). Если $t_{пл} \geq 0,1$ с, то следует либо увеличить ток срабатывания отсечки до такого значения, при котором обеспечивается расплавление вставок предохранителей до момента отключения защищаемой линии, т.е. не более 0,1 с, либо увеличить время срабатывания отсечки.

Чувствительность токовых отсечек оценивается коэффициентом чувствительности, требуемые значения которых указаны в Правилах [2], а также величиной (протяжённостью), защищаемой части линии электропередачи.

Для токовых отсечек, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции основной быстродействующей токовой защиты (при отсутствии дифференциальной защиты), чувствительность определяется по току наиболее неблагоприятного вида повреждения - как правило, двухфазного КЗ на выводах ВН трансформатора в минимальном, но реально возможном режиме работы энергосистемы. Значение коэффициента чувствительности должно быть около 2,0. Такие же требования существуют для токовых отсечек на блоках линия-трансформатор.

Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях электропередачи и выполняющих функции дополнительных защит, коэффициент

чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме [2].

3 Отсечка с выдержкой времени на линиях электропередачи

Небольшая выдержка по времени позволяет задержать срабатывание отсечки последующей линии (Л1 на рис. 1) при КЗ на предыдущей линии Л2. Это необходимо, чтобы успела сработать мгновенная отсечка поврежденной линии Л2. Для отсечки с небольшой выдержкой времени можно выбрать значительно меньшее значение тока срабатывания по сравнению с током срабатывания мгновенной отсечки по нескольким причинам [1].

Ток срабатывания отсечки с выдержкой времени определяется по следующему выражению:

$$I_{с.о} \geq k_n \cdot I_{к. пред.}, \quad (3.1)$$

где $I_{к. пред}$ – ток КЗ в конце предыдущего участка;

k_n - коэффициент надёжности, равный 1,1.

Время срабатывания токовой отсечки в выдержкой времени определяется по выражению:

$$t_{с.з. посл} = t_{с.з. пред} + \Delta t. \quad (3.2)$$

4 Защита от однофазных замыканий на землю в распределительных сетях 6 - 35 кВ

Несрабатывание защиты при внешних ОЗЗ и в режимах без ОЗЗ обеспечивается выбором тока срабатывания $I_{0с.з.}$ и в необходимых случаях времени срабатывания $t_{с.з.}$. Первичный ток срабатывания защиты выбирается из двух условий [4.1]:

- отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения $I_{сг}$ при дугowych перемежающихся ОЗЗ:

$$I_{0с.з.} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{сг}, \quad (4.1)$$

где $K_{отс} = 1,2 \div 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета $I_{сг}$ и запас;

$K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения $I_{сг}$ при дугowych перемежающихся ОЗЗ (принимается равной $2 \div 2,5$ на микроэлектронной и микропроцессорной базе).

- отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ или при внешних междугазных КЗ:

$$I_{0с.з.} \geq K_{отс} \cdot I_{нб. макс}, \quad (4.2)$$

где $K_{отс} = 1,25$ для трехтрансформаторных ФТНП и $1,5 - 2$ (учитывая приближенный характер определения $I_{нб. макс}$) для кабельных ТТНП.

Для защит ОЗЗ действующих на сигнал, в сетях с изолированной нейтралью и с высокоомным заземлением нейтрали через резистор дополнительно к указанным выше

расчетным условиям необходимо учитывать также возможность наложения внешнего ОЗЗ на режим обуславливающий возникновение максимального тока небаланса $I_{нб.макс}$. Расчетное условие отстройки защиты от тока небаланса в этом случае будет иметь следующий вид:

$$I_{0с.з.} \geq K'_{отс} \cdot I_C + K''_{отс} \cdot I_{нб.макс} , \quad (4.3)$$

где $K'_{отс} = 1,2 \div 1,3$; $K''_{отс} = 1,25$ для трехтрансформаторных ФТНП и $1,5 - 2$ для кабельных ТТНП.

Собственный емкостной ток I_C определяется как сумма емкостных токов всех электрически связанных участков и элементов (КЛ или ВЛ, электродвигателей т.д.), находящихся в зоне действия защиты от ОЗЗ.

Собственный емкостной ток ЛЭП (участка ЛЭП) определяется по выражению:

$$I_{Cl} = n \cdot C_{0л} \cdot I_l \cdot \omega \cdot U_{ф.ном} , \quad (4.4)$$

или

$$I_{Cl} = n \cdot I_{C0л} \cdot l_l , \quad (4.5)$$

где $C_{0л}$ – удельная емкость фазы ЛЭП на землю, Ф/км;

l_l – длина ЛЭП (участок ЛЭП), км;

$\omega = 2\pi \cdot 50$, 1 / с;

$U_{ф.ном}$ – номинальное фазное напряжение сети, В;

n – число параллельных ЛЭП в одной цепи (для КЛ);

$I_{C0л}$ – собственный емкостной ток ЛЭП на единицу длины, А/км.

Для КЛ $C_{0л}$ (или $I_{C0л}$) определяется по справочным данным.

Собственный емкостной ток электродвигателей рассчитывается по выражению:

$$I_{Cэд} = n \cdot C_{0эд} \cdot \omega \cdot U_{ф.ном} , \quad (4.6)$$

где $C_{0эд}$ – емкость фазы обмотки статора ЭД на землю.

Суммарный емкостной ток сети $I_{с\sum}$ определяется как сумма всех присоединений защищаемого объекта:

$$I_{с\sum} = (1,1 - 1,2) \sum I_{Ci} \quad (4.7)$$

Первичный ток небаланса для трехтрансформаторного ФТНП определяется по выражению:

$$I_{нб.макс} = K_{нб} \cdot I_{расч.макс} , \quad (4.8)$$

где $I_{расч.макс}$ – максимальное значение фазного ток, протекающего в месте установки ФТНП в режимах без ОЗЗ (рабочем режиме, при пуске или самозапуске ЭД, внешнем КЗ и т.д.);

$K_{нб}$ – коэффициент небаланса.

Коэффициент небаланса $K_{нб}$ принимается в зависимости от кратности $I_{расч.макс}$ по отношению к номинальному току трансформаторов тока. При небольших кратностях, до $(2 \div 3)I_{ном}$, рекомендуется принимать $K_{нб} = 0,05$, при больших кратностях $K_{нб} = 0,1$.

Проверка чувствительности защиты:

$$k_{\psi} = I_{C\Sigma} / I_{c.з.} = 1,5 - 2, \quad (4.9)$$

4.1 Токи нулевой последовательности в резистивно-заземленных сетях

При наличии в сети нескольких заземляющих резисторов при внешнем ОЗЗ по защите может протекать также активный ток I_R . При этом вместо I_C в (4.10) надо подставлять

$$I_C = \sqrt{(I_{C\text{фид.макс}})^2 + (I'_R)^2}. \quad (4.10)$$

Чувствительность проверяется по величине коэффициента K_{ψ} :

$$K_{\psi} = \frac{I_3}{I_{c.з.}} \geq K_{\psi.\text{норм}}, \quad (4.11)$$

где $K_{\psi.\text{норм}}$ – нормируемый коэффициент чувствительности;

I_3 – ток в защите поврежденной ЛЭП;

$I_{c.з.}$ – ток срабатывания защиты.

Рекомендуется принимать значение $K_{\psi.\text{норм}}$ на уровне 1,5...2.

В резистивно-заземленных сетях и установках

$$I_3 = \sqrt{(I'_{C\Sigma})^2 + (I_R)^2}, \quad (4.12)$$

где $I'_{C\Sigma}$ – суммарный емкостный ток сети за вычетом емкостного тока защищаемого фидера;

I_R – ток заземляющего резистора, протекающий по защите поврежденного присоединения.

4.2 Защита от ОЗЗ в сети с низкоомным заземлением нейтрали [5]

Если значение тока ОЗЗ, определяемое сопротивлением резистора в нейтрали, будет соизмеримо с токами нагрузки, поврежденное присоединение можно отключать не мгновенно, а с выдержкой времени.

Большие токи междуфазных КЗ (20 - 60 кА) приводят к появлению в трехфазных трансформаторных фильтрах тока нулевой последовательности значительных токов небаланса $I_{нб}$, от которых необходимо отстраивать ток срабатывания от ОЗЗ, если она не имеет соответствующей выдержки времени:

$$I_{нб} = k_{одн} \epsilon I_{КЗ.\text{макс}}, \quad (4.13)$$

где $k_{одн} = 1,0$ – коэффициент однотипности ТТ;

$\epsilon = 0,1$ – предельная погрешность ТТ;

$I_{КЗ.\text{макс}}$ – максимальный ток междуфазного КЗ, который будет протекать по фильтру.

$$I_{C30} = k_n I_{нб}, \quad (4.14)$$

где $k_n = 1,1 - 1,2$ – коэффициент запаса.

Чувствительность защиты оценивается следующим выражением:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{ОЗЗ}} / I_{\text{СЗ0}} \quad (4.15)$$

где $I_{\text{ОЗЗ}}$ – ток однофазного замыкания на землю, определяемый сопротивлением резистора для заземления нейтрали.

Чувствительность защиты считается удовлетворительной, если $k_{\text{ч}} \geq 1,5$.

При $I_{\text{КЗмакс}} = (20-60)$ кА получаем $I_{\text{СЗ0}} = (2,2-7,2)$ кА. Если ток резистора 1000 А, что близко к току нагрузки, защита ОЗЗ оказывается нечувствительной. Для обеспечения минимально необходимого $k_{\text{ч}} = 1,5$ ток резистора должен быть $(3,8-10,8)$ кА, что представляется сложности с точки зрения обеспечения термической стойкости оборудования.

Поскольку при заданных условиях чувствительность защиты оказалась ниже требуемой, выполнить защиту от ОЗЗ можно с выдержкой времени $\Delta t_{\text{ОЗЗ}}$, превышающей выдержку времени защиты от междуфазных КЗ $\Delta t_{\text{КЗ}}$ на ступень селективности Δt :

$$\Delta t_{\text{ОЗЗ}} = \Delta t_{\text{КЗ}} + \Delta t. \quad (4.16)$$

При этом выражение (4.16) запишется в виде:

$$I_{\text{нб}} = k_{\text{одн}} \cdot I_{\text{нагр.макс}} \quad (4.17)$$

где $I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки, который оценочно можно принять равным номинальному первичному току установленных на фидере ТТ.

4.3 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° , 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 -135° .

Направленная защита от ОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения. Поэтому первичный ток срабатывания защиты определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности [17]:

$$I_{\text{Ос.з.расч}} \leq \frac{I_{\text{С}\Sigma} - I_{\text{С.повр}}}{K_{\text{ч.minдон}}} \quad (4.18)$$

где $K_{\text{ч.minдон}} \geq 2$ – минимальный коэффициент чувствительности;

$I_{\text{С}\Sigma}$ – емкостной ток сети;

$I_{\text{С.повр}}$ – емкостной ток поврежденной линии.

Выбор напряжения срабатывания нулевой последовательности $U_{\text{Ос.з.}}$ выбирается из двух условий:

- отстройки от максимального напряжения небаланса $U_{0нб \max}$, обусловленного несимметрией нагрузки и других элементов ТН и несимметрией емкостей фаз сети на землю:

$$U_{0с.з.} \geq K_{отс} U_{0нб \max}, \quad (4.19)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчета реле и необходимый запас (принимается равным 1,2);

- отстройки от максимального напряжения $U_{0н(с) \max}$, появляющегося в сети низшего (среднего) напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего (среднего) напряжения:

$$U_{0с.з.} \geq K_{отс} U_{0н(с) \max}, \quad (4.20)$$

где $K_{отс}$ можно принять равным 1,2.

Расчетное напряжение небаланса можно определить как сумму двух составляющих:

$$U_{0нб \max} = U_{0нб \max \text{ФННП}} + U_{N \max}, \quad (4.21)$$

где $U_{0нб \max \text{ФННП}}$ – составляющая напряжения небаланса, обусловленная погрешностями ФННП;

$U_{N \max}$ – смещение нейтрали сети, обусловленное несимметрией емкостей фаз сети на землю.

Напряжение небаланса ФННП можно определить:

$$U_{0нб \max \text{ФННП}} \approx \frac{U_{\text{ф.ном}} f_U}{2}, \quad (4.22)$$

где f_U – погрешность ТН (можно принять, что во всех режимах работы ТН погрешность соответствует классу 3, т.е. $f_U = 0,03$).

Для сети с изолированной нейтралью напряжение смещения нейтрали можно определить по следующему выражению:

$$U_N = \alpha_{\text{нес}} U_{\text{ф.ном}}, \quad (4.23)$$

где $\alpha_{\text{нес}}$ – степень емкостной несимметрии сети.

В кабельных сетях $\alpha_{\text{нес}}$ практически равно нулю, так как фазы кабеля расположены симметрично относительно заземления брони. В воздушных сетях емкости не равны и для них $\alpha_{\text{нес}} = 0,005 \div 0,02$.

Для компенсированных сетей смещение нейтрали

$$U_N = \frac{\alpha_{\text{нес}} U_{\text{ф.ном}}}{\sqrt{\nu^2 + d^2}}, \quad (4.24)$$

где $\nu = \frac{I_{c\Sigma} - I_L}{I_{c\Sigma}}$ – степень расстройки компенсации;

$d = \frac{G_\Sigma}{\omega C_{0\Sigma}}$ – коэффициент успокоения сети;

G_Σ – суммарная активная проводимость фазы сети на землю.

Для компенсированных сетей в среднем $d = 0,05 \div 0,07$. При резонансной настройке ДГР ($\nu = 0$) напряжение смещения нейтрали сети достигает максимального значения и равно:

$$U_N = \frac{\alpha_{\text{нес}} U_{\text{ф.ном}}}{d}. \quad (4.25)$$

Возникновение КЗ на землю и ОЗЗ в сети высшего напряжения на сеть низшего напряжения показано на рис. 7 и 8.

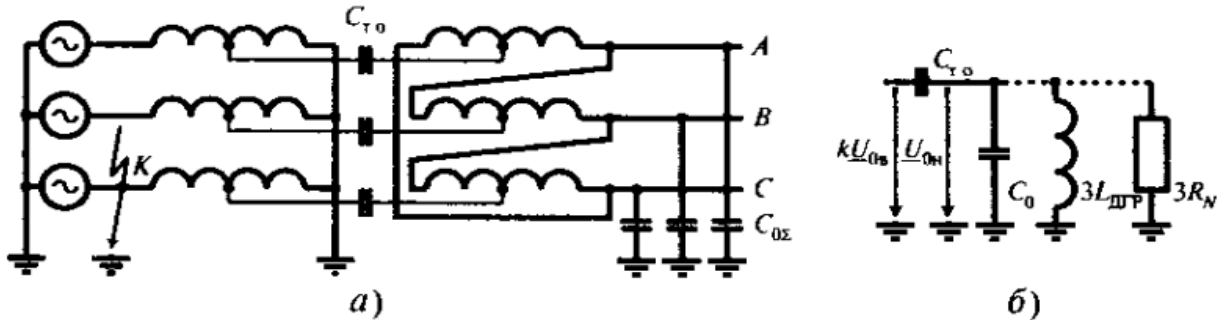


Рисунок 7 - Возникновение напряжения НП U_{0H} в сети низшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего напряжения за счёт емкостных связей между обмотками силового трансформатора: а - поясняющая схема; б – упрощенная схема замещения НП.

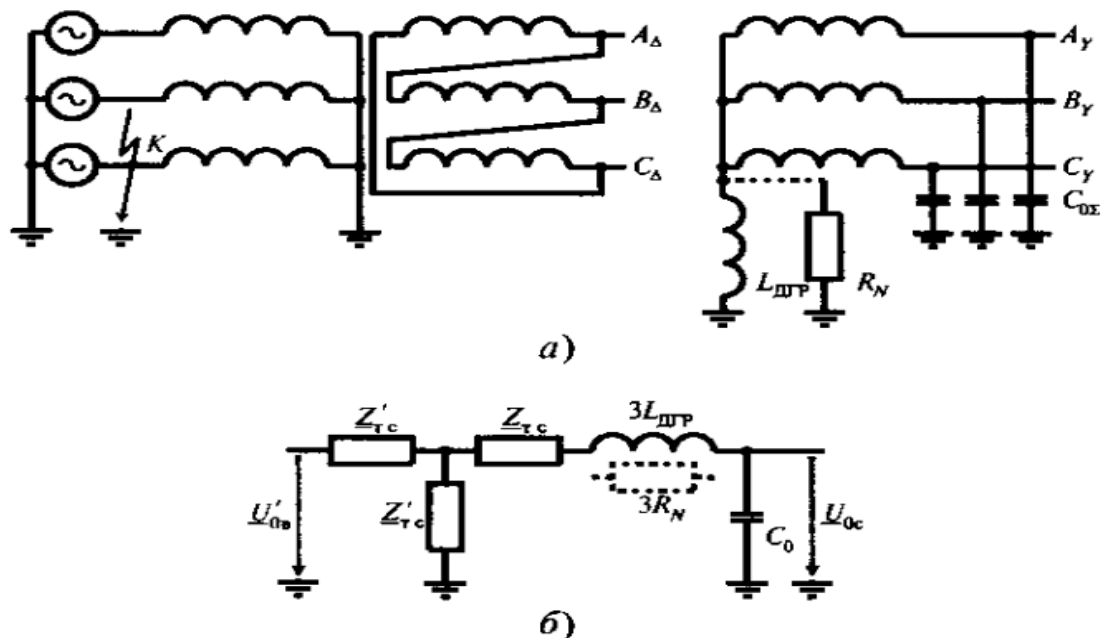


Рисунок 8 - Возникновение напряжения U_{0H} в сети низшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего напряжения при двухстороннем заземлении нейтральной силовой трансформатора: а - поясняющая схема; б – упрощенная схема замещения НП.

В первом случае причиной появления напряжения U_{0H} является электростатическая (емкостная) связь между обмотками силового трансформатора. Это имеет место, если сеть низшего напряжения работает с изолированной нейтралью или подключена со стороны обмотки силового трансформатора, соединенной в треугольник. Во втором случае трансформатор заземлен с двух сторон.

Напряжения U_{0H} для первого случая можно определить из упрощенной схемы замещения НП на рис. 7, б.

При изолированной нейтрали сети U_{0H} равно:

$$U_{0н} = \frac{kU_{0в}C_{Т.О}}{C_{Т.О} + C_{0\Sigma}}, \quad (4.26)$$

где $U_{0в}$ – напряжение НП со стороны высшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ;
 $k < 1$ – коэффициент, учитывающий распределение $U_{0в}$ вдоль обмотки трансформатора с заземленной нейтралью;

$C_{Т.О}$ – емкость между обмотками трансформатора.

При высокоомном заземлении нейтрали через резистор напряжение $U_{0н}$ равно:

$$U_{0н} = \frac{kU_{0в}C_{Т.О}}{\sqrt{2}C_{0\Sigma}}, \quad (4.27)$$

В сети с низкоомным заземлением нейтрали $U_{0н}$ практически равен нулю.

При работе с компенсацией емкостных токов $U_{0н}$ определяется по выражению:

$$U_{0н} = \frac{U_{0в}C_{Т.О}}{dC_{0\Sigma}}, \quad (4.28)$$

Второй случай возможен при заземлении трансформатора с двух сторон (рис. 8). Практически это может иметь место, при питании сети 35 кВ, работающей с компенсацией емкостных токов или с высокоомным заземлением нейтрали, от сети 110-220 кВ, работающей с глухозаземленной нейтралью. В этом случае главной причиной возникновения $U_{0с}$ в сети среднего напряжения при КЗ на землю в сети высшего напряжения является трансформация НП. Напряжение $U_{0с}$ для этого случая определяется из выражения:

$$U_{0с} = \frac{U_{0в}|\underline{Z}_{Т.Н}|}{|\underline{Z}_{Т.Н} + \underline{Z}_{Т.В}|}. \quad (4.29)$$

5 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению

Применение пуска по напряжению позволяет при определении тока срабатывания МТЗ-3 принять коэффициент самозапуска $k_{сзп} = 1$. За исключением случаев МТЗ 35 и 110 кВ с двигательной нагрузкой 6 - 10 кВ. В последнем случае ток срабатывания МТЗ должен быть не менее $2 I_{ном.тр.}$ [1].

Напряжение срабатывания реле обратной последовательности выбирается из условия обеспечения отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме:

$$U_{2с.з.} = 0,06 \cdot U_{ном}, \quad (5.1)$$

где $U_{2с.з.}$ – напряжение срабатывания реле обратной последовательности (междуфазное напряжение);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение (междуфазное).

Напряжение срабатывания минимального реле прямой последовательности выбирается по условию возврата реле после отключение внешнего КЗ:

$$U_{с.з.} = U_{мин} / (k_n \cdot k_v), \quad (5.2)$$

где $U_{\text{мин}}$ – минимальное остаточное напряжение в месте установки ТН, к которому подключено реле, в начале самозапуска двигателей после отключения внешнего КЗ;

k_n – коэффициент надежности 1,1...1,2;

k_b – коэффициент возврата 1,06.

Обычно $U_{\text{с.з.}} = (0,5...0,65) U_{\text{ном.}}$

Коэффициент чувствительности при КЗ в зоне резервирования для реле обратной последовательности:

$$k_{\text{ч2}} = \frac{U_2}{U_{2\text{с.з.}}} \quad (5.3)$$

где U_2 – междуфазное напряжение обратной последовательности в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается защита, при металлическом КЗ между двумя фазами в расчетной точке в режиме, при котором указанное напряжение имеет наименьшее значение;

$U_{2\text{с.з.}}$ – напряжение срабатывания.

Для минимального реле напряжения коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{чН}} = \frac{U_{\text{с.з.}} \cdot k_e}{U_{\text{ост.}}} \quad (5.4)$$

где $U_{\text{ост}}$ – междуфазное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается защита, при металлическом КЗ в расчетной точке, когда указанное напряжение имеет наибольшее значение;

$U_{\text{с.з.}}$ – напряжение срабатывания;

$k_b > 1$ – коэффициент возврата реле.

Для резервных защиты требуется $k_{\text{ч}} \geq 1,2$.

6 Логическая защита шин (ЛЗШ)

Логическая защита реализуется с помощью устройств ЭКРА 217 060X вводного выключателя и секционного выключателя ЭКРА 217 040X. 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 току 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 вводного или секционного выключателя 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.

7 Защита от несимметричной работы нагрузки (ЗНР)

Защита полезна для контроля целостности фаз первичных и вторичных цепей присоединений ПС, имеющих двигательную нагрузку. Это предотвращает перегрузку двигателей (с дальнейшим выходом из строя) при обрыве фазы со стороны питания ПС. В этом случае может быть применено отключение ввода с дальнейшим действием АВР.

Рекомендуемая уставка току – 25% номинального тока присоединения (по условию допустимой по ГОСТ несимметрии питающей сети).

Уставка по времени срабатывания защиты должна быть отстроена от максимального времени действия защит при междуфазным КЗ. Так, при времени действия резервных защит питающей сети 3,5 с, рекомендуемая уставка по времени принимается на 0,5...1,0 с больше.

Выбор уставки по току и времени при применении терминалов для защиты двигателей производится аналогично.

Применение защиты на присоединениях ПС с отсутствием двигательной нагрузки оправдано с точки зрения контроля токовых цепей защит.

8 Защита минимального напряжения (ЗМН)

Защита минимального напряжения используется в устройствах ЭКРА 217 030X, ЭКРА 217 050X, ЭКРА 217 060X и ЭКРА 217 1501.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения регулируется в диапазоне от 0,3 до 200 В с шагом 0,01 В.

Время срабатывания задается в секундах и регулируется в диапазоне от 0,2 до 100 с шагом 0,01 с.

Для контроля напряжения от ТН соответствующей секции шин предусмотрено трехфазное реле минимального напряжения, реагирующего на снижение какого-либо из линейных напряжений на питающей секции.

ЗМН отходящих линий

ЗМН отходящих линий реализуется на ЭКРА 217 030X.

Первая ступень ЗМН предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, она отключает электродвигатели неответственных механизмов. Уставка по напряжению срабатывания первой ступени ЗМН-1 выбирается равной $(0,6 - 0,7) U_{ном.}$ с выдержкой времени 0,5...1,5 с.

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

особенностей технологического процесса. Уставка по напряжению срабатывания второй ступени ЗМН-2 выбирается равной $(0,4 - 0,5) U_{ном}$. с выдержкой времени 10...15 с.

ЗМН вводного выключателя

ЗМН вводного выключателя реализуется на ЭКРА 217 060Х, предназначен для пуска АВР при исчезновении питания на секции.

Напряжение срабатывания первой ступени ЗМН-1 принимается равным $(0,6 - 0,7) U_{ном}$. 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.

Напряжение срабатывания второй ступени ЗМН-2 принимается равным $(0,4 - 0,5) U_{ном}$. 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-2

ЗМН трансформатора напряжения

ЗМН ТН реализуется на ЭКРА 217 1501.

Первая ЗМН предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, она отключает электродвигатели неответственных механизмов. Напряжение срабатывания первой ступени устанавливается примерно равным $U'_{с.з.} = (0,6 - 0,7) U_{ном}$, а выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных коротких замыканий $t'_{с.з.} = 0,5...2$ с.

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 $U''_{с.з.} = (0,4 - 0,5) U_{ном}$, а выдержка времени принимается $t''_{с.з.} = 3...15$ с.

Срабатывание третьей ступени защиты не превышает $U'''_{с.з.} = (0,25 - 0,35) U_{ном}$, а выдержка времени принимается $t'''_{с.з.} = 10...100$ с.

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

9 Защита от повышения напряжения (ЗПН)

Основным применением защиты от повышения напряжения является отключение хотя бы одного из трех линейных напряжений выше заданного порога срабатывания.

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 отключение 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

$U_{с.з} = (1,1 \div 1,2) U_{НОМ.д} \cdot U_{НОМ.Д}$ - номинальное напряжение датчика, принимается 100В.

Для исключения ложной работы время срабатывания принимается на ступень больше времени срабатывания устройства автоматической регулировки привода и времени переключения привода РПН:

$$t_{с.з.} = t_{АРП} + t_{привода} + \Delta t. \quad (9.1)$$

где $t_{АРП}$ – время срабатывания устройства автоматической регулировки привода, 0,2...0,5 с;

$t_{привода}$ – время переключения привода РПН, которое для различных видов приводов может быть в пределах от 0,2...1 с;

Δt – ступень селективности по времени, 0,3...0,5 с.

10 Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) имеется в терминалах защиты линии ЭКРА 217 030Х, секционного выключателя ЭКРА 217 040Х, электродвигателей ЭКРА 217 050Х и ввода ЭКРА 217 060Х.

ЗДЗ может использовать сигнал «Пуск МТЗ» для увеличения надежности и отстройки от ложных срабатываний.

ЗДЗ помимо сигналов срабатывания и сигнализации формирует сигнал о неисправности дуговой защиты при наличии сигнала от датчиков дуговой защиты и отсутствии сигналов пуска МТЗ по току.

11 Блокировка при неисправности цепей напряжения (БНН)

Контроль исправности цепей напряжения переменного тока измерительных трансформаторов напряжения с вторичными обмотками, соединенными в “звезду” (с линейным напряжением $U_{ном} = 100$ В) и в “треугольник” (с максимальным напряжением на выходе разомкнутого треугольника 100 В или 33 В – для сетей с изолированной нейтралью).

Уставка по напряжению срабатывания БНН рассчитывается по выражению в зависимости от схемы соединения «треугольник» (см. Приложение А):

$$\bar{U}_{БНН} = \bar{U}_{ос.ф} + \bar{U}_{др.ос.ф} + \bar{U}_{опор.ф} \pm \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} \pm \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}} \quad (11.1)$$

Уставка по времени задержки передачи сигнала о неисправности цепей напряжения принимается равной 1 с.

$K_{воз}$ – коэффициент возврата измерительного органа. Значение уставки по умолчанию – 0,95.

12 УРОВ

Эта функция предназначена для обнаружения неисправности выключателя, который не был отключен после срабатывания токовых защит.

Функция УРОВ в терминалах ЭКРА 217 выполняет контроль тока в защищаемой цепи после сигнала отключения выключателя. При отключении двигателя выключателем УРОВ должен зафиксировать нулевое значение тока (при исправном выключателе). Если после выдачи сигнала а отключение выключателя терминал продолжает контролировать ток (отличный от нулевого) на отключаемом присоединении, то с выдержкой времени формируется выходной сигнал «УРОВ Пуск».

Ток пуска УРОВ выбирают из диапазона: $I_{с.з} = 0,05 \div 0,20 \cdot I_{ном}$.

Исходя из вышеизложенного, в качестве уставки по току пуска УРОВ может быть рекомендовано значение:

$$I_{с.з} = (0,05 \div 0,10) \cdot I_{ном} \text{ А.}$$

Для ЭКРА 217 с ТТ $I_{ном} = 5 \text{ А}$, $I_{с.з} = 0,2 \text{ А}$.

Для ЭКРА 217 с ТТ $I_{ном} = 1 \text{ А}$, $I_{с.з} = 0,04 \text{ А}$.

Для остальных случаев порогом срабатывания является уставка $0,04 I_{ном}$, при превышении которой происходит подача сигнала на срабатывание УРОВ.

Уставка по току (для запуска УРОВ) выбирается с коэффициентом отстройки 0,5 - 0,8 от наименьшего значения уставки из всех токовых защит терминала, действующих на отключение выключателя. Причем, выбранное значение уставки по току для УРОВ должно быть выше уставок токовых защит, действующих на сигнал. Это позволит исключить возможность неправильного действия УРОВ при срабатывании сигнализации.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$t_{сз} = t_{откл.в} + t_{возв.уров} + t_{зап}, \quad (12.1)$$

где $t_{откл.в}$ – время отключения выключателя присоединения, для которого рассматривается УРОВ (как правило $0,05 \div 0,1с$). Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него;

$t_{возв.уров}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{ном}$ до нуля не более 0,03 с;

$t_{зап}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Выдержка времени УРОВ обычно принимается из диапазона от $0,3 \div 0,5с$.

13 Дифференциальная защита линии (ДифЗЛ)

Дифференциальная токовая защита линии используется в качестве основной быстродействующей защиты от всех видов КЗ на линии. Защита имеет трехфазное трехлинейное исполнение с использованием дифференциального реле, что обеспечивает ее надежное действие от двойных замыканий на землю. Она обеспечивает как необходимую отстройку от внешних КЗ, бросков токов намагничивания и пусковых токов, так и необходимый коэффициент чувствительности при всех видах многофазных КЗ на защищаемой секции. При срабатывании дифференциальной защиты сигналы отключения действуют на выходные реле, формирующие команды отключения выключателей. Благодаря высокой чувствительности возможно обнаружение повреждений через большое переходное сопротивление.

Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты при отсутствии торможения выбирается по следующим условиям:

- отстройка от максимального тока в защите при разрыве ее вторичных цепей в рабочем режиме:

$$I_{CP.0} \geq \frac{K_{OTC} \cdot I_{РАБ.МАХ}}{K_{ТА} \cdot I_{БАЗ}}, \quad (13.1)$$

где K_{OTC} - коэффициент отстройки, принимается равными 1,2;

$I_{РАБ.МАХ}$ - первичный ток нагрузки наиболее нагруженного присоединения, при этом возможные пиковые (кратковременные) значения тока нагрузки не учитываются;

$K_{ТА}$ - коэффициент трансформации ТТ наиболее нагруженного присоединения;

$I_{БАЗ}$ - базисный ток наиболее нагруженного присоединения;

- отстройка от расчётного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения

$$I_{CP.0} \geq K_{OTC} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ}, \quad (13.2)$$

где K_{OTC} - коэффициент отстройки, учитывающий погрешности ДифЗЛ, ошибки расчета и необходимый запас; принимается равным 1,5;

$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$ - составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ в режиме, соответствующем началу торможения (когда полусумма первичных тормозных токов равна току $I_{ТОРМ.НАЧ}$):

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{Т.0}, \quad (13.3)$$

где $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности принимается 1,0;

$K_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим; в зависимости от тока начала торможения принимается: $K_{ПЕР} = 1,3$ при $I_{Т.0} = 1,0$; $K_{ПЕР} = (1,5 - 2,0)$ при $I_{Т.0} = 2,0$;

$\varepsilon_{ТТ}$ - полная основная погрешность основных ТТ, принимается равной 0,1;

$\Delta f_{ВЫР}$ - полная относительная погрешность выравнивания, принимается равной 0,02;

$\Delta f_{ПТТ}$ - полная относительная погрешность промежуточных ТТ (ПТТ устанавливаются, если значение $I_{БАЗ}$ необходимо задавать вне допустимого диапазона), принимается равной 0,05;

$I_{Т.0}$ - ток начала торможения.

Коэффициент торможения дифференциальной защиты выбирается из условий:

- отстройка от тока небаланса в переходном режиме при внешнем КЗ:

$$K_T \geq \frac{\Delta I_D}{\Delta I_T} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ*} - I_{СР.0}}{I_{ТОРМ.РАСЧ*} - I_{Т.0}}, \quad (13.4)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5;

$I_{НБ.РАСЧ*}$ - относительное значение максимального расчетного тока небаланса при расчетном внешнем КЗ, протекающий через защиту, от которого защита должна быть отстроена выбором K_T ;

$I_{ТОРМ.РАСЧ*}$ - относительное значение расчетного тормозного тока в защите при расчетном внешнем КЗ; при проектных расчетах может определяться методом наложения;

$I_{СР.0}$ - принятое значение начального тока срабатывания дифференциальной защиты;

$I_{Т.0}$ - принятое значение тока начала торможения.

Относительное значение максимального расчетного ток небаланса в режиме внешнего КЗ определяется по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ*} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{К.МАКС}, \quad (13.5)$$

где $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности принимается 1,0;

$K_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим; в зависимости от тока начала торможения принимается равным 2,0;

$\varepsilon_{ТТ}$ - полная основная погрешность основных ТТ, принимается равной 0,1;

$\Delta f_{ВЫР}$ - полная относительная погрешность выравнивания, принимается равной 0,02;

$\Delta f_{ПТТ}$ - полная относительная погрешность промежуточных ТТ (ПТТ устанавливаются, если значение $I_{БАЗ}$ необходимо задавать вне допустимого диапазона), принимается равной 0,05;

$I_{K.МАКС}$ - относительное максимальное значение тока внешнего металлического КЗ,

приведенное к базисному току по выражению $I_{K.МАКС} = \frac{I_{K.МАКС.П}}{K_{ТТ} \cdot I_{БАЗ}}$, где $I_{K.МАКС.П}$ - первичное максимальное значение тока внешнего металлического КЗ.

Относительное значение расчетного тормозного тока определяется по выражению:

$$I_{ТОРМ.РАСЧ*} = \left(-0,5 \cdot (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ПТТ} + \Delta f_{ВЫР}) \right) \cdot I_{K.МАКС} + I_{НАГР}, \quad (13.6)$$

где $I_{НАГР}$ - относительное значение тока в нагрузочном режиме, приведенное к базисному току и определяемая как арифметическая сумма токов, протекающих через

защиту, по выражению $I_{НАГР} = \sum_{j=1}^N \left| \frac{I_{НАГР,j}}{K_{ТА,j} \cdot I_{БАЗ,j}} \right|$, где $I_{НАГР,j}$ - первичное значение тока в нагрузочном режиме, протекающее по j-ой ветви присоединения.

Остальные коэффициенты принимаются по формуле (13.7).

- отстройка от тока небаланса в режиме качаний:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.КАЧ*} - I_{СР.0}}{I_{ТОРМ.РАСЧ*} - I_{Т.0}}, \quad (13.7)$$

Где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5;

$I_{НБ.РАСЧ.КАЧ*}$ - относительное значение максимального расчетного тока небаланса при качаниях, протекающий через защиту, от которого защита должна быть отстроена выбором K_T ;

$I_{ТОРМ.РАСЧ*}$ - относительное значение расчетного тормозного тока в защите при расчетном внешнем КЗ; при проектных расчетах может определяться методом наложения.

Относительно значение максимального расчетного тока небаланса в режиме качания определяется по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ.КАЧ*} = \left(K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ} \right) \cdot I_{КАЧ}, \quad (13.8)$$

где $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности принимается 1,0;

$K_{ПЕР}$ - коэффициент, принимается равным 1,0;

$\varepsilon_{ТТ}$ - полная основная погрешность основных ТТ, принимается равной 0,1;

$\Delta f_{ВЫР}$ - полная относительная погрешность выравнивания, принимается равной 0,02;

$\Delta f_{ПТТ}$ - полная относительная погрешность промежуточных ТТ (ПТТ) устанавливаются, если значение $I_{БАЗ}$ необходимо задавать вне допустимого диапазона), принимается равной 0,05;

$I_{КАЧ}$ - относительное максимальное значение тока в режиме качания, приведенное к

базисному току по выражению
$$I_{КАЧ} = \frac{I_{КАЧ.П}}{K_{ТА} \cdot I_{БАЗ}}$$
, где $I_{КАЧ.П}$ - первичное максимальное значение тока в режиме качаний.

Относительное значение расчетного тормозного тока определяется по выражению:

$$I_{ТОРМ.РАСЧ*} = \left(-0,5 \cdot (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ПТТ} + \Delta f_{ВЫР}) \right) \cdot I_{КАЧ} + I_{НАГР}, \quad (13.9)$$

где $I_{НАГР}$ - относительное значение тока в нагрузочном режиме, приведенное к базисному току и определяемая как арифметическая сумма токов, протекающих через

защиту, по выражению
$$I_{НАГР} = \sum_{j=1}^N \left| \frac{I_{НАГР,j}}{K_{ТА,j} \cdot I_{БАЗ,j}} \right|$$
, где $I_{НАГР,j}$ - первичное значение тока в нагрузочном режиме, протекающее по j-ой ветви присоединения.

Остальные коэффициенты принимаются по формуле (13.10).

Принимается наибольшее из двух рассчитанных значений коэффициент торможения K_T , с округлением в сторону большего (с учетом дискретного задания коэффициента торможения равной 0,1), чем расчетное значение, но не менее 0,6.

Проверка чувствительности ДифЗЛ должна проводиться при расчетном виде КЗ на линии в расчетных, по чувствительности, режимах работы подстанции и питающей системы:

- в нормальном режиме работы и питающей системы;
- в режиме обеспечения невозврата (для пуска УРОВ) при отключении КЗ на шинах и отказе выключателя.

Коэффициент чувствительности ($K_{Ч}$) в нормальном режиме определяется следующим образом:

$$K_{Ч} = \frac{I_{К.МИН}}{I_{СР.0} + K_T \cdot (I_{ТОРМ.РАСЧ*} - I_{Т.0})}, \quad (13.10)$$

Где $I_{К.МИН}$ - относительное минимальное значение периодической составляющей полного фазного тока рассматриваемого вида КЗ на линии, приведенное к базисному по

выражению
$$I_{К.МИН} = \frac{I_{К.МИН.П}}{K_T \cdot I_{БАЗ}}$$
, где $I_{К.МИН.П}$ - первичное минимальное значение периодической составляющей полного фазного тока рассматриваемого вида КЗ на линии;

K_T - принятое значение коэффициента торможения;

$I_{СР.0}$ - принятое значение начального тока срабатывания дифференциальной защиты;

$I_{Т.0}$ - принятое значение тока начала торможения;

$I_{ТОРМ.РАСЧ*}$ - тормозной ток, подводимый к защите при расчетном КЗ с учетом нагрузки и вычисляемый по выражению:

$$I_{ТОРМ.РАСЧ*} = I_{К.МИН} + I_{НАГР}, \quad (13.11)$$

где $I_{НАГР}$ - относительное значение арифметической суммы токов, протекающих через защиту в нагрузочном режиме, рассчитываемое аналогично, как для выражения (1.58).

Выражение (1.57) справедливо при $I_{ТОРМ.РАСЧ*} > I_{Т.0}$.

Значение коэффициента чувствительности $K_{ч}$ должно быть не менее 2.

В случае $K_{ч} < 2$ оценка чувствительности защиты производится традиционным для защит с торможением способом: под коэффициентом чувствительности понимается кратность уменьшения тока КЗ, при которой защита находится на грани срабатывания.

На характеристику срабатывания ДифЗЛ наносится точка «В» с координатами:

$$\begin{aligned} I_{ДТ} &= I_{К.МИН}, \\ I_{Т} &= I_{К.МИН} + I_{НАГР}. \end{aligned} \quad (13.12)$$

Проводится прямая, соединяющая точку «В» с точкой на оси абсцисс, координата которой равна току $I_{НАГР}$. Точка «А» пересечения прямой с характеристикой срабатывания ДифЗЛ является точкой, где защита находится на грани срабатывания.

В первом случае (рисунок 9 а)), когда рассматриваемая прямая пересекает характеристику срабатывания в горизонтальной части. Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{К.МИН}}{I_{СР.0}}, \quad (13.13)$$

где $I_{СР.0}$ - принятое значение начального тока срабатывания.

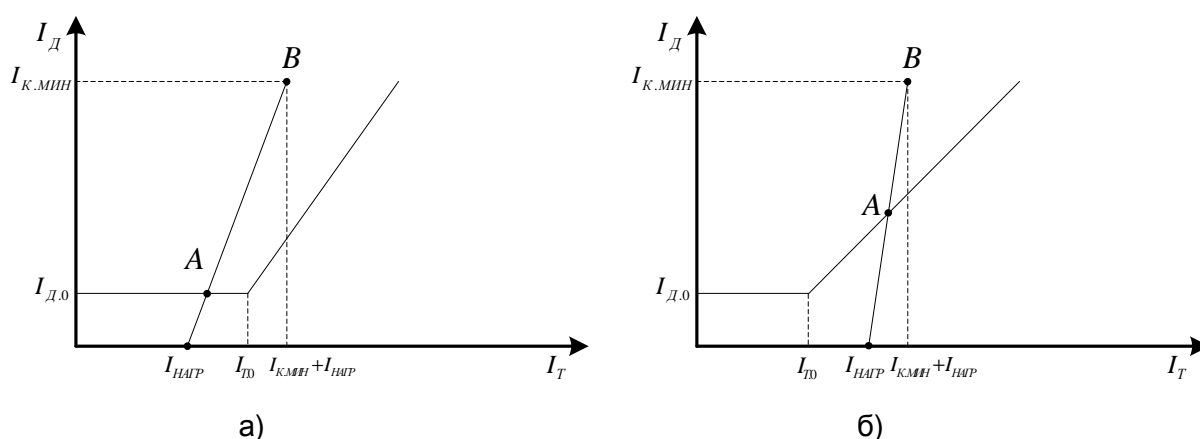


Рисунок 9 – Определение чувствительности ДифЗЛ: а) в первом случае, б) во втором случае

В случае, когда рассматриваемая прямая пересекает характеристику срабатывания в наклонной части (см. рисунок 9 б)), коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{К.МИН} \cdot (-K_{Т})}{I_{СР.0} - K_{Т} \cdot (I_{Т.0} - I_{НАГР})}, \quad (13.14)$$

Если полученное значение $K_{ч} < 2$, то необходимо увеличить значение $I_{T,0}$ и повторить расчет чувствительности.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq k_{отс} \cdot I_{нг.мах.}$$

$k_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{нг.мах.} = k_{пред} \cdot I_{ном. (п)}$ – максимально возможный ток нагрузки в режиме кратковременных аварийных перегрузок; где $k_{пред}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность

Уставка B изменяется от 1 до 6 с. Типичное значение уставки B – 1,5. При таком значении обеспечивается достаточная чувствительность к токам КЗ в зоне рабочих токов.

14 Дистанционная защита рабочего и резервного ввода

Дистанционная защита рабочего и резервного ввода применяется в терминалах ЭКРА 217 0603. Содержит 2 ступени ДЗ. Дистанционные защиты ДЗ-1 и ДЗ-2 подключаются к токовым цепям защищаемого ввода, а цепи напряжения – к ТН секции, установленному на защищаемой секции шин. Такое подключение позволяет сохранить дальнейшее резервирование при КЗ на защищаемых шинах.

ДЗ-1 с круговой характеристикой устанавливается на вводах рабочего и резервного питания секции нормальной эксплуатации. Для питающих вводов секций нормальной эксплуатации эта защита является основной. ДЗ-1 обеспечивает селективную работу релейной защиты секций при сохранении минимального времени отключения КЗ. ДЗ-1 должна быть отстроена от режимов пуска и самозапуска электродвигателей, питающихся от защищаемых шин. ДЗ-1 дополнена токовой блокировкой, предотвращающей ложную работу защиты при неисправностях цепей напряжения. ДЗ-1 блокируется от сигнала «Блокировка ЛЗШ».

ДЗ-1 имеет характеристику срабатывания в виде окружности с возможностью смещения в любой квадрант комплексной плоскости сопротивлений (см. рисунок 1). Такая характеристика является оптимальной с точки зрения отстройки от режимов пуска и самозапуска электродвигателей, питающихся от защищаемых секций.

Мощность двигателя при полностью остановленных двигателях принимается

$$S_{д} = 1,2 \cdot S_{Т}, \quad S_{Т} - \text{номинальная мощность трансформатора.}$$

Индуктивное сопротивление полностью остановленных двигателей равно:

$$X_{ДВ} = \frac{U_{ном.ДВ}}{\sqrt{3} \sum (K_{пуск} \cdot I_{ном.ДВ})} \quad (14.1)$$

Где, $K_{пуск}$ – коэффициент пуска равный 7;

$$I_{ном.ДВ} = 3,468 \text{ кА.}$$

Уставка токовых блокирующих реле дистанционной защиты отстраивается от суммарного тока секции в режиме пуска самого мощного электродвигателя определяется по формуле

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс}}{K_6} \cdot \sqrt{\left(I_{ном.секц} - I_{ном.дв.макс} \right)^2 \cdot \cos^2 \varphi_{ном} + \left[\left(I_{ном.секц} - I_{ном.дв.макс} \right) \cdot \sin \varphi_{ном} + \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} (X_{дв} + X_{ТЧ})} \right]^2}$$

Пуск защиты по току

$$I_{ср.з.л.} = \sqrt{3} \cdot I_{с.з.ф}$$

$$Z_{втор} = Z_{перв} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}}$$

$$Z_{смещ} = Z_{уставки} \text{ (характеристика круговая с центром в начале координат)}$$

ДЗ-2 устанавливается на вводах рабочего и резервного питания секции нормальной эксплуатации для выполнения функции дальнего резервирования в сетях собственных нужд. ДЗ-2 имеет характеристику срабатывания в виде прямоугольника с возможностью смещения в любой квадрант комплексной плоскости сопротивлений. ДЗ-2 дополнена токовой блокировкой, предотвращающей ложную работу защиты при неисправностях цепей напряжения.

$$\frac{R_{перв}}{R_{вт}} = K_ч \cdot L_{каб} \cdot R_{уд} \quad (14.2)$$

Где $L_{каб}$ - длина кабеля наиболее удаленного потребителя;

$R_{уд}$ - удельное сопротивление одного километра кабеля;

$K_ч$ - коэффициент чувствительности при КЗ в конце самых длинных кабелей, принимают 1,5.

$$\frac{X \cdot I_{перв}}{X \cdot I_{втор}} = 1,5 L_{каб} \cdot X_{уд} \quad (14.3)$$

Указания по заданию уставок

– Уставка по реактивному сопротивлению срабатывания X принимает значение в диапазоне от 0,01 до 500 Ом с шагом 0,01 Ом. Уставка по реактивному сопротивлению в отрицательной полуплоскости X' принимает значение в диапазоне от 0,01 до 500 Ом с шагом 0,01 Ом. Уставка по активному сопротивлению срабатывания R принимает значение в диапазоне от 0,01 до 500 Ом с шагом 0,01 Ом. Уставка по активному сопротивлению в отрицательной полуплоскости R' принимает значение в диапазоне от 0,01 до 500 Ом с шагом 0,01 Ом.

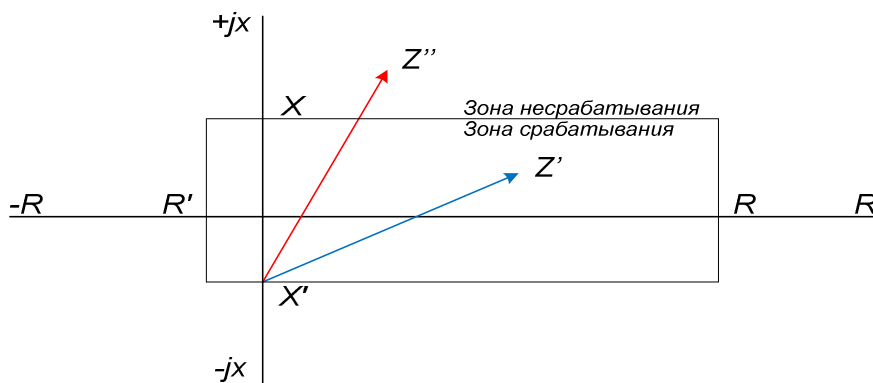


Рисунок 10 – Характеристика сопротивления ДЗ-2

Z' - пример нахождения годографа сопротивлений в зоне срабатывания;
 Z'' - пример нахождения годографа сопротивлений в зоне несрабатывания.

Комплексное значение сопротивления Z рассчитывается по следующим формулам:

$$Z = \frac{\dot{U}_{A,B}}{\dot{I}_A - \dot{I}_B} = R + jX \quad (14.4)$$

$$R = \frac{|\dot{U}_{A,B}|}{|\dot{I}_A - \dot{I}_B|} \cos \varphi, \quad X = \frac{|\dot{U}_{A,B}|}{|\dot{I}_A - \dot{I}_B|} \sin \varphi \quad (14.5)$$

$$\varphi = \arg \dot{U}_{AB} - \arg (\dot{I}_A - \dot{I}_B) \quad (14.6)$$

Условия срабатывания дистанционного органа: $R' \leq R \leq R$ и $X' \leq X \leq X$.

15 Автоматическое повторное включение (АПВ)

По условиям бесперебойности питания потребителей и надежности работы энергосистемы время срабатывания устройства АПВ ($t_{АПВ}$) желательно иметь минимальным. Однако минимально возможное время восстановления схемы действием АПВ ограничивается рядом факторов: временем полного отключения места повреждения от всех источников питания, номинальным напряжением сети, конструкцией привода и выключателя и др.

15.1 Расчет уставок для одиночных линий с односторонним питанием

Для одиночных линий с односторонним питанием время срабатывания устройства однократного АПВ $t_{1АПВ}$ выбирается по двум условиям:

1. По условиям деионизации среды время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения должно определяться по выражению:

$$t_{1АПВ} \geq t_d + t_{зап}, \quad (15.1)$$

где t_d - время деионизации, составляющее 0,1—0,3 с;

$t_{зап}$ - время запаса.

По данным литературы [28] в сетях напряжением до 220 кВ t_d составляет около 0,2 с при токе КЗ до 15 кА и 0,3-0,4 с при токах более 15 кА. Поэтому в расчетах по формуле (15.1) для сетей напряжением 6-35 кВ t_d составляет 0,2 с; время запаса $t_{зап}$ для микропроцессорных

устройств равно 0,3 с (учитывает разброс t_d , в частности за счет атмосферных условий, и погрешность реле времени АПВ).

2. По условию готовности привода выключателя $t_{ГП}$ к повторному включению после отключения.

Таким образом, выдержка времени АПВ на повторное включение по условиям готовности привода:

$$t_{1АПВ} \geq t_{ГП} + t_{зап} , \quad (15.2)$$

где $t_{ГП}$ – время готовности привода, равное 0,3-1.2 с (согласно [26]) для разных типов привода;

$t_{зап}$ - время запаса, учитывающее непостоянство времени готовности привода и погрешность схем АПВ, $t_{зап} = 0,3-0,5с$.

Из расчетных выдержек времени по выражениям (15.1) и (15.2) выбирается большее значение.

Время автоматического возврата АПВ в исходное положение после срабатывания (время готовности) должно обеспечивать однократность действия АПВ. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится релейной защитой, имеющей наибольшую выдержку времени.

Для схем АПВ время возврата в исходное положение $t_{2АПВ}$ должно быть не меньше значения, определенного по выражению:

$$t_{2АПВ} \geq t_{защ} + t_{откл} + t_{зап} , \quad (15.3)$$

где $t_{защ}$ - наибольшая выдержка времени защиты;

$t_{откл}$ - время отключения выключателя.

Для защит с независимой характеристикой выдержки времени $t_{защ}$ определяется по уставке времени защиты. Для защит с зависимыми характеристиками выдержек времени следует учитывать выдержку времени при токе срабатывания $t_{защ,ср}$.

В схемах АПВ, возврат которых в исходное положение производит реле времени, запускаемое в момент отключения выключателя, выдержка времени автоматического возврата определяется выражением:

$$t_{2АПВ} \geq t_{1АПВ} + t_{вкл} + t_{защ} + t_{откл} + t_{зап} , \quad (15.4)$$

где $t_{1АПВ}$ - определяется из (15.1), (15.2);

$t_{вкл}$ - наибольшее время включения выключателя.

Выдержки времени первого цикла АПВ двукратного действия определяются по (1-125), (1-126), как и для АПВ однократного действия.

Второй цикл должен происходить согласно [26] спустя не менее чем через 20 с и после вторичного отключения выключателя. Такая большая выдержка времени АПВ во втором цикле диктуется необходимостью подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение.

14.2 Расчет уставок АПВ для линий с двусторонним питанием, параллельных линий и шин

Рассмотренные условия расчета времени срабатывания устройств АПВ и их возврата в исходное положение справедливы как для одиночных линий с односторонним питанием, так и для линий, входящих в состав сетей более сложной конфигурации (кольцевые сети, линии с двусторонним питанием, параллельные линии). В последнем случае необходимо, однако, соблюдать дополнительные условия.

Дополнительные условия выбора выдержек времени устройств АПВ для линий с двусторонним питанием параллельных линий и шин определяются наличием напряжения на обоих концах линии. Поэтому $t_{АПВ}$ должно определяться с учетом времени отключения КЗ релейной защитой с противоположного конца линии. При расчете выдержек времени АПВ принимаются времена срабатывания не основной быстродействующей защиты, а резервных защит линий, т.е. рассматриваются наихудшие условия работы АПВ (основная быстродействующая защита выведена из работы или имеет место отказ). В качестве расчетного принимается условие срабатывания со стороны, где установлено устройство АПВ первой ступени токовой защиты (отсечки) или первой зоны дистанционной защиты с временами срабатывания 0,1-0,15 с. С противоположного конца линия отключается, как правило, с выдержкой времени второй или третьей ступени. Если коэффициент чувствительности второй зоны дистанционной защиты не менее 1,2, а второй зоны токовой защиты не менее 1,5, то в расчет идут времена срабатывания вторых ступеней (зон). Если же защиты имеют меньшие коэффициенты чувствительности, то учитывают выдержку времени третьих ступеней (зон) резервных защит линии.

Таким образом, при выборе выдержки времени АПВ линий с двусторонним питанием кроме условий (15.1), (15.2) учитывается третье условие:

$$t_{1АПВ} \geq t_{С.3.2} + t_{откл2} - (t_{С.3.1} + t_{откл1} + t_{вкл1}) + t_d + t_{зан}, \quad (15.5)$$

где $t_{С.3.1}$, $t_{откл1}$, $t_{вкл1}$ - наименьшие выдержки времени первой ступени (зоны) защиты, времена отключения и включения выключателя на том конце линии, на котором выбирается выдержка времени АПВ;

$t_{С.3.2}$, $t_{откл2}$ - выдержка времени второй (третьей) ступени (зоны) защиты и время отключения выключателя с противоположной стороны линии;

t_d - время деионизации (0,1-0,3 с);

$t_{зан}$ - равно 0,3-0,5 с.

Если принять для упрощения $t_{откл1} = t_{откл2}$ и $t_{С.3.1} = 0$, то (15.5) упростится:

$$t_{1АПВ} \geq t_{С.3.2} - t_{вкл1} + t_d + t_{зан}, \quad (15.6)$$

По результатам расчета по (15.1), (15.2), (15.5) или (15.6) принимается наибольшее из трех полученных значений.

В случаях, когда АПВ оснащено устройством контроля наличия напряжения на линии, выражения (15.5) и (15.6) упрощаются за счет того, что составляющий и учитывать не требуется. Уставки по времени для АПВ с контролем наличия напряжения на линии при этом принимают следующий вид:

$$t_{1АПВ} \geq t_{С.3.2} + t_{откл2} - (t_{С.3.1} + t_{откл1}) + t_{зан} \quad (15.7)$$

$$t_{1АПВ} \geq t_{С.3.2} + t_{зан} \quad (15.8)$$

Для устройств АПВ с контролем синхронизма кроме выбора времени срабатывания АПВ производится расчет уставки реле контроля синхронизма.

При наличии достаточно сильных по отношению к отключившейся линии обходных связей нарушения синхронизма не происходит, но увеличивается действительный угол φ_d между напряжениями по концам отключившейся линии. В этих условиях угол срабатывания реле контроля синхронизма $\varphi_{с.р.}$, т.е. угол, при котором блокируется действие на включение выключателя, равен

$$\varphi_{с.р.} = k_n \cdot \varphi_d, \quad (15.9)$$

где k_n - коэффициент надежности, равный 1,2-1,3.

При отсутствии обходной связи, разделившиеся после отключения линии, части энергосистемы работают не синхронно. В этих условиях АПВ при больших углах между напряжениями должно блокироваться на контакте реле KSS во избежание замыкания транзита с большим толчком тока или даже возникновения асинхронного хода. Для того чтобы замыкание транзита происходило при угле, меньшем максимально допустимого по расчету значения φ_{\max} , угол срабатывания реле KSS выбирается по формуле

$$\varphi_{с.р.} \leq \varphi_{\max} \cdot \frac{t_{1.АПВ}}{k_n \cdot (1 + k_b) \cdot t_{вкл} + t_{1.АПВ}}, \quad (15.10)$$

где φ_{\max} - максимально допустимый угол между напряжениями по концам линии (между напряжениями шин и линии) рекомендуется принимать не более 60-70°;

$t_{1.АПВ}$ - время срабатывания АПВ;

$t_{вкл}$ - время включения выключателя;

k_b - коэффициент возврата реле;

k_n - коэффициент надежности, равный 1,1.

Расчет уставок устройства АПВ шин выполняется с учетом следующих особенностей. Время срабатывания устройства АПВ выключателя, включаемого вторым $t_{АПВII}$, должно быть больше времени срабатывания устройства АПВ выключателя, включаемого первым $t_{АПВI}$, на время включения выключателя второго присоединения с учетом разбросов выдержек времени каждого из устройств АПВ $\Delta t_{АПВII}$, $\Delta t_{АПВI}$ разбросов времени возврата в исходное положение контактора включения выключателя.

$$t_{АПВII} \geq t_{АПВI} + t_{в.в} + t_{АПВI} + t_{АПВII} + t_{зап}, \quad (15.11)$$

где $t_{в.в}$ - время включения выключателя;

$\Delta t_{АПВII}$, $\Delta t_{АПВI}$ - разбросы выдержек реле времени устройств АПВ первого и второго присоединений;

$t_{зап}$ - время запаса, учитывающее разбросы времени включения выключателя, времени возврата в исходное положение контактора включения, равное 0,5- 0,8 с.

Кроме того, если в схеме АПВ шин предусмотрена блокировка АПВ при повторном действии защиты шин, необходимо согласовать времена срабатывания на включение первого и последующего присоединений по условию

$$t_{АПВII} \geq t_{АПВI} + t_{в.в} + t_{з.ш.} + t_{зап}, \quad (15.12)$$

где $t_{з.ш.}$ - время срабатывания защиты шин;

$t_{зап}$ - время запаса, равное 0,5-0,8 с.

Выбор уставок реле в схеме возврата

В схемах возврата к нормальной первичной схеме при появлении (после перерыва) напряжения на основном источнике питания уставки должны быть заданы на реле времени возврата.

После автоматического отключения питающей линии, как правило, производится ее опробование даже в том случае, если АПВ было неуспешным.

Выбор уставок начинают с определения выдержки времени отключения секционного выключателя. Выдержку времени на нем следует принимать максимально возможной по реле.

Затем определяется уставка на включение выключателя ввода:

$$t_{ВВ} \geq t_{СВ} - (t_{защ.} + t_{откл.В} + t_{вкл.В} + \Delta t_{защ} + \Delta t_{ВВ} + \Delta t_{СВ} + t_{зап}), \quad (15.13)$$

где $t_{защ}$ - уставка защиты, которая действует при повреждении на шинах низшего напряжения силового трансформатора;

$t_{вкл.В}$ - время включения того выключателя трансформатора, который включается схемой возврата;

$t_{откл.В}$ - время отключения того выключателя, который отключается защитой при возникшем во время возврата повреждении;

$\Delta t_{защ}$, $\Delta t_{ВВ}$, $\Delta t_{СВ}$ - наибольшие отклонения от уставок на реле времени защиты и схемы возврата;

$t_{зап}$ - время запаса.

Если трансформатор имеет выключатель на стороне высшего напряжения, то в качестве $t_{зап}$ можно принимать время действия максимальной защиты трансформатора на выключатель высшего напряжения.

16 Автоматический ввод резерва (АВР)

Автоматический ввод резерва осуществляется совместной работой устройств ЭКРА 217 0603 защиты вводных и ЭКРА 217 0402 секционного выключателя (см. рисунок 10). При исчезновении питания на шинах одной из секции питания на обеспеченную секцию при АВР осуществляется через секционный выключатель.

При потере питания в энергосистеме происходит отключение выключателя на высшей стороне трансформатора (действует ЗМН вводного выключателя) и при отключении выключателе НН и ВН от защит трансформатора. Кроме того, возможен ввод резерва при самопроизвольном отключении выключателя.

Выдержка времени срабатывания АВР может быть принята минимальной (т.к отстройка по времени при снижении напряжения вследствие КЗ реализовано в ЗМН), а именно от 0,5 – 2 с. [31]

Для того, чтобы рассматриваемая защита не успела сработать до подачи напряжения в результате успешного действия вышестоящего устройства АВР, запущенного своей защитой минимального напряжения, достаточно ко времени действия вышестоящей защиты минимального напряжения прибавить время на работу выключателей и других аппаратов, участвующих в АВР, учесть возможный разброс времени срабатывания реле времени и дать некоторый запас. Тогда для АВР в схемах с выключателями [19]

$$t_1 \geq t_{\text{защ.2}} + t_{\text{откл.В1}} + t_{\text{вкл.В2}} + \Delta t_1 + \Delta t_2 + t_{\text{срРН}} + t_{\text{зан}}, \quad (16.1)$$

где t_1 - уставка рассматриваемой защиты;

$t_{\text{защ.2}}$ - уставка вышестоящей защиты, с которой производится согласование;

$t_{\text{откл.В1}}$ - время отключения выключателя основного питания на вышестоящей подстанции;

$t_{\text{откл.В2}}$ - время включения выключателя резервного питания на вышестоящей подстанции;

$\Delta t_1, \Delta t_2$ - максимальное отклонение времени срабатывания реле времени от уставки на вышестоящей и рассматриваемой подстанциях соответственно;

$t_{\text{срРН}}$ - время срабатывания реле, контролирующего наличие напряжения на рассматриваемой подстанции;

$t_{\text{зан}}$ - время запаса.

Приведенная формула составлена для простейшей схемы АВР, в которой участвуют только выключатели основного и резервного питания.

При согласовании в данном случае исходят из того, что обе защиты минимального напряжения запускаются одновременно.

Или приблизительно можно принять [20]:

$$t_1 \geq t_{\text{защ.2}} + (1.75 - 3). \quad (16.2)$$

При согласовании выдержки времени защиты минимального напряжения с временем действия АПВ, установленного на линии высшего напряжения, необходимо обеспечить, чтобы рассматриваемая защита не успела сработать до подачи напряжения в результате успешного АПВ.

Следовательно, время защиты обязательно должно быть больше времени успешного АПВ. Очевидно, что защита минимального напряжения, может запуститься не тогда, когда поврежденная линия отключится своей защитой, а в момент возникновения повреждения. Следовательно, нужно учесть время работы защиты на линии основного питания. Кроме того, необходимо учесть время действия выключателя, на котором происходит АПВ, отклонение времени срабатывания от уставки у реле времени, входящих в схему, и время запаса.

Тогда

$$t_1 \geq t_{\text{защ.}} + t_{\text{АПВ}} + t_{\text{откл.В}} + t_{\text{вкл.В}} + \Delta t_{\text{защ}} + \Delta t_{\text{АПВ}} + t_{\text{зан}}, \quad (16.3)$$

где t_1 - время срабатывания защиты минимального напряжения;

$t_{\text{защ}}$ - расчетное время действия защиты питающей линии;

$t_{\text{АПВ}}$ - уставка АПВ на питающей линии;

$t_{\text{откл.В}}, t_{\text{вкл.В}}$ - время отключения и включения выключателя питающей линии;

$\Delta t_{\text{защ}}$, $\Delta t_{\text{АПВ}}$ - наибольшие возможные отклонения от уставки защиты питающей линии, АПВ питающей линии и рассматриваемой защиты минимального напряжения соответственно;
 $t_{\text{зап}}$ - время запаса.

Порядок величин, входящих в формулу согласования, такой же, как и при согласовании с АВР. Время защиты минимального напряжения АВР должно быть [20] на 2,5 - 3,5 сек больше, чем сумма времени защиты и АПВ питающей линии.

За время цикла АВР синхронные двигатели, подключённые к секции, потерявшей питание, выпадают из синхронизма по отношению к резервирующему источнику. Работа АВР может быть разрешена в двух случаях: или после отклонения синхронной нагрузки, или после снятия с нее возбуждения и перевода в пусковой режим.

17 Восстановление нормального режима (ВНР) [30]

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

С целью автоматического восстановления схемы нормального режима после срабатывания АВР устройство может производить обратное переключение, то есть, отключить резервный (секционный) выключатель и включить основной (свой вводной).

Предусмотрено два вида работы ВНР – с перерывом питания потребителей, то есть, когда сначала отключается секционный выключатель и после проверки состояния его входа РПВ включается свой выключатель ввода, или без перерыва с одновременной параллельной работой двух вводов через включенный секционный выключатель.

Для выполнения ВНР необходима информация со стороны трансформатора. Информация о появлении или наличии питания с высшей стороны может поступать от ТН или ТСН, установленного до выключателя ввода. Информация поступает на дискретный вход терминала ЭКРА 217 0603.

Время готовности ВНР определяет выдержку времени с момента появления питания на высшей стороне (до вводного выключателя) до включения ввода или отключения секционного выключателя. Для исключения лишних коммутаций выдержку времени готовности необходимо брать по возможности большей, уставкой является:
 $T_{\text{гот, ВНР}} = 30...60\text{с}$.

Время срабатывания ВНР 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.

При большой двигательной нагрузке время срабатывания ВНР должно корректироваться с учетом времени выбега наиболее мощных электродвигателей.

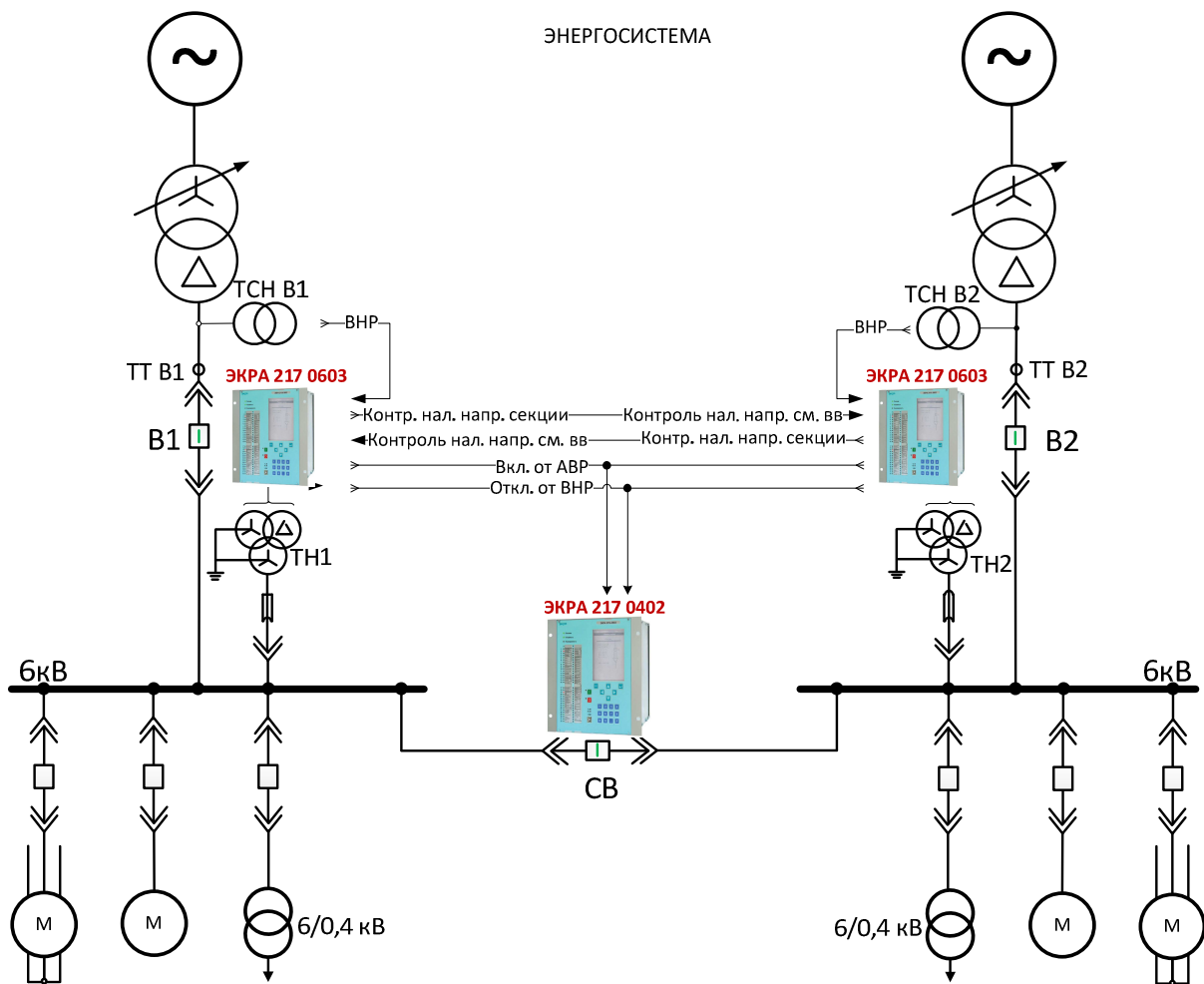


Рисунок 11 – Пример схемы подключения терминалов серии ЭКРА 217 для организации схемы АВР и ВНР

18 Автоматика частотной разгрузки (АЧР)

Данный расчет уставок по частоте приведен для терминала ЭКРА 217 1501. В данном устройстве реализовано две очереди АЧР: АЧР-1 и АЧР-2, а также ЧАПВ. Имеется три режима работы выходных реле АЧР – импульсный, когда реле срабатывает на запрограммированную длительность импульса «Режим_АЧР», следящий, когда реле удерживается до отпускания пускового органа ступени АЧР, и непрерывный, при котором реле АЧР удерживается в сработавшем состоянии до повышения частоты до значения срабатывания ЧАПВ.

АЧР1

уставки по частоте (с возвратом +0,1 Гц)/по времени: 49,2 Гц/0,3 с;

Мощность подключенной к САЧР нагрузки должна составлять 3-4 % от потребления.

- основной объем: 48,8-46,5 Гц /0,3 с, с интервалами по частоте: 0,1 - 0,2 Гц.

Общая мощность подключенной к АЧР1 нагрузки должна составлять не менее 50 % от потребления.

АЧР2

Уставка по частоте: 49,0 Гц (возврат +0,1 Гц).

Уставки по времени в диапазоне: 5 - 40 секунд, с интервалами не более 5 секунд;

- мощность подключенной нагрузки должна составлять не менее 10 % от потребления.

б) совмещенная:

- уставки по частоте и диапазон выдержек времени: 49,0 Гц, возврат + 0,1 Гц, выдержки времени 5 - 20 с;

48,9 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,2 Гц)*, выдержки времени 20 - 35 с;

48,8 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,3 Гц)*, выдержки времени 35 - 50 с;

48,7 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,4 Гц)*, выдержки времени 50 - 70 с.

* - для реле на современной элементной базе (микропроцессорные, микроэлектронные).

- интервалы между очередями - не более 5 секунд;

- очереди АЧР1 с более низкими уставками по частоте совмещаются с очередями АЧР2 с большими уставками по времени;

- общая мощность совмещения с АЧР1 - не менее 60 % суммарной мощности нагрузки подключенной к АЧР1 с последующим наращиванием совмещения до 100 %;

- при неполном совмещении АЧР1 и АЧР2 весь объем мощности, подключенный к устройствам АЧР1 с уставками ниже 47,5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР2;

- распределение нагрузки между ступенями по частоте - в соотношении 1:3:3:3.

Суммарная мощность подключенной к АЧР нагрузки должна быть не менее 60 % от потребления.

В избыточных энергосистемах (энергосистемах, которые на протяжении не менее 90 % времени в году являются избыточными по мощности, при этом избыток имеет величину не менее 5 % от максимального потребления энергосистемы) допускается неприменение спецочереди АЧР, а также снижение начальной уставки по частоте АЧР1 и уставок по частоте несовмещенной и совмещенной АЧР2 на 0,1 Гц.

Мощность нагрузки, подключенной к совмещенной АЧР2, не учитывается в суммарной мощности АЧР, поскольку ее действие осуществляется вторым (резервным) пуском на отключение нагрузки, подключенной к АЧР1.

19 Частотное АПВ

а) уставки по частоте в диапазоне 49,4 - 49,9 Гц (возврат – минус 0,1 Гц);

б) на уставках ЧАПВ 49,4 - 49,6 Гц выполняется включение нагрузки нижних по частоте очередей АЧР (47,0 - 46,5 Гц). Остальная нагрузка АЧР равномерно распределяется на частотах ЧАПВ не ниже 49,7 Гц.

в) уставки по времени ЧАПВ не менее 10 секунд, с интервалами 5 секунд (по условию недопущения срабатывания последующей очереди ЧАПВ при снижении частоты ниже уставки возврата реле).

ЧАПВ с минимальным временем выполняет включение энергопринимающих установок потребителей, подключенных к нижним очередям АЧР и с максимальным

временем - энергопринимающих установок потребителей, подключенных к верхним очередям АЧР.

г) к ЧАПВ по частоте и по времени допускается подключение не более 2 - 2,5 % от всего объема нагрузки, подключенной к АЧР.

Примечания:

- приведенная типовая структура настройки АЧР - ЧАПВ устанавливает верхнюю и нижнюю границы уставок, в пределах которых осуществляется настройка АЧР исходя из условий ликвидации как местных, так и общесистемных дефицитов мощности;

- для предотвращения ложной работы устройств АЧР1 в случаях синхронных качаний и т. п. достаточна выдержка времени 0,3 секунды.

20 Определение места повреждения (ОМП)

20.1 Пусковым условием для начала расчета места определения повреждения служит срабатывание хотя бы одной из основных защит (МТЗ, направленная МТЗ, и т.д). Все пусковые условия работают по «ИЛИ», то есть срабатывание хотя бы одного из них является пуском процесса записи осциллограммы и началом процесса определения места повреждения

20.2 Функция ОМП считывает из осциллограммы мгновенные значения трех фаз тока и трех фаз напряжения защищаемой линии за определенный период времени и вычисляет усредненное значение векторов тока и напряжения. По вычисленным значениям векторов рассчитывается величина прямой, обратной и нулевой последовательностей фаз.

20.2.1 Идентификация трехфазного КЗ

Идентификация трехфазного КЗ осуществляется в соответствии с соотношением 20.1:

$$I_1 > K_1 \cdot I_2 \quad (20.1)$$

где I_1 и I_2 – модули векторов тока соответственно прямой и обратной последовательностей;

K_1 – коэффициент отстройки от небаланса обратной последовательности.

Коэффициент $K_1 = 4$ принят эмпирически.

20.2.2 Идентификация междуфазного КЗ

Идентификация междуфазного КЗ производится согласно соотношению 19.2:

$$I_2 > K_2 \cdot I_0 \quad (20.2)$$

где I_2 и I_0 – модули векторов тока соответственно обратной и нулевой последовательностей;

K_2 – коэффициент отстройки от небаланса нулевой последовательности.

Коэффициент $K_2 = 6$ принят эмпирически.

20.2.3 Идентификация замыкания на землю

Если не выполняется ни одно из вышеперечисленных условий, то данное замыкание является однофазным на землю. При таком виде замыкания в сетях с изолированной нейтралью определение места повреждения затруднено и в данной функции не реализовано.

20.2.4 Определение расстояния до места замыкания

Алгоритм определения расстояния до повреждения основан на дистанционном принципе замера реактивного сопротивления до места аварии.

Расчет ОМП для однофазного замыкания не производится.

Для всех остальных видов КЗ расчет расстояния до повреждения производится по формуле 20.3:

$$L_{рас} = \frac{\operatorname{Im} \left(\frac{\dot{U}_{мфMIN}}{\dot{I}_{мфMAX}} \right)}{X_1^0} \quad (20.3)$$

где, $L_{рас}$ – расстояние до места повреждения;

$\dot{U}_{мфMIN}$ – междуфазное напряжение поврежденных фаз (минимальное из линейных напряжений);

$\dot{I}_{мфMAX}$ – междуфазный ток поврежденных фаз (максимальный междуфазный ток);

X_1^0 – удельное реактивное сопротивление прямой последовательности.

Выбор направления места повреждения основан на определении угла между напряжением поврежденной фазы (фаз) и током в поврежденной фазе (фазах). Если угол находится в диапазоне от 270° до 90° , то знак расстояния до места повреждения положительный; если в диапазоне от 90° до 270° то отрицательный (см. рисунок 11).

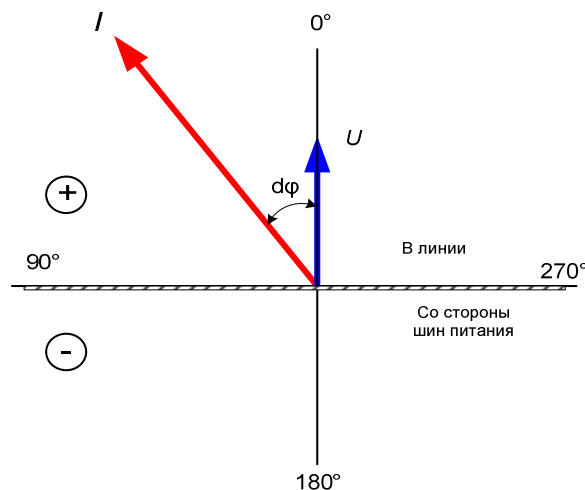


Рисунок 12 – Определение направления места повреждения.

21 Примеры расчета уставок устройств релейной защиты и автоматики типа ЭКРА 217 0301, ЭКРА 217 0401, ЭКРА 217 0602

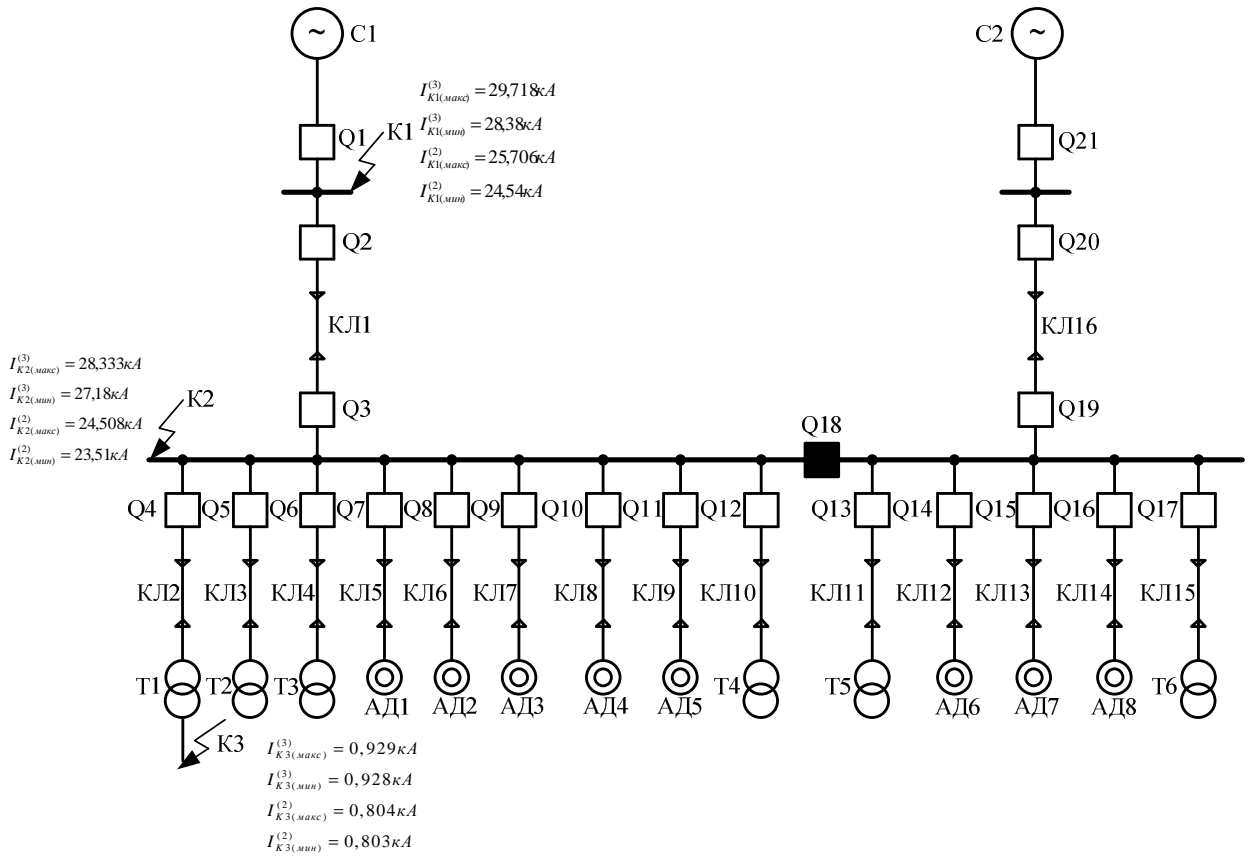


Рисунок 13 – Расчетная схема

Таблица 2

Данные системы:					
	$X_{\text{макс}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{макс}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{мин}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{мин}}, \text{ Ом}$	
C1	0,194	0,014	0,203	0,017	
C2	0,194	0,014	0,203	0,017	
Кабельные линии:					
	$S, \text{ мм}^2$	$l, \text{ км}$	$X_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	$R_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	n
КЛ1	185	0,394	0,073	0,167	2
КЛ2	150	0,150	0,078	0,326	1
КЛ3	150	0,147	0,078	0,326	1
КЛ4	150	0,044	0,078	0,326	1
КЛ5	150	0,050	0,078	0,326	1
КЛ6	150	0,048	0,078	0,326	1
КЛ7	150	0,046	0,078	0,326	1
КЛ8	150	0,044	0,078	0,326	1
КЛ9	150	0,043	0,078	0,326	1
КЛ10	150	0,05	0,078	0,326	1
КЛ11	150	0,5	0,078	0,326	1

КЛ12	150	0,046	0,078	0,326	1
КЛ13	150	0,043	0,078	0,326	1
КЛ14	150	0,041	0,078	0,326	1
КЛ15	150	0,041	0,078	0,326	1
КЛ16	185	0,382	0,073	0,167	2
Трансформаторы:					
	S, кВА	P _к , кВт	u _к , %		
T1, T2, T4, T5	1000	2,6	6		
T3, T6	750	2,6	6		
Электродвигатели:					
	P, кВт	K _п	η	K _з	cosφ
АД1- АД8	190	5	0,915	0,7	0,87

Вычисление значений токов при двухфазных КЗ принимаются примерно на 15% меньшими, чем ток трёхфазного КЗ. Минимальные значения токов при двухфазном КЗ используются для проверки чувствительности МТЗ на трансформаторах со схемой соединения обмоток Y/Y, а также всех защитных устройств от междуфазных КЗ на элементах 0,4кВ.

Выбор уставок защит кабельной линии (КЛ2)

МТЗ-1 (Токовая отсечка от между фазных КЗ)

По условиям селективности токовая отсечка не должна срабатывать при КЗ в конце КЛ2. Уставка срабатывания реле выбирается больше значения тока трехфазного КЗ в конце КЛ2 за трансформатором (точка К1)

$$I_{c.o} = I_{K3}^{(3)} \cdot k_{отс} = 929 \cdot 1,1 = 1021,9 A$$

Чувствительность ТО проверяется по коэффициенту чувствительности защиты на вводе КЛ2 точка К1:

$$k_{ч} = I_{K3}^{(2)} / I_{c.o} = 804 / 1021,9 = 0,79 < 1.2$$

Для обеспечения надежного питания КЛ2 токовой отсечки от междуфазных КЗ недостаточно, для этого устанавливаем вторую ступень МТЗ.

С целью отстройки от пусковых токов при двигательной нагрузке для первой ступени предусмотрен режим работы с автоматическим загрузлением уставки МТЗ-1 вводимого в момент включения выключателя на время соответствующей уставки ввода ускорения.

Контроль направленности МТЗ вводится для обеспечения селективности.

МТЗ-2

Ток срабатывания защиты КЛ2:

а) первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки и самозапуска двигательной нагрузки

$$I_{C.3} \geq \frac{k_{OTC} \cdot k_{3АП}}{k_B} I_{РАБ.МАКС} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 714,3 = 992,5 A$$

б) по условию согласования с защитой секционного выключателя

$$I_{C.3} = k_{OTC} \cdot (I_{C.3.CB} + I_{НОМ.СЕКЦ}) = 1,1 \cdot (586,35 + 266,6) = 938,2 A$$

в) проверка чувствительности

в основной зоне (на шинах 10 кВ)

$$k_{\text{ч}} = I_{K3}^{(2)} / I_{C.3} = 23510 / 992,5 = 23,7$$

в резервной зоне (в конце кабельной линии)

$$k_{\text{ч}} = I_{K3}^{(2)} / I_{C.3} = 23510 / 938,2 = 25,1$$

По принципу временной селективности срабатывание последующей защиты увеличивается на ступень селективности по отношению к предыдущей защите:

$$t_{CP} = t_{C.3.ПРЕД} + \Delta t$$

где $t_{C.3.ПРЕД}$ - время срабатывания предыдущей защиты, которая установлена на стороне 6 кВ.

Δt - ступень селективности по времени $\Delta t = 0,3 \dots 0,5$ с, при низкой стабильности временных характеристик смежных защит ступень селективности должна быть увеличена.

МТЗ-3 (защита от перегрузки)

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузки выбирается по выражению:

$$I_{C.3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 158 = 182,9 A,$$

где $I_{НОМ}$ - значение номинального тока трансформатора в сети 10,5 кВ;

$k_{OTC} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата защиты.

Время защиты от перегрузки должно превышать время работы основных защит трансформатора. Как правило, 9 с.

Реле направления мощности МТЗ

Применение реле направления мощности (РНМ) МТЗ повышает чувствительность защиты при КЗ в защищаемой зоне.

При работе от блокирующего РНМ (логическая накладка «Действие направленности МТЗ при неисправности ТН» в положении 0 – запрет работы) угол максимальной чувствительности выбирается из ряда $-90^\circ \dots -165^\circ$, для разрешающего РНМ (логическая накладка «Действие направленности МТЗ при неисправности ТН» в положении 1 – автоматическое переключение на ненаправленность МТЗ) угол максимальной чувствительности – $15^\circ \dots 90^\circ$. За положительное направление обычно принимают вращение против часовой стрелки.

Пуск по напряжению

Пуск по напряжению отстраивается от рабочего минимального напряжения для исключения ложного срабатывания.

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{с.з.} = \frac{U_{P.MIN}}{(k_{отс} \cdot k_B)} = \frac{6300}{1,1 \cdot 1,05} = 5454B$$

где $U_{P.MIN}$ - минимальное рабочее напряжение, которое зависит от типа нагрузки. Двигательная нагрузка очень чувствительна к снижениям напряжения и не допускает снижение более 5% от номинального напряжения $U_{P.MIN} = 0,95 U_{НОМ}$.

$k_B = 1,05$ - коэффициент возврата.

Напряжение обратной последовательности в этом случае равен:

$$U_2 = \frac{(U_A + U_B \angle -120^\circ + U_C \angle 120^\circ)}{3} = 6,01$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_q = \frac{U_{с.з.}}{U_{K.MAX}} = \frac{5454}{210} = 25,9$$

где $U_{K.MAX}$ - максимальное значение остаточного напряжения в месте установки защиты при КЗ в зоне защищаемого или резервируемого участка.

Защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ)

Собственный емкостной ток линии (на примере КЛ5 к АД1) по формуле:

Для известного (150 мм^2) сечения кабеля КЛ2 по табл. 2.1 определим значение $I_{C0} = 1,3 \text{ А/км}$.

$$I_{с.л.} = n \cdot I_{C0л} \cdot l_l = 1 \cdot 1,18 \cdot 0,15 = 0,177A$$

Ток срабатывания ненаправленной ЗОЗЗ:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{оп} \cdot I_{с.л.} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,177 = 0,425A$$

Время срабатывания ЗОЗЗ принимается равным 0,2 с.

Для данной схемы работа ЗОЗЗ по току 3I0, т.к логическая накладка «Работа по 3I0» в положение 1 – предусмотрено, а логическая накладка «Работа по 3U0» в положение 0 – работа не предусмотрена. Расчет уставок ЗОЗЗ произвели только по току.

Исходные данные

$$U_{НОМ} = 10,5кВ$$

$$t_{МТЗВ.} = 0,3сек$$

ЗМН

Напряжение срабатывания ЗМН-1 примем

$$U_{C.3.1} = 0,7 \cdot U_{НОМ} = 0,7 \cdot \frac{10500}{\sqrt{3}} \approx 4323,5 В$$

Выдержка времени первой ступени отстраивается от времени действия защит отходящих линий (двигателей) и обычно равна по времени защите питающего ввода:

$$t_1 = t_{МТЗ/В.} = 0,5 сек$$

Напряжение срабатывания ЗМН-2:

$$U_{C.3.2} = 0,5 \cdot U_{НОМ} = 0,5 \cdot \frac{10500}{\sqrt{3}} \approx 3088,2 В$$

где $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение;

$U_{C.3.2}$ - напряжение срабатывания второй ступени ЗМН (ЗМН-2);

Выдержка времени второй ступени:

$$t_2 = 9 сек .$$

ЗНР

Рекомендуемая уставка коэффициента несимметрии (Коеф.несим.) 10% (соответствует допустимой по ГОСТ несимметрии питающей сети).

Уставка по времени срабатывания (тср. ЗНР) должна быть отстроена от максимального времени срабатывания защит при близких двухфазных КЗ в сети:

$$t_{ЗНР} = t_{ОТКЛ.КЗ} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1с ,$$

где $t_{ОТКЛ.КЗ}$ - максимальное время отключения двухфазного КЗ, при котором одно из линейных напряжений на линии равно нулю;

Δt - степень селективности (0,4-0,5 с).

ЗДЗ

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) имеется в терминалах защиты линии ЭКРА 217 030Х, секционного выключателя ЭКРА 217 040Х, электродвигателей ЭКРА 217 050Х и ввода ЭКРА 217 060Х.

ЗДЗ может использовать сигнал «Пуск МТЗ» для увеличения надежности и отстройки от ложных срабатываний.

ЗДЗ помимо сигналов срабатывания и сигнализации формирует сигнал о неисправности дуговой защиты при наличии сигнала от датчиков дуговой защиты и отсутствии сигналов пуска МТЗ по току.

ЗПН

При действии защиты на отключение 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:

$$U_{C.3} = (1,1 \div 1,2) U_{НОМ} = 115 В .$$

Для исключения ложной работы время срабатывания принимается на ступень больше времени срабатывания устройства автоматической регулировки привода и времени переключения привода РПН: $t_{с.з.} = t_{АРТ} + t_{привода} + \Delta t = 0,2 + 0,2 + 0,3 = 0,7 с$.

БНН

Уставка по напряжению срабатывания БНН для схемы соединения «треугольник» рассчитывается по формуле (см. Приложение А):

$$\vec{U}_{БНН} = 2\vec{U}_A + \vec{U}_B + \vec{U}_C - \frac{\vec{U}_{НИ}}{\sqrt{3}} - \frac{\vec{U}_{НК}}{\sqrt{3}} = 341,18В$$

$K_{ВОЗ}$ – коэффициент возврата измерительного органа. Значение уставки по умолчанию – 0,95.

Контроль наличия напряжения на вводе

$$U_{СР.КНН} = 80В \text{ (во вторичных)}$$

Контроль отсутствия напряжения на вводе

$$U_{СР.КОН} = 50В \text{ (во вторичных)}$$

Выбор уставок функции автоматике

УРОВ

Выдержка времени в терминалах ЭКРА 217 регулируется в секундах в диапазоне от 0,01 до 10 с. Рекомендуемое значение выдержки времени - минимальное, равное 0,05с.

$$t_{сз} = t_{откл.в} + t_{возв.уров} + t_{зап} = 0,05 + 0,01 + 0,1 = 0,16.$$

Время срабатывания неисправности цепей напряжения в терминале защиты обозначается «Неиспр_внеш_УРОВ» и регулируется в диапазоне от 0,05 до 120 с. Рекомендуемое значение равно 10с.

Ток пуска УРОВ выбирают из диапазона: $I_{с.з} = (0,05 \div 0,40) \cdot I_{НОМ}, А$.

Коэффициент возврата принимает значение 0,95.

АПВ

Время деионизации $t_{д.} = 0,3сек$.

Время действия защиты питающей линии $t_{защ.} = 0,5сек$.

Время отключения выключателя питающей линии $t_{откл.В} = 0,07сек$.

Время включения выключателя питающей линии $t_{вкл.В} = 0,1сек$.

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

Определим время готовности АПВ1: $t_{гот.АПВ1} \geq 0,3 + 0,07 + 0,3 = 0,67сек$

Определим время готовности АПВ2: $t_{гот.АПВ2} \geq 15...100сек$, для исключения многократной работы АПВ.

ОМП

Для КЛ2 $X_{уд} = 0,078$ Ом/км, $R_{уд} = 0,326$ Ом/км

Коэффициент $K_1 = 4$ принят эмпирически.

Коэффициент $K_2 = 6$ принят эмпирически.

22 Примеры расчета уставок устройств релейной защиты и автоматики типа ЭКРА 217 1501

№ Ячейки Наименование ячейки	11	9	7	5	3	1	2	4	6	8	10	12
	СД	Тр-р.	3 х АД	АД	Ввод 1 секции	СВ	СР	Ввод 2 секции	АД	3 х АД	Тр-р.	СД
Номинальные пар. оборудования	P=4000 кВт I _{ном} =431 А I _п =6,3 х I _{ном} η=97,3% cos φ=0,89	Кт=6,3/0,4 S _{ном} =1000 кВА U _{кз} =7,6% η=94,5% cos φ=0,91	P=250 кВт I _{ном} =294 А I _п =5,8 х I _{ном} η=94,5% cos φ=0,91	P=630 кВт I _{ном} =71 А I _п =5,8 х I _{ном} η=95,7% cos φ=0,89	I _{ном} =1500 А X _c =0,345 Ом cos φ=0,89	I _{ном} =1000 А X _c =0,345 Ом cos φ=0,89	I _{ном} =1000 А	I _{ном} =1500 А X _c =0,345 Ом cos φ=0,89	P=630 кВт I _{ном} =71 А I _п =5,8 х I _{ном} η=95,7% cos φ=0,89	P=250 кВт I _{ном} =294 А I _п =5,8 х I _{ном} η=94,5% cos φ=0,91	Кт=6,3/0,4 S _{ном} =1000 кВА U _{кз} =7,6% η=97,3% cos φ=0,89	P=4000 кВт I _{ном} =431 А I _п =6,3 х I _{ном} η=97,3% cos φ=0,89
Длина КЛ, км	0,25	0,51	0,17	0,3					0,3	0,17	0,51	0,25
Тип, сечение кабеля	ПВВнгз (А)-LS 3 х 240 R=0,0754 Ом·км Xl=0,094 Ом·км C=0,59 мкФ·км	ПВВнгз (А)-LS 3 х 95 R=0,193 Ом·км Xl=0,112 Ом·км C=0,41 мкФ·км	ПВВнгз (А)-LS 3 х 95 R=0,193 Ом·км Xl=0,112 Ом·км C=0,41 мкФ·км	ПВВнгз (А)-LS 3 х 95 R=0,193 Ом·км Xl=0,112 Ом·км C=0,41 мкФ·км					ПВВнгз (А)-LS 3 х 95 R=0,193 Ом·км Xl=0,112 Ом·км C=0,41 мкФ·км	ПВВнгз (А)-LS 3 х 95 R=0,193 Ом·км Xl=0,112 Ом·км C=0,41 мкФ·км	ПВВнгз (А)-LS 3 х 95 R=0,193 Ом·км Xl=0,112 Ом·км C=0,41 мкФ·км	ПВВнгз (А)-LS 3 х 240 R=0,0754 Ом·км Xl=0,094 Ом·км C=0,59 мкФ·км

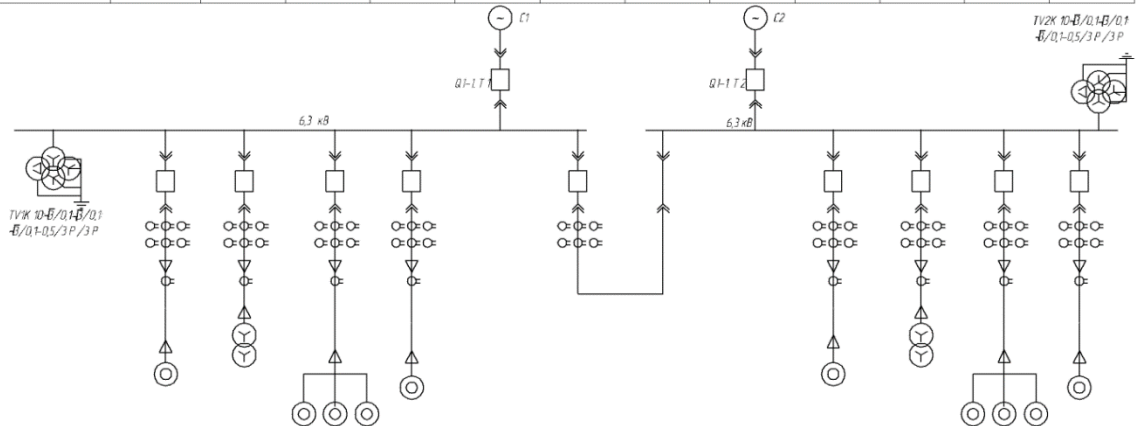


Рисунок 14 – Расчетная схема

Исходные данные

$$U_{\text{НОМ.}} = 6300 \text{ В}$$

$$t_{\text{МТЗВ.}} = 0,3 \text{ сек}$$

3033

Определим напряжение небаланса ФННП

$$U_{0 \text{ НБ макс ФННП}} = \frac{U_{\text{ф ном}} \cdot f_U}{2} = \frac{6300 \cdot 0,03}{2 \cdot \sqrt{3}} \approx 54,6 \text{ В}$$

По рисунку 13 видно, что сеть работает с изолированной нейтралью. Для сети с изолированной нейтралью напряжение смещения нейтрали практически равно нулю:

$$U_{\text{N макс}} \approx 0$$

Расчетное напряжение небаланса определим

$$U_{0 \text{ НБ макс}} = |U_{0 \text{ НБ макс ФННП}}| + |U_{\text{N макс}}| = 54,6 + 0 = 54,6 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определим

$$U_{\text{ОС.З.}} \leq k_{\text{отс}} \cdot U_{0 \text{ НБ макс}} = 1,2 \cdot 54,6 = 65,52 \text{ В}$$

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчетов и необходимый запас (принимается равным 1,2).

ЗМН

Напряжение срабатывания ЗМН-1 примем

$$U_{C.3.1} = 0,7 \cdot U_{НОМ.} = 0,7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3}} \approx 2546B$$

Выдержка времени первой ступени отстраивается от времени действия защит отходящих линий (двигателей) и обычно равна по времени защите питающего ввода:

$$t_1 = t_{МТЗВ.} = 0,5сек$$

Напряжение срабатывания ЗМН-2:

$$U_{C.3.2} = 0,5 \cdot U_{НОМ.} = 0,5 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3}} \approx 1819B$$

где $U_{НОМ.}$ - номинальное напряжение;

$U_{C.3.2}$ - напряжение срабатывания второй ступени ЗМН (ЗМН-2);

Выдержка времени второй ступени:

$$t_2 = 9сек .$$

Напряжение срабатывания ЗМН-3:

$$U_{C.3.3} = (0,25..0,35) \cdot U_{НОМ.} = 0,3 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3}} \approx 1091,2B$$

$U_{C.3.3}$ - напряжение срабатывания третьей ступени ЗМН (ЗМН-3);

Выдержка времени второй ступени:

$$t_2 = 20сек .$$

АЧР - ЧАПВ

АЧР1

- АЧР – 1 - быстродействующая, предназначенная для действия при быстром снижении частоты при дефицитах мощности в аварийных режимах. В состав АЧР – 1 входят также:

Уставки по частоте и времени АЧР – 1 :

- АЧР – 1 – 48.8 Гц – 47.2 Гц (через 0.1 Гц) / 0. 5с (в дефицитных районах 0.3 с).

АЧР-2

- АЧР – 2 – медленнодействующая, предназначенная для действия при медленном снижении частоты, а также для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне (например, после действия АЧР – 1) и для ее подъема. Если присоединения, отключаемые АЧР – 2 отключаются также и от АЧР – 1, то такая АЧР – 2 называется совмещенной АЧР – 2, в противном случае несовмещенной АЧР – 2 .

Уставки по частоте и времени АЧР – 2:

- несовмещенная АЧР -2 - 49.1 Гц / 5 – 20 с

- совмещенная АЧР – 2 1 ступень - 49.0 Гц / 21 – 27 с

2 ступень - 48.9 Гц / 30 – 39 с

ЧАПВ

ЧАПВ – предназначена для восстановления питания части отключенной АЧР нагрузки потребителей в послеаварийном режиме. Уставки ЧАПВ по частоте (49.4 – 50.0) Гц через 0.1 Гц и по времени (10 – 75) с через 5с.

Устройства ЧАПВ для восстановления электроснабжения потребителей, отключенных действием устройств системы АЧР, должны устанавливаться:

- при большой вероятности частого срабатывания первых очередей АЧР;
- при высокой степени ответственности части потребителей (отключаемых последними очередями системы АЧР);
- при значительном времени восстановления питания потребителей после действия устройств АЧР и ликвидации дефицита активной мощности (подстанции без постоянного дежурства персонала и отсутствии устройств телеуправления, расположенные далеко от пункта размещения оперативно- выездных бригад и т. п.).

Примечания:

- приведенная типовая структура настройки АЧР - ЧАПВ устанавливает верхнюю и нижнюю границы уставок, в пределах которых осуществляется настройка АЧР исходя из условий ликвидации как местных, так и общесистемных дефицитов мощности;

- для предотвращения ложной работы устройств АЧР1 в случаях синхронных качаний и т. п. достаточна выдержка времени 0,3 секунды.

**Примеры расчета уставок устройств релейной защиты и автоматики типа
ЭКРА 217 0603**

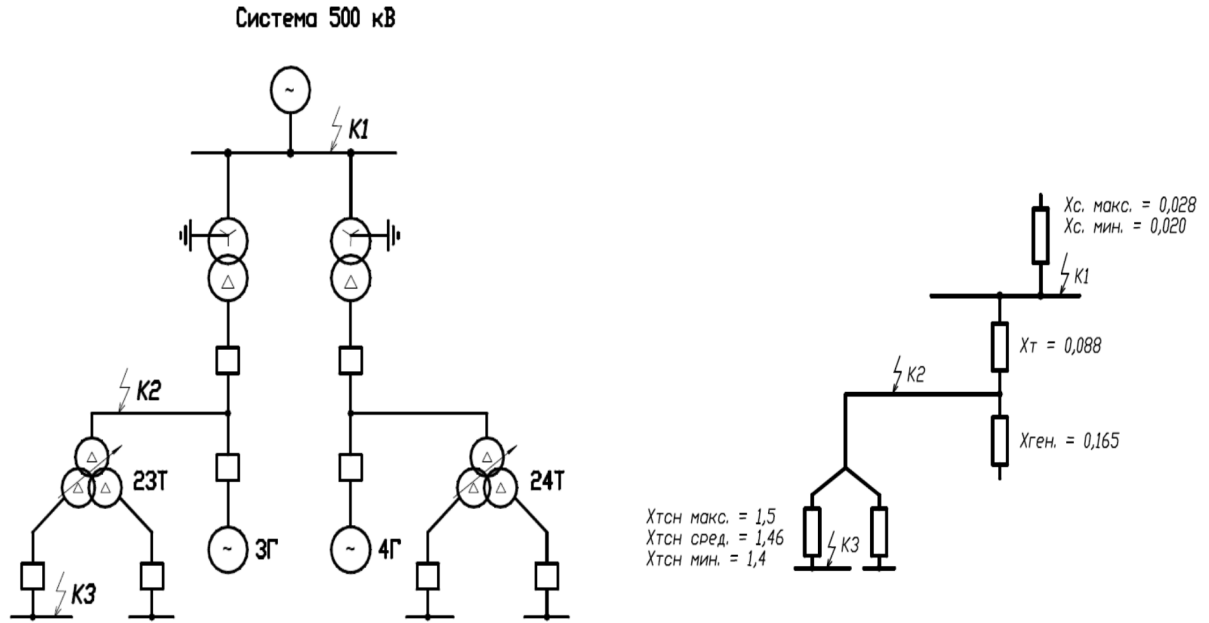


Рисунок 15 – Поясняющая схема и схема замещения

Исходные данные для расчета токов коротких замыканий

Элементы схемы замещения	Параметры элементов схемы замещения	Расчетное напряжение, кВ	Численное значение сопротивлений, Ом
Система 500 кВ	-	20	$X_{с.макс} = 0,028$ $X_{с.мин} = 0,020$
Трансформатор ТЦ-630000/525	$U_K = 14\%$	20	$X_T = 0,088$
Трансформатор ТРДНС-630000-35-IV	$U_{КМАКС} = 11,88\%$ $U_K = 11,5\%$ $U_{КМИН} = 11,13\%$	20	$X_{ТСНраб.макс} = 1,5$ $X_{ТСНраб} = 1,46$ $X_{ТСНраб.мин} = 1,4$
Генератор ТВВ-500-2	$S_{НОМ} = 588МВА$ $P_{НОМ} = 500МВт$ $\cos \varphi = 0.85$ $x_d = 2.560.e$ $x'_d = 0,3550.e$ $x''_d = 0,2420.e$ $x_2 = 0,2960.e$	20	$X_{ГЕН} = 0,165$

Результаты расчета токов коротких замыканий

Точка КЗ	Урасч., кВ	Направление тока	$I_{кз.макс}^{(3)}$, кА	$I_{кз.мин}^{(3)}$, кА	Урасч., кВ	$I_{кз.макс}^{(3)}$, кА	$I_{кз.мин}^{(3)}$, кА
К1	500	От системы	18,492	15,88	-	-	-
		От генератора 3Г	1,735	-			
		От генератора 4Г	1,748	-			
К2	20	От трансформатора 3(4)Т	97,535	90,985	500	3,714	3,466
		От генератора 3(4)Г	70,409	-		-	-
К3	20	От ТБ и генераторов	7,89	-	6,3	-	22,74

Минимальный ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы системы 500 кВ при отключении обоих генераторов блока и питания собственных нужд от сети 500 кВ.

Максимальный ток трехфазного КЗ рассчитан в максимальном режиме работы системы 500 кВ при работе обоих генераторов блока.

При расчет токов коротких замыканий за трансформатором собственных нужд (в точке К3) в минимальном и максимальном режимах учитывались соответствующие крайние положения РПН.

Выбор уставок дистанционной защиты рабочих и резервных вводов

Первая ступень ДЗ-1

$$Z_{с.з.} = 0,11 \text{ Ом}$$

Мощность двигателя при полностью остановленных двигателях принимается

$$S_{д} = 1,2 \cdot S_{т} = 1,2 \cdot 31,5 = 37,8 \text{ МВА, } S_{т} - \text{номинальная мощность трансформатора.}$$

Индуктивное сопротивление полностью остановленных двигателей равно:

$$X_{дв} = \frac{U_{ном.дв}}{\sqrt{3} \sum (K_{пуск} \cdot I_{ном.дв})} = 0,15 \text{ Ом}$$

Где, $K_{пуск}$ - коэффициент пуска равный 7;

$$I_{ном.дв} = 3,468 \text{ кА;}$$

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки равный 0,85;

$K_{в}$ - коэффициент возврата принят равным 1,1;

Уставка токовых блокирующих реле дистанционной защиты отстраивается от суммарного тока секции в режиме пуска самого мощного электродвигателя определяется по формуле

$$I_{с.з.} = \frac{K_{омс}}{K_{\phi}} \cdot \sqrt{\left(I_{ном.секц} - I_{ном.дв.макс} \right)^2 \cdot \cos^2 \varphi_{ном} + \left[\left(I_{ном.секц} - I_{ном.дв.макс} \right) \cdot \sin \varphi_{ном} + \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} (X_{дв} + X_{ТЧ})} \right]^2} =$$

$$= \frac{1,1}{0,95} \cdot \sqrt{\left(2880 - 600 \right)^2 \cdot 0,723 + \left[\left(2880 - 600 \right) \cdot 0,527 + \frac{6,3}{\sqrt{3} (0,86 + 0,11)} \right]^2} = 6,5 \text{ кА}$$

Пуск защиты по току

$$I_{ср.з.л.} = \sqrt{3} \cdot I_{с.з.ф} = 11200 / 18,7 = 598,9$$

$$Z_{втор} = Z_{перв} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = Z_{перв} \cdot \frac{600}{60} = 10Z_{перв}$$

$$Z_{ср.п.} / Z_{ср.вт} = 0,11 / 1,1 = 0,1 \text{ Ом}$$

$$t_{ср.бл.} = 0,3 \text{ с}, t_{ср.неблок.} = 0,5 \text{ с}$$

$$Z_{сמעц} = Z_{установка} \text{ (характеристика круговая с центром в начале координат)}$$

Вторая ступень ДЗ-2

$$\frac{R_{перв}}{R_{вт}} = K_{\phi} \cdot L_{каб} \cdot R_{уд} = 1,5 \cdot 1,05 \cdot 0,206 = 0,32 / 3,2 = 0,1 \text{ Ом}$$

Где $L_{каб}$ - длина кабеля наиболее удаленного потребителя (трансформаторы 6/0,4 кВ ПК ОРУ-330, 500 кВ) равная 1,05 км;

$R_{уд}$ - удельное сопротивление одного километра кабеля с алюминиевыми жилами и сечением 150 мм² равно 0,206;

K_{ϕ} - коэффициент чувствительности при КЗ в конце самых длинных кабелей, принимают 1,5.

$$\frac{X \cdot l_{перв}}{X \cdot l_{втор}} = 1,5 L_{каб} \cdot X_{уд} = \frac{0,09}{0,9} \text{ Ом}$$

$$\frac{R'_{перв}}{R'_{втор}} = \frac{0,01}{0,1} = 0,1 \text{ Ом}, \quad \frac{X'_{перв}}{X'_{втор}} = \frac{0,02}{0,2} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$t_{ср.бл.} = 0,3 \text{ с}, t_{ср.неблок.} = 0,5 \text{ с}$$

Пуск защиты по току $I_{ср.п.} / I_{ср.вт} = 7200 / 12 \text{ А}$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_{ТЧмакс} + X_{каб})^2 + R_{каб}^2}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,15 + 0,06)^2 + 0,21^2}} = 12,2 \text{ кА}$$

$$K_{\phi} = 12,2 / 7,2 = 1,7.$$

МТЗ-1

Контроль тока при срабатывании (пуск ЗДЗ) $I_{cp.n.}/I_{cp.em} = 7200/12$

МТЗ-2

Вывод ДЗ-1 и ДЗ-2 при неисправности цепей напряжения $I_{cp.n.}/I_{cp.em} = 8400/14$,
 $t_{cp.} = 0,5$ с.

МТЗ-3

Пуск системы охлаждения по току $I_{cp.n.}/I_{cp.em} = 2887/4,8$ А, $t_{cp.} = 0$ с.

УРОВ

Принимаем типовые уставки: $I_{cp.уров} = (0,1-0,15) \cdot I_n = 0,6$ А, $t_{cp.} = 0,3$ с.

Список используемой литературы:

1. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – Спб: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – С. 350.
2. ПУЭ. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с именными и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2008 г. – М.: КНОРУС, 2008 – С. 488.
3. Руководства по эксплуатации ЭКРА.656122.001-01 РЭ. Терминал защиты, автоматики и управления линии типа БЭ2502А01ХХ.
4. Соловьев А.Л. Методические указания по выбору характеристик и уставок защиты электрооборудования с использованием микропроцессорных терминалов серии Seram производства Шнейдер Электрик. Ч. 2. Спб: ПЭИПК, 2005.
5. Андрей Ширковец, Леонид Сарин, Алексей Шалин и др. Резистивное заземление нейтрали в сетях 6-35 кВ с СПЭ-кабелями. Подходы к выбору резисторов и принципам построения защиты от ОЗЗ / Новости электротехники. №2(50). 2008.
6. Методические указания к расчету уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП. ЗАО «ЧЭАЗ». 2008.
7. Руководство по эксплуатации АИПБ.656122.006 РЭ. Комплексное реле максимальной токовой защиты TOP 100MT3 31. ИЦ «Бреслер». 2008.
8. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007
9. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. – Перевод с англ. Под ред. Дьякова А.Ф. – М.: Энергоиздат. 2005 – 322 с.
10. Руководства по эксплуатации ЭКРА.656122.001-10 РЭ. Терминал дистанционной защиты линии 6-35 кВ типа БЭ2502А1001.
11. СТО ДИВГ-048-2012. Методика расчета уставок защиты. Линии электропередач 35-220 кВ. Дистанционная защита. Механотроника. 2012 г.
12. Чернобровов Н.В. Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998.
13. Руководящие указания по релейной защите. Вып.7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ.–М.: «Энергия», 1966.
14. Разработка рекомендаций по расчету и выбору параметров срабатывания защит на микроэлектронной элементной базе ВЛ 110-750 кВ. Отчет инст. «Энергосетьпроект» №11735 тм. Москва, 1985. / Том 1. Рекомендации по расчету защит ВЛ 110-220 кВ.
15. Рекомендации по выбору уставок защит устройства «Сириус-3-ЛВ-03».
16. Рекомендации по выбору уставок защит устройства «Сириус-Д3-35».
17. Шуин В.А. Гусенков А.В. защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», -104 с. 2001 г.
18. Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей. Киев: «Энергомашвин», 2003. - 534 с.

19. М.А.Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов, Автоматика энергосистем, 3-е изд., перераб. и доп., М.Энергоатомиздат, 1991.- 240 с.: ил.
20. М.Т.Левченко, М.Н.Хомяков, Автоматическое включение резерва, М.:Энергия,1971.-80с.
21. Александров А.М. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ: методические указания с примерами. – СПб: ПЭИПК, 2007. – 76 с.
22. Корогодский В.И. и др. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ. / В.И. Корогодский, С.Л. Кужеков, Л.Б. Паперно. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 248 с.: ил.
23. Шабад М.А. Максимальная токовая защита. – Л.: Энергоатомиздат. Ленинград. отделение, 1991. – 96 с.: ил.
24. Гондуров С.А., Михалев С.В., Пирогов М.Г., Захаров О.Г. Расчет уставок для цифровых устройств релейной защиты.
25. ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы». Стандарт Организации ОАО «СО ЕЭС».Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). – Москва, - 2009 г., 21 с.
26. ГОСТ Р 52565 – 2006 Выключатели переменного тока на напряжение 3 -750 кВ
27. М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов, Автоматика энергосистем, 3-е изд., перераб. и доп., М.:Энергоатомиздат, 1991.-240 с.
28. В.В. Овчинников, Автоматическое повторное включение, М.:Энергоатомиздат, 1986. – 96 с.
29. О.Г Захаров. Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки. Часть 2. 2013.
30. Методические указания к расчету и выбору уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП РУ. БКЖИ.656316.004 РУ. ЗАО ЧЭАЗ.
31. А.Б. Барзам Системная автоматика, М.:Энергоатомиздат, 1989

Приложение А (справочное)

Выбор коэффициентов для схемы включения трансформатора

№ («Схема ТН»)	Схема соединения «треугольника»	Векторная диаграмма	Используемый вывод «Выход Δ»	Особая фаза	Расчетное выражение	Ka	Kb	Kc	Kn-и	Kn-к
1			И	А	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C - \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	2	1	1	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	В	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C - \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	2	1	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
2			И	А	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C - \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	2	1	1	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	С	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_C + \bar{U}_A + \bar{U}_B - \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	1	2	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
3			И	А	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C + \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	2	1	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	С	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_C + \bar{U}_A + \bar{U}_B + \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	1	2	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
4			И	А	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C + \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	2	1	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	В	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C + \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	2	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
5			И	В	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C - \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	2	1	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	А	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C - \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	2	1	1	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
6			И	В	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C - \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	2	1	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	С	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_C + \bar{U}_B + \bar{U}_A - \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	1	2	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$

№ («Схема ТН»)	Схема соединения «треугольника»	Векторная диаграмма	Используемый вывод «Выход Δ»	Особая фаза	Расчетное выражение	Ка	Кб	Кс	Кн-и	Кн-к
7			И	В	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C + \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	2	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	А	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C + \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	2	1	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
8			И	В	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C + \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	2	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	С	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_C + \bar{U}_A + \bar{U}_B + \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	1	2	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
9			И	С	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_C + \bar{U}_A + \bar{U}_B - \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	1	2	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	А	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C - \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	2	1	1	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
10			И	С	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_C + \bar{U}_A + \bar{U}_B - \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	1	2	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	В	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C - \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} - \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	2	1	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}$
11			И	С	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_C + \bar{U}_A + \bar{U}_B + \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	1	2	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	В	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_B + \bar{U}_A + \bar{U}_C + \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	2	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
12			И	С	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_C + \bar{U}_A + \bar{U}_B + \frac{\bar{U}_{НН}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	1	1	2	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
			Ф	А	$\bar{U}_{БНН} = 2\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C + \frac{\bar{U}_{ФК}}{\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}_{НК}}{\sqrt{3}}$	2	1	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$

