

**МПС РОССИИ
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ОТКРЫТЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПУТЕЙ СООБЩЕНИЯ**

11/8/2

Одобрено кафедрой
«Энергоснабжение
электрических дорог»

Утверждено
деканом факультета
«Транспортные средства»

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Задание на курсовой проект
с методическими указаниями
для студентов V курса

**100400. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО
ТРАНСПОРТА (ЭНС)**



Москва – 2002

Составитель: канд. техн. наук, доцент Г.И. ГАТАЛЬСКИЙ,
 д-р. техн. наук Л.А. GERMAN
 Рецензент: канд. техн. наук, доцент
 М.В. ВЯЗОВОЙ

© Российский государственный открытый технический университет путей сообщения, 2002

Г.И. Гатальский, Л.А. Герман

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Задание на курсовой проект с методическими указаниями

Редактор *Е.А. Ямицкова*
 Компьютерная верстка *О.А. Денисова*

ЛР № 020307 от 28.11.91

Тип. зак.	Изд. зак. 138	Тираж 800 экз.
Подписано в печать	Гарнитура Times.	Офсет
Усл. печ. л. 4,5.	Уч.-изд. л.	Формат 60×90 ¹ / ₁₆

Издательский центр РГОТУПСа,
 125808, Москва, ГПС-47, Часовая ул., 22/2
 Типография РГОТУПСа, 107078, Москва, Басманный пер., 6

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Содержание курсового проекта и исходные данные

Целью курсового проекта является углубление знаний и приобретение студентами-заочниками практических навыков по расчету релейной защиты устройств электроснабжения электрифицированных железных дорог.

Выполнение курсового проекта заключается в разработке схемотехники и расчете уставок защит соответствующего объекта системы тягового электроснабжения в зависимости от варианта задания.

Вариант задания и соответствующие ему исходные данные выбираются в зависимости от от цифр учебного шифра, стоящих после обозначения специальности (ЭНС).

Вариант задания выбирается по табл. 1 по последней цифре шифра.

Таблица 1

Последняя цифра учебного шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вариант задачи	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I

1 вариант задания — защита фидеров контактной сети тяговой подстанции и поста секционирования двухпутного участка переменного тока с узловой схемой питания (рис. 1).

Необходимые исходные данные для 1 варианта задания выбираются в зависимости от предпоследней и третьей от конца цифры шифра по табл. 2 и 3.

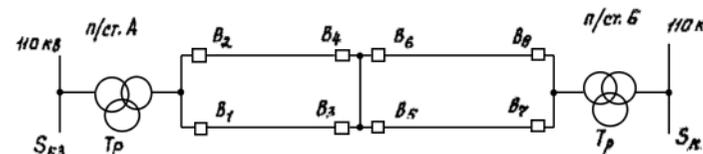


Рис. 1. Схема тягового электроснабжения двухпутного участка с узловой схемой питания

Таблица 2

Исходные данные	Предпоследняя цифра учебного шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Мощность к.з. на шинах 110кВ подстанций А и Б, МВ·А (в числителе – в режиме максимума энергосистемы, в знаменателе – в режиме минимума)	$\frac{800}{500}$		$\frac{1000}{700}$		$\frac{600}{400}$		$\frac{900}{600}$		$\frac{700}{500}$	
Тип, мощность и напряжения понижающих трансформаторов на А и Б	ТЛТНЭ 25000/110 – 69 115/38, 5/27,5	ТЛТНЭ 40000/110 115/27,5/11	ТЛТНЭ 40000/110 115/27,5/6,6	ТЛТНЭ 25000/110 – 69 115/27,5/6,6	ТЛТНЭ 25000/110 – 69 115/38,5/27,5	ТЛТНЭ 40000/110 115/38,5/27,5	ТЛТНЭ 25000/110 – 69 115/27,5/11			
Фидера подстанции и поста секционирования, защита которых подлежит расчёту (рис. 1)	В ₁ В ₃	В ₂ В ₄	В ₇ В ₅	В ₈ В ₆	В ₁ В ₃					
Наличие телеблокировки	нет	есть	нет	есть	нет	есть	нет	есть	нет	

Таблица 3

Исходные данные	Третья от конца цифра учебного шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расстояние между подстанциями А и Б, ℓ , км	50		48		52		54		46	
Тип контактной подвески	ПВСМ1- 95+МФ100	М95+МФ100	ПВСМ2 – 95+МФ100	ПВСМ1 – 70 + МФ100						
Тип рельсов	Р 50	Р 65	Р 50	Р 65	Р 50	Р 65	Р 50	Р 65	Р 50	
Максимальный ток нагрузки фидера подстанции, А	450	550	500	600	400					
Максимальный ток нагрузки фидера поста секционирования, А	200	250	200	300	200					

Считать, что на фидерах тяговой подстанции установлены комплекты электронной защиты типа УЭЗФТ, а на постах секционирования — комплекты типа УЭЗФП. По своему желанию студент может принять модернизированные (усовершенствованные) комплекты электронных защит типа УЭЗФМ (УЗФМ).

Принять, что пост секционирования находится посередине между подстанциями А и Б. И на подстанциях, и на посту секционирования установлены маломасляные или вакуумные выключатели. Коэффициент мощности тяговой нагрузки принять равным 0,85 ($\cos \varphi_n = 0,85$).

При расчете вторичных параметров защит считать, что на фидерах подстанции установлены трансформаторы тока 1000/5, а на посту секционирования — 600/5. Трансформаторы напряжения на подстанциях и посту секционирования — 27500/100. Источники оперативного тока — постоянный 220 В на тяговых подстанциях и переменный 220 В — на посту секционирования.

2 вариант задания — защита трехобмоточного понижающего трансформатора отпаечной тяговой подстанции переменного тока.

Необходимые исходные данные для второго варианта задания выбираются в зависимости от предпоследней и третьей от конца цифры шифра по табл. 4 и 5. Принять, что источник оперативного тока на тяговой подстанции — аккумуляторная батарея напряжением 220 В.

3 вариант задания — защита конденсаторных установок поперечной (КУ) и продольной (УПК) емкостной компенсации, устанавливаемых на тяговой подстанции переменного тока.

Необходимые исходные данные для третьего варианта задания выбираются в зависимости от предпоследней и третьей от конца цифры шифра по табл. 6 и 7.

Таблица 4

Исходные данные	Предпоследняя цифра учебного шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тип, мощность и напряжение понижающего трансформатора на подстанции	ТДТНЭ 40000/110	115/27,5/11	ТДТНЭ 25000/110 – 67	115/27,5/11	ТДТНЭ 40000/10	115/38,5/27,5	ТДТНЭ 25000/110 – 69	115/38,5/27,5	ТДТНЭ 40000/110	115/27,5/6,6
Мощность к. з. на шинах 110кВ подстанций А и Б, МВ·А (в числителе – в режиме максимума энергосистемы, в знаменателе – в режиме минимума)	$\frac{800}{550}$		$\frac{600}{400}$		$\frac{750}{500}$		$\frac{550}{350}$		$\frac{650}{400}$	

Таблица 5

Исходные данные	Третья от конца цифра учебного шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выдержка времени фидеров, питающихся от шин 27,5 кВ, с	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Выдержка времени фидеров, питающихся от шин районной обмотки трансформаторов, с	0,7	1,0	0,8	0,8	0,6	0,9				
Степень выдержки времени Δt , с	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5

Таблица 6

Исходные данные	Предпоследняя цифра учебного шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Мощность понижающего трансформатора $S_{Г, МВ\cdot А}$	40	25	25	25	25	25	25	40	40	40
Тип понижающего трансформатора	ТДТНЭ 40000/110 115/27,5/11	ТДТНЭ 25000/110 – 67 115/27,5/11	ТДТНЭ 40000/10 115/38,5/27,5	ТДТНЭ 25000/110 – 69 115/38,5/27,5						
Мощность к. з. на шинах 110 кВ в режиме минимума энергосистемы, $S_{к.з. МВ\cdot А}$	650	600	550	500	450	400	350	300	500	450

Параметры КУ и УПК		Третья от конца цифра учебного шифра											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Колличество конденсаторов соединённых	последовательно	32	34	32	34	32	34	32	34	32	34	32	32
	УПК	4	6	4	6	4	6	4	6	4	6	4	6
	КУ	5	6	4	4	3	3	2	2	1	1	1	
	УПК	6	8	6	8	8	10	4	6	16	20		
Тип конденсаторов	КУ	КС-1,05-25		КС-1,05-37,5		КС2-1,05-50		КС2-1,05-75		КС-1,05-120			
	УПК	КСП-1,05-120		КСП-1,05-75		КСП-0,66-40		КСП-1,05-120		КСП-0,66-40			
Установленная мощность конденсаторов, Мвар	КУ	4	5,1	4,8	5,1	4,8	5,1	4,8	5,1	4,8	5,1	3,84	
	УПК	2,88	5,76	1,8	3,6	1,28	2,4	1,92	4,32	2,56	4,8		

Оформление курсового проекта

Курсовой проект следует представить в виде пояснительной записки, оформленной в рукописном виде или на компьютере в соответствии с требованиями ЕСКД [1].

Пояснительная записка должна содержать:

- 1) оглавление;
- 2) исходные данные;
- 3) расчетно-текстовую и графическую часть;
- 4) список использованной литературы.

Пояснительная записка должна быть разбита на разделы и подразделы и ее страницы должны быть пронумерованы. Графический материал и таблицы должны быть пронумерованы и на них должны быть ссылки в тексте. В выполняемых расчетах следует производить округление результатов, приводя не более 3–4 значащих цифр.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1. ЗАЩИТА ФИДЕРОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ И ПОСТА СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ДВУХПУТНОГО УЧАСТКА ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С УЗЛОВОЙ СХЕМОЙ ПИТАНИЯ

(1 вариант задания)

1.1. Общие сведения

Особенностью режимов работы фидеров контактной сети переменного тока является, как правило, соизмеримость максимальных токов нагрузки с минимальными токами короткого замыкания (к.з.). Так как в этих случаях максимальные токовые защиты не могут обеспечить селективной работы, то для защиты фидеров контактной сети переменного тока применяют дистанционные защиты, срабатывание которых зависит как от отношения напряжения в

месте установки защиты к величине протекающего тока, так и угла сдвига между напряжением и током.

До 1972 г., в соответствии с типовыми проектами электрификации железных дорог, на фидерах контактной сети переменного тока применялись двухступенчатые электромеханические защиты, первая ступень которых представляла собой токовую отсечку, а вторая ступень — дистанционную направленную защиту на реле сопротивления КРС-132. С 1972 г. на фидерах контактной сети переменного тока стали применяться электронные комплекты двухступенчатых защит типа УЭЗФТ (для тяговых подстанций) и УЭЗФП (для постов секционирования). Выпускались также аналогичные комплекты, дополненные устройством телеблокировки — УЗТБ-1.

Эти защиты были разработаны ВНИИЖТом и выпускались Московским энергомеханическим заводом (МЭЗ) ЦЭ МПС. В качестве измерительных и других органов в электронных защитах использовались типовые полупроводниковые элементы серии «Сейма».

С учетом опыта эксплуатации и выявленных недостатков защит УЭЗФТ(П) МЭЗ ЦЭ МПС с 1981 г. и по настоящее время выпускает модернизированные электронные комплекты трехступенчатых защит типа УЭЗФМ. В качестве элементной базы в этих комплектах также используются дискретные полупроводниковые приборы.

Учитывая, что по модернизированной защите УЭЗФМ пока отсутствует доступная литература, в данных методических указаниях рассматриваются электронные защиты типа УЭЗФТ(П), которые подробно описаны в учебной [2, 6] и научной литературе [7, 8].

Тем не менее, по своему желанию студент может произвести расчет уставок модернизированных электронных защит типа УЭЗФМ, воспользовавшись литературой [4, 5, 9].

Таким образом, задачей данного — 1 варианта задания, является расчет уставок электронных защит типа УЭЗФТ(П) или, по желанию студента, электронных защит типа УЭЗФМ. При этом для расчета защит типа УЭЗФТ(П)

можно воспользоваться литературой [2, 6, 7, 8], а для защит УЭЗФМ — [4, 5, 9].

1.2. Комплект защиты фидера тяговой подстанции (УЭЗФТ)

1.2.1. Структурная схема комплекта электронной защиты УЭЗФТ

На фидере тяговой подстанции в комплекте типа УЭЗФТ применена двухступенчатая дистанционная защита, дополненная ускоренной токовой отсечкой.

Первая ступень — ненаправленная дистанционная защита, отключающая к.з. без выдержки времени в пределах 80–85% расстояния между подстанцией и постом секционирования. Характеристика этой защиты на комплексной плоскости имеет вид окружности. С целью более быстрого отключения к.з., возникающих вблизи тяговой подстанции, в первой ступени защиты имеется ускоренная токовая отсечка.

Вторая ступень — дистанционная направленная защита, отключающая с выдержкой времени к.з. в зоне до шин смежной подстанции. Характеристика этой защиты на комплексной плоскости имеет вид сектора.

Электронный комплект защиты фидера тяговой подстанции подключается к измерительным трансформаторам тока ТА и напряжения TV через согласующие промежуточные трансформаторы. Предусмотрена возможность подключения к защите приемопередатчика телеблокировки.

Выполнение курсового проекта следует начать с составления структурной схемы комплекта электронной защиты УЭЗФТ. За основу можно принять схемы, представленные в [2, 6, 8]. Для обозначения элементов такой схемы следует руководствоваться буквенными кодами, приведенными в приложении данных методических указаний.

Составленную структурную схему следует кратко описать, указав зоны действия ступеней, характеристики и времена их срабатывания.

Уяснив состав защит электронного комплекта УЭЗФТ, далее следует произвести расчет первичных параметров их срабатывания. Для этого предварительно рассмотрим определение параметров цепи короткого замыкания.

1.2.2. Определение параметров цепи короткого замыкания

Для расчета уставок электронных защит необходимо будет находить сопротивления цепи к.з. и токи к.з.

Общее сопротивление до места к.з. — $Z_{к.з.}$, которое в задании считается чисто металлическим, будет равно:

$$\underline{Z}_{к.з.} = \underline{Z}_n + \underline{Z}_{ex}, \quad (1.1)$$

где \underline{Z}_n — сопротивление подстанции;

\underline{Z}_{ex} — входное сопротивление петли к.з. тяговой сети, замеренное на шинах 27,5 кВ.

Так как к.з. в тяговой сети представляет собой двухфазное замыкание, то для принятых в задании трехфазных трехобмоточных трансформаторов сопротивление подстанции будет равно:

$$\underline{Z}_n = 2 \cdot (\underline{Z}_s + \underline{Z}_T / n), \quad (1.2)$$

где \underline{Z}_s — сопротивление одной фазы энергосистемы, приведенное к напряжению шин 27,5 кВ;

\underline{Z}_T — сопротивление фазы понижающего трансформатора тяговой подстанции;

n — число параллельно включенных трансформаторов на тяговой подстанции.

Считается, что за исключением особо оговариваемых случаев, в работе находится один трансформатор.

Поскольку в полном сопротивлении доля активных сопротивлений энергосистемы и понижающего трансформатора мала, то ими можно пренебречь. Следовательно, можно считать, что \underline{Z}_s и \underline{Z}_T содержат только индуктивные со-

противления, и в комплексной форме сопротивление системы и понижающего трансформатора выразятся только мнимыми частями:

где I_m — мнимая часть комплексного числа.

Тогда сопротивление подстанции будет равно:

$$\underline{Z}_n = 2j \left(X_s + \frac{X_T}{n} \right) \quad (1.3)$$

Сопротивление понижающего трансформатора будет равно сумме сопротивлений тех двух обмоток трехобмоточного трансформатора, которые входят в цепь к.з., т.е.:

$$X_T = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} + \frac{U_{кс(н)}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (1.4)$$

где S_n — номинальная мощность трансформатора;
 U_n — номинальное напряжение (27,5 кВ);
 $U_{кв}, U_{кн}, U_{кв}^H$ — условные напряжения к.з. отдельных обмоток (В — высокой, С — средней, Н — низкой) трехобмоточного трансформатора, вычисляемые на основании напряжений к.з. между отдельными обмотками $U_{кв-н}, U_{кв-с}, U_{кв-с}$ которые следует взять из [7].

Сопротивление системы X_s находится по известному выражению:

$$X_s = U_n^2 / S_{кз}. \quad (1.5)$$

При этом, в случае вычисления максимального тока к.з., следует брать наименьшее сопротивление питающей системы, которое будет при максимальном ее режиме, т.е. $X_{S \max}$ при $S_{кз \max}$. При определении минимального тока к.з. следует брать наибольшее сопротивление питающей системы, которое будет при минимальном ее режиме, т.е. $X_{S \min}$ при $S_{кз \min}$. Таким образом, будем иметь:

$$X_{S \max} = \frac{U_n^2}{S_{кз \max}} ; X_{S \min} = \frac{U_n^2}{S_{кз \min}} \quad (1.6)$$

где U_n — напряжение, к которому приводится сопротивление системы (27,5кВ);

$S_{кз \max}$ — мощности к.з. на шинах 110 кВ тяговой подстанции соответственно при максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы (берутся по табл. 2 данного задания).

В результате, для нахождения максимального и минимального тока к.з., сопротивления подстанции $Z_{n \max}$ и $Z_{n \min}$, будут соответственно равны:

$$Z_{n \max} = 2j(X_{S \max} + \frac{X_T}{n}), \quad (1.7)$$

(1.8)

Теперь рассмотрим определение $Z_{вх}$, которое можно определять либо непосредственно, либо через ток к.з. Нахождение $Z_{вх}$ через ток производится для так называемых «сложных» схем, т.е. когда к.з. находится в произвольной точке между подстанцией и постом секционирования. В этом случае составляется и решается система линейных уравнений с комплексными числами.

Для так называемых «простых» схем, т.е. когда к.з. находится на шинах поста секционирования или смежной подстанции, не требуется составление системы уравнений и $Z_{вх}$ находится непосредственно, исходя из значений погонных сопротивлений тяговой сети и расстояния до места к.з.

В отличие от [2, 6, 8] и др., где для расчета уставок защит используются погонные сопротивления петли контактная подвеска-рельс при работе одного пути двухпутного участка (Z_{21}) или при параллельном соединении подвесок путей (Z_{22}), в данных методических указаниях применены сопротивления тяговой сети, основанные на обобщенном методе расчета [11].

По этому методу, путем развязки индуктивно связанных цепей, вводятся эквивалентные сопротивления для контактной сети и рельсов. Пользуясь этими сопротивлениями для определения параметров цепи к.з., можно не рассматривать индуктивные связи, в результате чего возможно применение единой методики расчета как для переменного, так и постоянного тока.

Значения активных и реактивных сопротивлений 1 км контактной подвески и рельсового пути на основании данных [11] приведены в табл. 8 и 9.

Как известно [11], параметры тяговой сети переменного тока зависят от распределения тока между рельсами и зем-

Таблица 8

Тип подвески	Активное сопротивление 1 км контактной подвески, $r_{1кз}$, Ом/км	Реактивное сопротивление 1 км контактной подвески, Ом/км	
		Одного пути двухпутного участка $x_{1кз}$	Двух путей двухпутного участка при параллельном соединении подвесок, $x_{2кз}$
ПБСМ1-95+МФ100	0,174	0,292	0,177
ПБСМ1-70+МФ100	0,159	0,276	0,149
ПБСМ2-95+МФ100	0,172	0,291	0,177
М95+МФ100	0,094	0,254	0,158
М120+МФ100	0,085	0,254	0,158

Примечание. Активное сопротивление контактных подвесок двухпутного участка при параллельной их работе, $r_{2кз}$, в 2 раза меньше приведённых в таблице 8 значений.

Таблица 9

Тип рельса	Активное сопротивление 1 км рельсовых путей двухпутного участка, $r_{2р}$, Ом/км	Реактивное сопротивление 1 км рельсовых путей
		двухпутного участка $x_{2р}$, Ом/км
P50	0,065	0,180
P65	0,055	0,173

лей. Приведенные в табл. 9 значения сопротивлений рельсов соответствуют наиболее неблагоприятному для к.з. переходному сопротивлению рельс — земля $\underline{Z}_{пер} = \infty$.

Погонные сопротивления тяговой сети в общем случае будут состоять из соответствующих сопротивлений контактной подвески и рельсов.

Так, сопротивление 1 км тяговой сети одного пути двухпутного участка \underline{Z}_{01} будет равно:

$$\underline{Z}_{01} = (r_{1кк} + r_{2п}) + j(X_{1ккэ} + X_{2пэ}), \quad (1.9)$$

а сопротивление 1 км тяговой сети двухпутного участка при параллельном соединении подвесок \underline{Z}_{02} :

$$\underline{Z}_{02} = (r_{1кк} / 2 + r_{2п}) + j(X_{2ккэ} + X_{2пэ}), \quad (1.10)$$

где $r_{1кк}$, $r_{2п}$, $X_{1ккэ}$, $X_{2пэ}$ — соответственно активные и реактивные сопротивления контактной подвески и рельсовых путей (берутся из табл. 8 и 9).

При выполнении операций с комплексными числами напомним, что для сложения (вычитания) и умножения удобнее пользоваться алгебраической формой комплексного числа, а для деления — показательной формой с последующим переводом результата в алгебраическую форму.

1.2.3. Расчет первичных параметров срабатывания защит УЭЗФТ

А. Первая ступень — дистанционная ненаправленная защита ДС1. Первичное сопротивление срабатывания первой ступени $Z_{сз1}$ определяется исходя из условия отстройки от тока к.з. на шинах поста секционирования:

$$Z_{сз1} = K_{отс} |Z_{вх1}|, \quad (1.11)$$

где $K_{отс}$ — коэффициент отстройки (для релейного элемента минимального типа, срабатывающего при уменьшении реагирующего параметра $K_{отс} < 1$). Принимается равным 0,8–0,85 (0,5 — при наличии телеблокировки);

$\underline{Z}_{вх1}$ — входное сопротивление при к.з. в конце защищаемой зоны, т.е. у шин поста секционирования.

Входное сопротивление $\underline{Z}_{вх1}$, определяемое при к.з. в точке $к_1$ (рис.1.1) и отключенном смежном пути, будет равно:

$$\underline{Z}_{вх1} = \underline{Z}_{01} l_1, \quad (1.12)$$

где \underline{Z}_{01} — сопротивление 1 км тяговой сети одного пути двухпутного участка. Находится в соответствии с выражением (1.9) и данными табл. 8 и 9;

l_1 — расстояние от подстанции до поста секционирования.

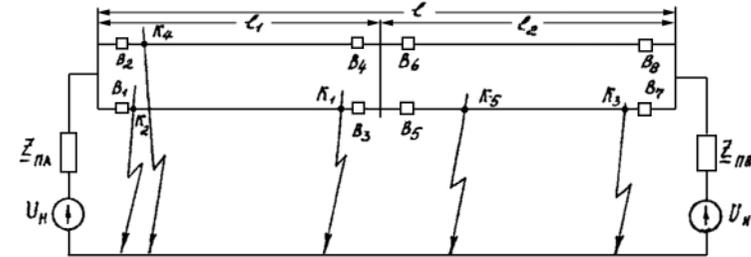


Рис. 1.1. Схема замещения двухпутного участка переменного тока с узловой схемой питания

Для первой ступени защиты должна быть обеспечена селективность по отношению к максимальному току «подпитки», протекающему через защищаемый фидер от смежной подстанции при к.з. на соседнем фидере (точка $к_4$ рис. 1.1).

В этих случаях напряжение на шинах данной подстанции значительно понижается, и ненаправленная защита первой ступени может ложно сработать даже при относительно небольших токах «подпитки». В связи с этим она переводится в режим реле максимального тока (токовой отсечки) и напряжение перевода определяется выражением:

$$U_{сз} = U_{k\min} / k_3, \quad (1.13)$$

где $U_{k\min}$ — минимальное напряжение на шинах подстанции при к.з. на шинах поста секционирования;

K_3 — коэффициент запаса, равный 1,2–1,3.

Напряжение $U_{k \min}$ определяется выражением:

$$U_{k \min} = \frac{U_n |Z_{02} \cdot l_1|}{|Z_{n \min} + Z_{02} \cdot l_1|}, \quad (1.14)$$

где U_n — номинальное напряжение на шинах подстанции (27,5 кВ);
 Z_{02} — сопротивление 1 км тяговой сети двух путей двухпутного участка при параллельном соединении подвесок. Находится по формуле (1.10) и данными табл. 8 и 9;
 $Z_{n \min}$ — сопротивление подстанции. Находится по формуле (1.8) при $n = 1$.

Величина сопротивления Z_{c3I} , исходя из условия обеспечения селективности по отношению к максимальным токам подпитки от смежной подстанции, определяется выражением:

$$Z_{c3I} = \frac{U_{c3}}{K_3 I_{k \max}}, \quad (1.15)$$

где $I_{k \max}$ — максимальный ток, протекающий через защищаемый фидер (например В) от смежной подстанции Б при к.з. на соседнем фидере (точка К₄ рис. 1.1).

Этот ток находится по формуле:

$$I_{k \max} = \frac{U_n}{2|Z_{ПБ \max} + Z_{02} \cdot l|}, \quad (1.16)$$

где $Z_{ПБ \max}$ — сопротивление подстанции Б в режиме максимума энергосистемы. Определяется по формуле (1.7) при $n=2$;
 l — расстояние между подстанциями.

За окончательное сопротивление срабатывания Z_{c3I} принимается наименьшее из двух значений, найденных с помощью выражений (1.11) и (1.15).

Выбранное сопротивление срабатывания Z_{c3I} проверяется на селективность по отношению к максимальным токам нагрузки фидера:

$$Z_{c3I} \leq Z_{n \min} / k_3, \quad (1.17)$$

где $Z_{n \min}$ — минимальное сопротивление нагрузки.

$$Z_{n \min} = U_{p \min} / I_{n \max},$$

где $U_{p \min}$ — минимальное напряжение на шинах подстанции в рабочем режиме (принимается равным 25 кВ);
 $I_{n \max}$ — берется из табл. 3 данного задания;
 K_3 — коэффициент запаса, $K_3 = 1,2-1,3$.

Б. Ускоренная токовая отсечка (УТО). Первичный ток срабатывания ускоренной токовой отсечки $I_{c3 \text{ уто}}$ выбирается из условия отстройки от к.з. в конце защищаемой зоны, т.е. у шин поста секционирования:

$$I_{c3 \text{ уто}} = K_3 \cdot I_{k \max}, \quad (1.18)$$

где K_3 — коэффициент запаса, $K_3 = 1,2-1,3$;
 $I_{k \max}$ — максимальный ток к.з., протекающий через защищаемый фидер подстанции при к.з. на шинах поста секционирования (точка К₁ рис. 1.1), смежный путь считается отключенным.

Ток $I_{k \max}$ определяется выражением:

$$I_{k \max} = \frac{U_n}{|Z_{П \max} + Z_{01} \cdot l_1|}, \quad (1.19)$$

где $Z_{П \max}$ — сопротивление подстанции в режиме максимума энергосистемы. Определяется по (1.7) при $n = 2$.

Найденное значение $I_{c3 \text{ уто}}$ проверяется по условию селективности к максимальному нагрузочному току:

$$I_{c3 \text{ уто}} \geq K_3 I_{n \max}. \quad (1.20)$$

Затем проверяется чувствительность УТО:

$$K_4 = I_{k \min} / I_{c3 \text{ уто}} \geq 2, \quad (1.21)$$

где $I_{k \min}$ — минимальный ток к.з., протекающий по фидеру при к.з. непосредственно за выключателем (точка К₂ рис. 1.1).

Ток $I_{k \min}$ определяется по выражению:

$$I_{k \min} = \frac{0,9U_n}{|Z_{\Pi \min}|}, \quad (1.22)$$

где $Z_{\Pi \min}$ — сопротивление подстанции в режиме минимума энергосистемы. Определяется по (1.8) при $n = 1$.

Если значение K_4 получается меньше 2, то тогда корректируется ток срабатывания УТО, исходя из выражения:

$$I_{cз \ уто} = I_{k \min} / 2. \quad (1.23)$$

В. Вторая степень — дистанционная направленная защита ДС2. Первичное сопротивление срабатывания второй степени $Z_{cзII}$ выбирается исходя из минимального тока к.з. на шинах смежной подстанции (точка K_3 , рис. 1.1):

$$Z_{cзII} = K_4 \cdot |Z_{k \max}|, \quad (1.24)$$

где K_4 — коэффициент чувствительности;
 $Z_{k \max}$ — максимальное сопротивление, замеряемое защитой при к.з. на шинах смежной подстанции. При этом смежный путь на участке пост секционирования — подстанция Б считается отключенным.

Значения $Z_{k \max}$ при узловом режиме питания определяется выражением:

$$Z_{k \max} = 2 \cdot (Z_{02} \cdot l_1 + Z_{01} l_2), \quad (1.25)$$

где l_1, l_2 — расстояния от поста секционирования до подстанций, а при раздельном питании путей:

$$Z_{k \max} = 2 \cdot Z_{02} \cdot l, \quad (1.26)$$

где l — расстояние между подстанциями.

За расчетное значение $Z_{k \max}$ принимается наибольшее из полученных по выражениям (1.25) и (1.26).

На этом заканчивается расчет первичных параметров срабатывания комплекта защит фидера тяговой подстанции (УЭЗФТ) $Z_{cзI}, I_{cз \ уто}, Z_{cзII}$.

1.3. Комплект защиты фидера поста секционирования (УЭЗФП)

1.3.1. Структурная схема комплекта электронной защиты УЭЗФП

На фидере поста секционирования, как и на фидере подстанции, применена двухступенчатая дистанционная защита, дополненная ускоренной токовой отсечкой. При этом, в отличие от комплекта защиты фидера тяговой подстанции, первая степень защиты поста секционирования — направленная дистанционная защита, отключающая без выдержки времени к.з. в пределах большей части зоны пост секционирования — подстанция, где она является основной защитой. Характеристика этой защиты на комплексной плоскости имеет вид сектора.

Первая степень имеет «мертвую» зону по напряжению при к.з. вблизи поста секционирования, в связи с чем отключение здесь производится ускоренной токовой отсечкой.

Вторая степень — ненаправленная дистанционная защита, отключающая с выдержкой времени те виды к.з. на зоне пост — подстанция, к которым нечувствительна 1-я степень, а также резервирующая 1-ю степень защиты и устройства телеблокировки в случае их отказа. Характеристика этой защиты на комплексной плоскости имеет вид окружности.

Электронная защита фидера поста секционирования подключается к измерительным трансформаторам тока ТА и напряжения TV через согласующие промежуточные трансформаторы. Предусмотрена также возможность подключения к защите приемопередатчика телеблокировки.

На основании этих положений, а также руководствуясь [2, 8], следует составить структурную схему комплекта электронной защиты фидера поста секционирования. Со-

ставленную структурную схему следует кратко описать, указав зоны действия ступеней, характеристики и времена срабатывания.

Уяснив состав защит электронного комплекта УЭЗФП, далее следует произвести расчет первичных параметров их срабатывания.

1.3.2. Расчет первичных параметров срабатывания защит УЭЗФП

А. Первая ступень — дистанционная направленная защита ДС1. Первичное сопротивление срабатывания $Z_{cзI}$ выбирается из условия отстройки от к.з. на шинах смежной подстанции:

$$Z_{cзI} = K_{омс} \cdot |Z_{вх1}|, \quad (1.27)$$

где $K_{омс}$ — коэффициент отстройки, $K_{омс} = 0,85$ (0,5 при наличии телеблокировки);

$Z_{вх1}$ — входное сопротивление при к.з. в конце защищаемой зоны, т.е. у шин смежной подстанции.

Входное сопротивление $Z_{вх1}$ определяется на основании выражения (1.12).

Селективность защиты первой ступени по отношению к токам нагрузки обеспечивается его угловой характеристикой, в связи с чем её можно было бы не проверять. Однако, во избежание случаев неселективного действия защиты при нагрузках, имеющих значительную долю холостого хода трансформаторов электроподвижного состава, выбранное $Z_{cзI}$ сопротивление проверяется по выражению (1.17). При этом минимальное напряжение на шинах поста секционирования в рабочем режиме принимается равным 22 кВ, а максимальный ток нагрузки фидера поста секционирования приведен в табл. 3 данного задания.

б) Ускоренная токовая отсечка (УТО). За первичный ток срабатывания УТО выбирается наибольшее из двух значений:

$$I_{cз\ уто} \geq K_{3_1} \cdot I_{н\ max}; \quad (1.28)$$

$$I_{cз\ уто} \geq K_{3_2} \cdot I_{k\ max}, \quad (1.29)$$

где K_{3_1}, K_{3_2} — коэффициенты запаса ($K_{3_1} = 1,2-1,3$; $K_{3_2} = 1,5-2$);
 $I_{н\ max}$ — максимальный ток нагрузки фидера поста секционирования;
 $I_{k\ max}$ — максимальный ток, протекающий по фидеру поста секционирования (например B_5 , рис. 1.1) при к.з. у шин подстанции Б (точка K_3 рис. 1.1).

Ток $I_{k\ max}$ определяется при условии отключения смежного пути на участке пост секционирования подстанция, где произошло к.з.:

$$I_{k\ max} = \frac{U_n}{|Z_{ПА\ max} + Z_{02} \cdot l_1 + Z_{01} \cdot l_2|}, \quad (1.30)$$

где $Z_{ПА\ max}$ — сопротивление подстанции А в режиме максимума энергосистемы. Определяется по (1.7) при $n = 2$.

Выбранное значение $I_{cз\ уто}$ следует проверить на селективность по отношению к максимальным токам «подпитки», протекающим через фидер поста секционирования (например B_5 , рис. 1.1) при к.з. на смежном фидере вблизи поста секционирования. Эта проверка делается по условию (1.29), где вместо $I_{k\ max}$ берется значение $I'_{k\ max}$, вычисляемое по выражению:

$$I'_{k\ max} = \frac{U_n}{2|Z_{ПБ\ max} + Z_{02} \cdot l_2|}, \quad (1.31)$$

где $Z_{ПБ\ max}$ — сопротивление подстанции Б в режиме максимума энергосистемы.

Если условие (1.29) при подстановке в него тока $I'_{k\ max}$ не выполняется, то следует считать, что исправление неселективных действий УТО осуществляется при помощи АПВ.

В. Вторая ступень — ненаправленная дистанционная защита ДС2. Первичное сопротивление срабатывания $Z_{cзII}$ выбирается по выражению:

$$Z_{c3II} = K_4 \left| \underline{Z}'_{k \max} \right|, \quad (1.32)$$

где K_4 — коэффициент чувствительности, $K_4 = 1,5$;
 $\underline{Z}_{k \max}$ — сопротивление к.з.,

$$\underline{Z}'_{k \max} = 2 \cdot \underline{Z}_{02} \cdot l_2.$$

Проверку выбранного Z_{c3II} значения на селективность по отношению к максимальным нагрузочным токам поста секционирования можно не производить ввиду того, что эти токи невелики.

При близких к посту секционирования к.з. напряжение на его шинах значительно понижается, и орган ДС2 переводится в режим токовой отсечки без выдержки времени. Напряжение перевода U_{c3} выбирается по условию:

$$U_{c3} \geq K_4 \cdot U_{k \max}, \quad (1.33)$$

где $U_{k \max}$ — максимальное напряжение на шинах поста секционирования при к.з. на расстоянии 2–3 км от поста (например точка K_5 рис. 1.1).

При этом предполагается, что выключатель B_7 отключен, энергосистема работает в режиме максимума и на подстанциях параллельно работают два трансформатора. Напряжение $U_{k \max}$ определяется по выражению:

$$U_{k \max} = \frac{U_n \left| \underline{Z}_{окс1} \cdot l_k \right|}{\left| \underline{Z}_{экв} + \underline{Z}_{окс1} \cdot l_k \right|}, \quad (1.34)$$

где l_k — расстояние от шин поста секционирования до точки к.з. (2–3 км);

$\underline{Z}_{экв}$ — эквивалентное сопротивление:

$$\underline{Z}_{экв} = \frac{(\underline{Z}_{ПА \max} + \underline{Z}_{02} \cdot l_1)(\underline{Z}_{ПБ \max} + \underline{Z}_{окс1} l_2 + \underline{Z}_{2PЭ}(l_2 - l_k))}{(\underline{Z}_{ПА \max} + \underline{Z}_{02} \cdot l_1 + \underline{Z}_{ПБ \max} + \underline{Z}_{окс1} l_2 + \underline{Z}_{2PЭ}(l_2 - l_k))};$$

$\underline{Z}_{окс1}$ — сопротивление 1 км контактной подвески одного пути двухпутного участка $\underline{Z}_{окс1} = r_{1кс} + jX_{1ксэ}$ (значения $r_{1кс}$ и $X_{1ксэ}$ берутся из табл. 8);

$\underline{Z}_{2PЭ}$ — сопротивление 1 км рельсовых путей двухпутного участка;

$$\underline{Z}_{2PЭ} = r_{2p} + jX_{2PЭ}$$

где r_{2p} и $X_{2PЭ}$ берутся из табл. 9.

На этом заканчивается расчет первичных параметров срабатывания защит электронного комплекта фидера поста секционирования и полученные значения Z_{c3I} , $I_{c3уто}$, Z_{c3II} следует представить в сводной таблице.

Далее необходимо привести полученные значения первичных параметров защит тяговой подстанции и поста секционирования ко вторичным сторонам измерительных трансформаторов тока и напряжения — т.е. определить уставки реле электронных защит.

1.4. Расчет вторичных параметров электронных защит

Полученные при расчетах значения первичных сопротивлений Z_{c3} , напряжений U_{c3} и токов I_{c3} срабатывания защит фидера подстанции и поста секционирования нужно привести ко вторичным сторонам измерительных трансформаторов, т.е. определить уставки реле электронных защит по сопротивлению Z_{cp} , напряжению U_{cp} и току I_{cp} :

$$\begin{aligned} Z_{cp} &= Z_{c3} \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}}; \\ U_{cp} &= \frac{U_{c3}}{n_{ТВ}}; \\ I_{cp} &= \frac{I_{c3}}{n_{ТА}}, \end{aligned} \quad (1.35)$$

где $n_{ТА}$, $n_{ТВ}$ — соответственно коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Полученные значения первичных и вторичных параметров (реле защит) фидера подстанции и поста секционирования следует представить в сводной таблице.

Затем по этим данным, руководствуясь [2, 8], следует построить в масштабе общую (совмещенную) характеристику как электронных защит фидера тяговой подстанции, так и поста секционирования. Далее на основании [2, 8] следует построить для фидерной зоны совместный график селективности защит фидера подстанции и поста секционирования, указав на нем зоны действия и времена срабатывания ступеней защит. Вышеуказанный графический материал (совмещенные характеристики защит фидера подстанции и поста секционирования и графики их селективности) следует представить на чертеже формата А1.

В завершение приведем рекомендуемую последовательность выполнения данного варианта задания.

1.5. Рекомендуемая последовательность выполнения задания

Можно рекомендовать следующий порядок выполнения данного варианта задания:

1. Составляется структурная схема электронного комплекта защит фидера контактной сети тяговой подстанции и дается краткое её описание, где указываются ступени защит, зоны их действия и времена срабатывания.

2. Производится расчет первичных параметров срабатывания ступеней электронного комплекта защиты фидера тяговой подстанции.

3. Составляется структурная схема электронного комплекта защит фидера поста секционирования и дается краткое её описание, где указываются ступени защиты, зоны их действия и времена срабатывания.

4. Производится расчет первичных параметров срабатывания ступеней электронного комплекта защиты фидера поста секционирования.

5. Рассчитываются вторичные параметры (уставки реле) ступеней электронных защит фидера тяговой подстанции и поста секционирования. По полученным данным строится общая (совмещенная) характеристика защит как для фиде-

ра тяговой подстанции, так и поста секционирования. Далее строится для фидерной зоны совмещенный график селективности защит фидера подстанции и поста секционирования, где указываются зоны действия и времена срабатывания ступеней защит.

В заключение отметим, что для самоподготовки к защите курсового проекта по данному варианту следует проработать нижеприводимые вопросы.

Вопросы для самоподготовки к защите курсового проекта по варианту:

1. ЗАЩИТА ФИДЕРОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ И ПОСТА СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ДВУХПУТНОГО УЧАСТКА ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

1.1. Каковы особенности нормального и аварийного режимов фидеров контактной сети переменного тока?

1.2. Охарактеризуйте по структурным схемам состав защит электронных комплектов фидеров тяговой подстанции и поста секционирования.

1.3 Как определяются значения первичных параметров срабатывания электронных защит тяговой подстанции и поста секционирования и от каких к.з. производится их отстройка?

1.4. Как определяются значения вторичных параметров срабатывания электронных защит тяговой подстанции и поста секционирования?

1.5. Какова совмещенная (общая) характеристика электронных защит тяговой подстанции и поста секционирования?

1.6. Каков график селективности электронных защит тяговой подстанции и поста секционирования?

1.7 Определите, какая из защит электронного комплекта тяговой подстанции или поста секционирования сработает при задаваемом преподавателем токе, протекающем по фидеру тяговой подстанции или поста секционирования?

2. ЗАЩИТА ТРЕХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ОТПАЕЧНОЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

(2-й вариант задания)

2.1. Общие сведения

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ПУ СТЭ ж.д. РФ и руководящими указаниями по релейной защите, на трансформаторах устанавливаются защиты от внутренних повреждений, от внешних коротких замыканий (к.з.) и ненормальных режимов. В связи с этим на понижающих трансформаторах тяговых подстанций переменного тока применяются следующие виды защит:

1. Газовая защита — от всех видов повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также понижением уровня масла. Газовая защита двухступенчатая: первая ступень действует на сигнал, а вторая — на отключение трансформатора со всех сторон.

2. Продольная дифференциальная защита — от к.з. в обмотках и на наружных выводах трансформатора. Защита выполняется в трехфазном трехрелейном исполнении и действует без выдержки времени на отключение трансформатора со всех сторон.

3. Максимальные токовые защиты (МТЗ) — от внешних к.з. Для трехобмоточного трансформатора тяговых подстанций переменного тока МТЗ выполняется следующим образом:

а) в трехфазном трехрелейном исполнении с выдержкой времени для защиты от к.з. на стороне 110 кВ трансформатора. Эта защита резервирует также продольную дифференциальную защиту и в случае недостаточной чувствительности дополняется блокировкой (пуском) по напряжению. Защита действует на отключение трансформатора со всех сторон;

б) в двухфазном двухрелейном исполнении с выдержкой времени для защиты от к.з. на стороне 27,5 кВ трансформатора.

Защита действует на отключение выключателя ввода 27,5 кВ и выступает в качестве резервной защиты фидеров 27,5 кВ. Защита обычно включается на сумму токов обоих понижающих трансформаторов;

в) в двухфазном двухрелейном исполнении с выдержкой времени для защиты от к.з. на шинах районной обмотки трансформатора (38,5; 10 или 6,6 кВ). Защита действует на отключение секционного выключателя шин районной обмотки (при его наличии) или на отключение выключателя ввода районной обмотки со временем, большим на ступень селективности защит.

4. Максимальная токовая направленная защита (МТНЗ) — для устранения подпитки к.з. на ЛЭП системы внешнего электроснабжения со стороны тяговой или районной обмотки трансформатора. Эта защита выполняется в трехфазном трехрелейном исполнении с использованием токовых реле в качестве пусковых органов для реле направления мощности. Защита действует без выдержки времени на отключение выключателей вводов тяговой и районной обмоток трансформатора.

5. Максимальные токовые защиты — для защиты от ненормальных режимов. Эти защиты выполняются следующим образом:

а) в однофазном однорелейном исполнении со стороны 110 кВ трансформатора для его защиты от перегрузки. Защита действует на сигнал с выдержкой времени;

б) в однофазном однорелейном исполнении с использованием токовых реле в качестве пусковых органов для реле направления мощности. Защита действует без выдержки времени на отключение выключателей вводов тяговой и районной обмоток трансформатора.

6. Защита блокировки отделителя. Защита обеспечивает отключение отделителя в «бестоковую паузу» и выполняется в однофазном однорелейном исполнении с использованием трансформатора тока, устанавливаемого в цепи короткозамыкателя.

Для контроля температуры верхних слоев масла трансформатора устанавливается термосигнализатор, который

производит включение обдува трансформатора при достижении температуры + 55 С.

Для подключения реле МТЗ и дифзащиты со стороны 110 кВ используется отдельная обмотка трансформатора тока (ТА). Другая обмотки ТА используется для подключения остальных защит.

Обмотка ТА класса 0,5 со стороны 27,5 кВ трансформатора используется для подключения счетчиков электрической энергии.

На основании всех вышерассмотренных положений и рекомендуемой литературы [2, 6, 12, 13, 14] необходимо составить структурную схему защит понижающего трансформатора.

Эта схема должна содержать понижающий трансформатор, его коммутационную аппаратуру, измерительные трансформаторы и защиты в упрощенном виде. Для этого каждую защиту следует изобразить блоком с входными сигналами от трансформаторов тока и выходными сигналами, воздействующими непосредственно или с выдержкой времени на коммутационную аппаратуру или на сигнал.

Для обозначения элементов следует руководствоваться буквенными кодами, приведенными в приложении.

Дальнейшее выполнение задания связано с расчетом уставок защит и выбором реле защит понижающего трансформатора.

2.2. Расчет уставок и выбор реле защит трансформатора

2.2.1. Газовая защита трансформатора

Измерительным органом газовой защиты трансформатора является газовое реле. Задачей выполнения этого пункта задания является выбор по рекомендуемой литературе типа газового реле и краткое описание его работы.

2.2.2. Дифференциальная защита трансформатора

Для выполнения продольной дифференциальной защиты трансформатора используется схема с циркулирующими токами. Однако, в отличие от линии, генератора или конденсаторной установки, продольная дифзащита понижающего трансформатора имеет некоторые специфические особенности. К таким особенностям относятся:

1. Наличие броска тока намагничивания трансформатора при включении его под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения близкого к.з.;

2. Наличие углового сдвига вторичных токов ТА при различных схемах соединения силовых обмоток трансформаторов;

3. Неравенство токов во вторичных обмотках трансформаторов тока.

Для дифзащиты трансформаторов в нашей стране применяются специальные реле серии РНТ и ДЗТ. Для защиты понижающих трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, которые устанавливаются на тяговых подстанциях переменного тока, применяются в основном реле типа ДЗТ с насыщающимися трансформаторами тока (НТТ) и магнитным торможением.

Задачей расчета дифзащиты трансформатора является определение числа витков различных обмоток дифференциального реле защиты.

Расчет дифзащиты можно производить в следующей последовательности:

1. По заданной мощности трансформатора определяются номинальные токи высокой (ВН), средней (СН) и низкой (НН) сторон трансформатора. Далее выбираются типы ТА и определяются их коэффициенты трансформации. При этом, в целях повышения надежности защиты и уменьшения полных погрешностей ТА, целесообразно применять несколько завышенные, против расчетных, значения коэффициентов трансформации.

Затем выбираются схемы включения ТА. Как известно, для компенсации углового сдвига токов ТА со стороны

звезды силовых обмоток понижающего трансформатора вторичные обмотки ТА соединяются в треугольник, а со стороны треугольника силовых обмоток — в звезду.

После этого находятся вторичные номинальные токи в плечах защиты:

$$I_2 = \frac{K_{cx}}{n_{TA}} \cdot I_n, \quad (2.1)$$

где K_{cx} — коэффициент схемы ($K_{cx} = 1$ для соединения ТА в звезду и $K_{cx} = \sqrt{3}$ для соединения ТА в треугольник;
 n_{TA} — коэффициент трансформации ТА.

2. Выполняются расчеты по определению максимальных $I_{k \max}$ и минимальных $I_{k \min}$ токов при трехфазных к.з. на стороне тяговой и районной обмоток трансформатора. Эти значения токов к.з. необходимы для отстройки защиты от максимальных токов $I_{нб}$ небаланса при внешних к.з. и определения коэффициентов чувствительности защит.

Для определения внешних токов к.з. необходимо составить схему замещения, включающую сопротивление системы X_S и обмоток понижающего трансформатора X_T .

Расчет токов к.з. можно произвести при представлении сопротивлений в именованных или относительных единицах.

Сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора определяются через условные напряжения к.з. отдельных обмоток, вычисляемых по известным соотношениям на основании напряжений к.з. между отдельными обмотками $U_{КВН-СН}$, $U_{КВН-НН}$, $U_{КСН-НН}$, которые берутся из [7].

Сопротивление системы определяется через мощность к.з. на шинах 110 кВ тяговой подстанции. При этом для вычисления максимального тока внешнего к.з. следует брать наименьшее сопротивление питающей системы, которое будет при максимальном её режиме, т.е. $X_{S \max}$ при $S_{кз \max}$. При определении минимального тока к.з. следует брать сопротивление питающей системы, которое будет при минимальном её режиме, т.е. $X_{S \min}$ при $S_{кз \min}$.

Полученные при расчете значения максимальных и минимальных токов к.з. на стороне среднего и низкого напряжений трансформатора следует привести к его высокой стороне (110 кВ), используя отношения соответствующих напряжений.

Для дальнейших расчетов выбираем наибольшее из двух максимальных токов к.з. $I_{k \max}$ и наименьшее из двух минимальных токов к.з. $I_{k \min}$.

3. Производится расчет для выбора типа реле дифзащиты. Для этого сначала определяется первичный (на стороне ВН трансформатора) ток срабатывания защиты.

Первым условием выбора первичного тока срабатывания защиты $I_{сз}$ является отстройка от тока небаланса $I_{нб}$:

$$I_{сз} \geq K_3 \cdot I_{нб}, \quad (2.2)$$

где K_3 — коэффициент запаса. Для реле типа РНТ $K_3 = 1,3$, а для реле типа ДЗТ $K_3 = 1,5$.

Ориентируясь вначале на возможность применения реле типа РНТ, берем $K_3 = 1,3$.

Ток небаланса определяется по выражению:

$$I_{нб} = (K_\alpha K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{k \max}, \quad (2.3)$$

где K_α — коэффициент, учитывающий переходной режим токов к.з. (наличие апериодической составляющей). При наличии НТТ $K_\alpha = 1$;

$K_{одн}$ — коэффициент однотипности ТА. При различных типах ТА $K_{одн} = 1$;

ε — допускаемая относительная погрешность ТА, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{рег}$ — относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения. Принимается равной половине полного суммарного диапазона регулирования (для трансформаторов ТДТНЭ $\Delta U = \pm 16\% (9 \times 1,78)$, т.е. $\Delta U_{рег} = 0,16$);

$\Delta f_{выр}$ — относительная погрешность от неточного выравнивания токов плеч защиты вследствие невозможности точной установки на реле расчетного числа витков. Так как число витков пока ещё неизвестно, то берем $I_{k \max}$ — максимальное значение тока к.з. (на стороне ВН трансформатора) при к.з. на стороне СН или НН.

Вторым условием выбора первичного тока срабатывания защиты является отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_{cз} \geq K_{omc} \cdot I_n, \quad (2.4)$$

где I_n — номинальный ток со стороны ВН трансформатора;
 K_{omc} — коэффициент отстройки защиты от бросков тока намагничивания. Для реле РНТ $K_{omc} = 1,3$; для реле типа ДЗТ $K_{omc} = 1,5$.

Ориентируясь вначале на возможность применения реле типа РНТ, берем $K_{omc} = 1,3$.

Наибольшее из двух значений $I_{cз}$, найденных по выражениям (2.2) и (2.4), принимается за ток срабатывания.

По выбранному току срабатывания защиты $I_{cз}$ определяется возможность применения реле типа РНТ. Для этого определяем коэффициент чувствительности дифзащиты $K_4^{(2)}$ при двухфазном внешнем к.з.:

$$K_4^{(2)} = \frac{I_k^{(2)} \min}{I_{cз}}, \quad (2.5)$$

где $I_k^{(2)} \min$ — значение минимального тока двухфазного к.з., приведенного к стороне ВН трансформатора. Для его нахождения можно воспользоваться известным соотношением между двухфазным и трехфазным током к.з. —

$$I_k^{(2)} \min = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)} \min.$$

Значение $I_k^{(3)} \min$ найдено в предыдущем пункте.

При $K_4^{(2)} < 2$ дифзащиту с реле типа РНТ, т.е. без торможения, выполнить нельзя. В этом случае следует применять реле типа ДЗТ, например ДЗТ-11 с одной тормозной обмоткой. Такой случай наиболее типичен для понижающих трансформаторов тяговых подстанций, поэтому далее рассматривается выбор уставок реле типа ДЗТ. Заметим, что уставки реле типа РНТ выбираются аналогично, только без расчета тормозной обмотки.

4. Определяется место включения тормозной обмотки реле ДЗТ-11. Здесь возможны три варианта включения тормозной обмотки :

а) включение тормозной обмотки в плечо 110 кВ, т.е. со стороны питания, что позволило бы выбрать ток срабатывания защиты только по условию (2.4). Однако такое включение не рекомендуется, так как при больших токах к.з. на стороне питания и при отношении числа витков тормозной и рабочей обмоток более 0,4 может существенно снизиться кратность вторичного тока в исполнительном органе реле и произойти отказ защиты;

б) включение тормозной обмотки в одно из плеч СН или НН трансформатора. При этом тормозную обмотку следует включать в плечо той стороны трансформатора, где внешнее к.з. вызывает больший ток (т.е. со стороны, имеющей сопротивление обмотки трехобмоточного трансформатора, равное примерно нулю). Схема включения обмоток реле ДЗТ-11, соответствующая этому варианту, приведена на рис. 2.1.

Несрабатывание защиты при внешнем к.з., в данном случае на шинах НН, когда торможение отсутствует, обеспе-

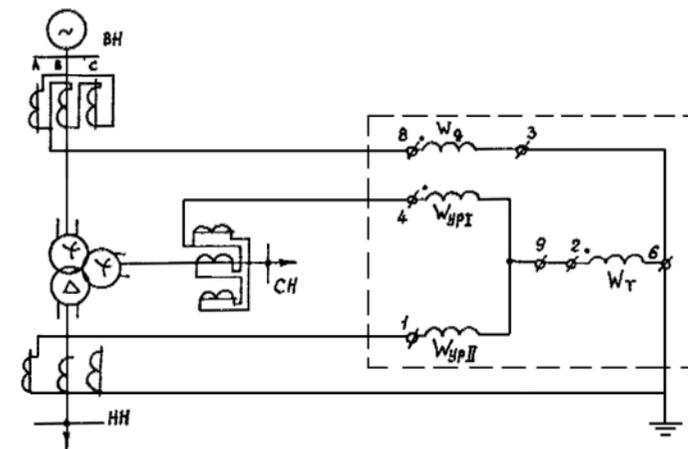


Рис. 2.1. Схема включения тормозной обмотки в плечо СН трансформатора

чивается выбором тока срабатывания по условию (2.2) и (2.4).

Однако, если отстройка от тока небаланса при внешнем к.з. требует в данном варианте $I_{сз}$ больше, чем $1,5 I_n$, наиболее целесообразно применить схему включения обмотки реле ДЗТ-11 на сумму токов плеч защиты питаемых сторон;

в) включение тормозной обмотки на сумму токов плеч защиты сторон СН и НН трансформатора (рис. 2.2). Этот вариант включения обмоток реле ДЗТ-11 может быть признан наилучшим, так как позволяет выбрать ток срабатывания защиты $I_{сз}$ только по условию (2.4). Кроме того, в этой схеме исключается влияние тормозного реле при к.з. в зоне действия защиты. Также на величину $I_{сз}$ в этом варианте не влияет неточность подбора витков уравнильных обмоток реле (она влияет лишь на выбор числа витков тормозной обмотки).

Таким образом, выбрав схему включения тормозной обмотки реле, по условию (2.4) при $K_{омс} = 1,5$ выбирается ток срабатывания защиты $I_{сз}$. По найденному $I_{сз}$ находится вторичный ток срабатывания реле $I_{ср}$:

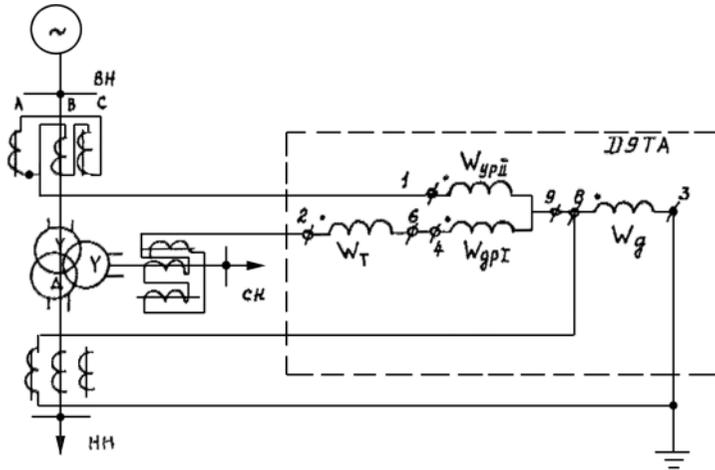


Рис. 2.2. Схема включения тормозной обмотки на сумму токов плеч СН и НН трансформатора

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{n_{ТА}} \cdot K_{сх}. \quad (2.6)$$

5. Определяются числа витков обмоток реле ДЗТ-11:

а) число витков дифференциальной (рабочей) обмотки $W_д$ определяется по выражению:

$$W = \frac{F_{ср}}{I_{ср}}, \quad (2.7)$$

где $F_{ср}$ — магнитодвижущая (намагничивающая) сила, необходимая для срабатывания реле. Для ДЗТ-11 $F_{ср0} = 100$ А вит.

Исходя из расчетного значения $W_д$, принимается ближайшее целое число витков дифференциальной обмотки. Значения витков обмотки реле, которое можно выставить, указано на схеме реле (рис 2.3);

б) расчетное число витков уравнильных обмоток определяется из условия уравнивания намагничивающих сил в реле, создаваемых номинальными токами в дифференциальной и уравнильной обмотках. Считая одну из обмоток отключенной (например НН, см. рис.2.2), имеем:

$$I_{2вн} \cdot W_д = I_{2сн} \cdot W_{урI}, \quad (2.8)$$

где $I_{2вн}, I_{2сн}$ — номинальные вторичные токи сторон ВН и НН трансформатора.

Витки тормозной обмотки в данном выражении отсутствуют, так как они включаются таким образом, что не

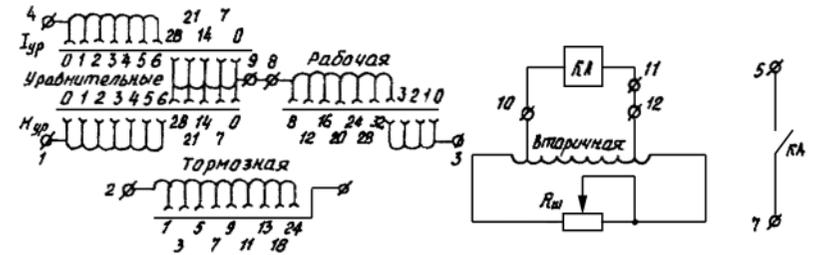


Рис. 2.3. Схема реле ДЗТ-11

создают тока в реле, а служат только для подмагничивания крайних стержней магнитопровода, насыщая их и препятствуя трансформации тока из рабочей обмотки во вторичную. Из (2.8) находится число витков $W_{урI}$. Для установки на реле принимается ближайшее большее целое число витков первой уравнивающей обмотки (см. рис. 2.3).

Считая отключенной другую обмотку (теперь СН), условие равновесия намагничивающих сил будет равно:

$$I_{2вн} \cdot W_{\delta} = I_{2нн} \cdot W_{урII}, \quad (2.9)$$

откуда находим расчетное число витков второй уравнивающей обмотки $W_{урII}$. Для установки на реле принимается ближайшее целое число витков уравнивающей обмотки (см. рис. 2.3).

Правильность выбора числа витков обмоток реле ДЗТ-11 (для схемы рис.2.2) может быть проверено по условию:

$$I_{2вн} \cdot W_{\delta} \approx I_{2сн} \cdot W_{урI} \approx I_{2нн} \cdot W_{урII}. \quad (2.10)$$

в) число витков тормозной обмотки выбирается исходя из условия надежного несрабатывания защиты при внешних к.з. по выражению:

$$W_T \geq \frac{K_3 \cdot I_{нб \max} \cdot W_{расч}}{I_{к \max} \cdot tg \alpha}, \quad (2.11)$$

где K_3 — коэффициент запаса, $K_3 = 1,5$;

$tg \alpha$ — тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания, соответствующей минимальному торможению. Для реле ДЗТ-11 $tg \alpha = 0,87$;

$W_{расч}$ — расчетное число витков рабочей обмотки. Для схемы рис. 2.2 $W_{расч} = W_{\delta}$;

$I_{нб \max}$ — наибольший ток небаланса при трехфазном к.з. на одной из сторон СН или НН трансформатора, определяемый по выражению (2.3) с учетом. Погрешность от неточного выравнивания токов плеч защиты, вследствие невозможности точной установки на реле расчетного числа уравнивающих обмоток, определяется для сторон ВН и НН трансформатора по выражению:

$$\Delta f_{выр}^f = \frac{(W_{ур.уст} - W_{ур.расч})}{W_{ур.расч}}, \quad (2.12)$$

где $W_{ур.уст} - W_{ур.расч}$ — расчетное и принятое к установке на реле число витков уравнивающих обмоток. Для подстановки в формулу (2.11) берется наибольшее из двух полученных значений $I_{нб \max}$;

$I_{к \max}$ — максимальное значение внешнего тока к.з. на одной из сторон СН или НН трансформатора. В формулу (2.11) подставляется значение, соответствующее к.з. на той стороне трансформатора, для которой берется $I_{нб \max}$.

6. Определяется коэффициент чувствительности защиты при двухфазном к.з.:

$$K_4^{(2)} = \frac{I_{к \min}^{(2)} \cdot W_{\delta}}{n_{ТВн} \cdot F_{с.р.о.}}, \quad (2.13)$$

где $I_{к \min}^{(2)}$ — значение минимального тока двухфазного к.з. (найденно выше, в пункте 3);

$n_{ТВн}$ — коэффициент трансформации со стороны ВН трансформатора;

W_{δ} — принятое к установке число витков дифференциальной обмотки;

$F_{с.р.о.}$ — магнитодвижущая сила срабатывания реле ДЗТ-11 при отсутствии торможения, т.е. берется начальная точка тормозных характеристик реле, $F_{с.р.о.} = 100A \cdot \text{вит}$.

Значение $K_4^{(2)}$ должно быть больше или равно 2.

2.2.3. Максимальные токовые защиты трансформатора от внешних коротких замыканий

Максимальная токовая защита (МТЗ) на стороне ВН трансформатора. Как известно, ток срабатывания МТЗ в общем случае определяется по выражению:

$$I_{cз} = \frac{K_3 K_{cзн}}{K_6} I_{н\max}, \quad (2.14)$$

где K_3 — коэффициент запаса, $K_3 = 1,15-1,25$;
 $K_{cзн}$ — коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока нагрузки в режиме самозапуска двигателей;
 K_6 — коэффициент возврата реле (для реле серии РТ-40 $K_6 = 0,85$);
 $I_{н\max}$ — максимальный ток нагрузки.

Для МТЗ со стороны ВН трансформатора можно принять $K_{cзн} = 1$, а $I_{н\max}$ определить с учетом допустимой перегрузки трансформатора, т.е. $I_{н\max} = 1,5 I_n$ (где I_n — номинальный ток трансформатора).

По найденному первичному току срабатывания $I_{cз}$ МТЗ определяется вторичный ток срабатывания реле I_{cp} и выбирается тип реле, например по [7, 10]:

$$I_{cp} = \frac{I_{cз}}{n_{TA}} K_{cx}. \quad (2.15)$$

Как отмечалось выше, МТЗ со стороны 110 кВ трансформатора для повышения чувствительности дополняется блокировкой (пуском) по напряжению.

Трансформаторы напряжения на отпаечных подстанциях устанавливаются на шинах тяговой и районной обмоток трансформатора. В связи с этим напряжение срабатывания защиты по напряжению будет равно:

$$U_{cз} = \frac{U_{\min}}{K_3 \cdot K_6}, \quad (2.16)$$

где U_{\min} — минимальное рабочее напряжение на шинах тяговой обмотки, $U_{\min} = 22$ кВ;
 K_3 — коэффициент запаса, $K_3 = 1,15-1,25$;
 K_6 — коэффициент возврата ($K_6 = 1,2$ для реле минимального типа, например РН-50).

По найденному первичному напряжению $U_{cз}$ определяют-

ся вторичные напряжения срабатывания реле U_{cp} и выбирается тип по реле, например по [7, 10]:

$$U_{cp} = U_{cз} / n_{TV}, \quad (2.17)$$

где n_{TV} — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Чувствительность МТЗ при наличии блокировки минимального напряжения не проверяется.

Выдержка времени МТЗ со стороны ВН трансформатора должна удовлетворять условиям:

$$t_{мтзвн} = t_{мтзсн} + \Delta t, \quad (2.18)$$

$$t_{мтзвн} = t_{мтзнн} + \Delta t, \quad (2.19)$$

где $t_{мтзвн}$, $t_{мтзсн}$ — выдержки времени МТЗ вводов СН и НН трансформатора. Находятся ниже, в последующих пунктах;
 Δt — ступень выдержки времени ($t = 0,5$ с).

Из двух значений выдержек времени, найденных по выражениям (2.18) и (2.19), принимается наибольшее. Затем следует выбрать тип реле времени, например по [7, 10].

Максимальная токовая защита ввода 27,5 кВ трансформатора. Первичный ток этой защиты определяется на основании выражения (2.14), причем $K_{cзн}$ принять равным 1, а $I_{н\max} = 2 I_n$ (где I_n — номинальный ток тяговой обмотки трансформатора).

Далее по (2.15) определяется ток срабатывания реле и выбирается его тип. Затем определяется чувствительность МТЗ по минимальному току двухфазного к.з. на стороне 27,5 кВ трансформатора:

$$K_q^{(2)} = \frac{I_{к\min}^{(2)}}{I_{cз}} \geq 1,5. \quad (2.20)$$

При необходимости для повышения K_q МТЗ может быть дополнена блокировкой (пуском) по минимальному напряжению. Определение $U_{cз}$ и U_{cp} в этом случае производится по выражениям (2.16) и (2.17). Выдержка времени МТЗ вво-

да 27,5 кВ трансформатора выбирается из условия селективности по отношению к защитах фидеров, питающихся от шин 27,5 кВ.

Максимальная токовая защита ввода районной обмотки трансформатора. Первичный ток срабатывания этой защиты определяется на основании выражения (2.14), причем $K_{сзн}$ принять равным 1,6,

$$I_{н\max} = 2 I_n$$

где I_n — номинальный ток районной обмотки трансформатора). Далее определяется ток срабатывания реле и выбирается его тип.

Затем по выражению (2.20) определяется чувствительность МТЗ ввода районной обмотки трансформатора.

Выдержка времени МТЗ ввода районной обмотки на отключение секционного выключателя шин районной обмотки $t_{мтзсв}$ определяется по выражению:

$$t_{мтзсв} = t_{фрн} + \Delta t, \quad (2.21)$$

а на отключение выключателя ввода районной обмотки:

$$t_{мтзрн} = t_{мтзсв} + \Delta t, \quad (2.22)$$

где $t_{фрн}$ — выдержка времени фидеров районных потребителей;
 Δt — ступень выдержки времени (берется из табл.5).

2.2.4. Максимальная токовая направленная защита

Первичный ток срабатывания пусковых реле этой защиты выбирается по выражению:

$$I_{сз} = 0,3 I_n, \quad (2.23)$$

где I_n — номинальный ток трансформатора на стороне ВН.

Вторичный ток срабатывания реле определяется по выражению (2.15) и затем, например по / 7, 10 /, выбирается тип реле.

Обмотки напряжения реле направления мощности получают питание от трансформаторов напряжения, присоединенных к шинам 27,5 кВ. Реле направления мощности включается по 90 схеме (см. напр. [6]).

2.2.5. Максимальные токовые защиты от ненормальных режимов

Защита от перегрузки трансформатора. Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора определяется по выражению:

$$I_{сз} = \frac{K_з}{K_6} \cdot I_n, \quad (2.24)$$

где $K_з$ — коэффициент запаса, $K_з = 1,05$.

Далее определяется вторичный ток срабатывания реле и выбирается тип токового реле и реле времени, так как защита действует на сигнал с выдержкой времени 9 с.

Защита включения обдува трансформатора. Автоматическое включение обдува трансформатора производится при нагрузке, равной $0,7 I_n$, т.е. $I_{сзоб} = 0,7 I_n$.

После этого определяется вторичный ток срабатывания реле и выбирается тип токового реле и реле времени.

2.2.6. Защита блокировки отделителя

Блокировка отделителя (ОД) должна надежно (при $K_y > 2$) сработать при включении короткозамыкателя (КЗ). Для этого необходимо знать однофазный ток к.з. $I_k^{(1)}$ на стороне 110 кВ подстанции в минимальном режиме энергосистемы.

Его можно определить по току трехфазного к.з. на стороне 110 кВ в режиме минимума энергосистемы на основании соотношения:

$$I_k^{(1)} = I_k^{(3)} \frac{3}{2 + \frac{X_{0\Sigma}}{X_{1\Sigma}}}, \quad (2.25)$$

где $X_{1\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ — соответственно сопротивления прямой и нулевой последовательности до точки к.з.

Считая, что подстанция питается по одноцепным ЛЭП со стальным грозозащитным тросом, для которых $X_0 = X_1$, получаем из (2.25):

$$I_{к\ min}^{(1)} = 0,6I_{к\ min}^{(3)} \quad (2.26)$$

Тогда первичный ток срабатывания блокировки ОД определится по выражению:

$$I_{сзбл} = \frac{I_{к\ min}^{(1)}}{K_q} \quad (2.27)$$

где K_q — коэффициент чувствительности, $K_q = 2,5$.

Вторичный ток срабатывания реле блокировки:

$$I_{србл} = \frac{I_{сзбл}}{n_{ТАкз}} \quad (2.28)$$

где $n_{ТАкз}$ — коэффициент трансформации ТА типа ТШЛ-0,5, устанавливаемого в цепи КЗ для питания реле блокировки. При одном первичном витке (шине) $n_{ТАкз} = 60$.

По значению $I_{србл}$ выбирается тип токового реле.

В заключение необходимо произвести проверку трансформатора тока стороны ВН трансформатора, к которому подключены реле МТЗ и дифзащиты.

2.3. Проверка трансформатора тока на 10% погрешность

В соответствии с ПУЭ трансформаторы тока, предназначенные для релейной защиты, должны обеспечивать точную работу её измерительных органов при к.з. в зоне действия защиты. Это требование считается выполненным, если полная или токовая погрешность не превышает 10%. Проверка ТА на 10% погрешность может быть выполнена в следующей последовательности:

1. Определяется предельная кратность K_{10} расчетного тока по отношению к первичному номинальному току трансформатора:

$$K_{10} = \frac{I_{расч}}{I_n} \quad (2.29)$$

где $I_{расч} = I_{к\ max}$, т.е. принимается равным максимальному току к.з.

Этот ток определяется при к.з. на стороне ВН трансформатора непосредственно за ТА по значению $S_{кз\ max}$ (берется из табл. 4).

2. Определяется допустимая вторичная нагрузка $Z_{ндоп}$, при которой полная погрешность ε ТА не превышает 10%. Определение производится по кривым предельных кратностей ТА типа ТВТ-110, встроенных во ввод ВН трансформатора (рис. 2.4). Так как одинаковые вторичные обмотки соединяются обычно последовательно, то значение $Z_{ндоп}$ следует удвоить.

3. Сравняется полученная по кривой предельных кратностей величина с расчетной нагрузкой ТА $Z_{нрасч}$. При определении $Z_{нрасч}$ учитывается, что во вторичную цепь ТА со стороны ВН трансформатора включены реле МТЗ и ДЗТ. Для трехрелейной схемы, в которой ТА соединяются в треугольник, а реле — в звезду $Z_{нрасч} = 3r_{кр} + 3(Z_{рмтз} + Z_{рДЗ}) + r_{пер}$. Сопротивления соединительных проводов,

$$r = \frac{l}{\gamma q}$$

где l — длина кабеля (в м) от ТА до реле (принимается студентом самостоятельно);

q — сечение жилы кабеля (мм^2);

γ — удельная проводимость $\text{м}/(\text{Ом}\ \text{мм})$ (для меди $\gamma = 57$, для алюминия $\gamma = 34,5$).

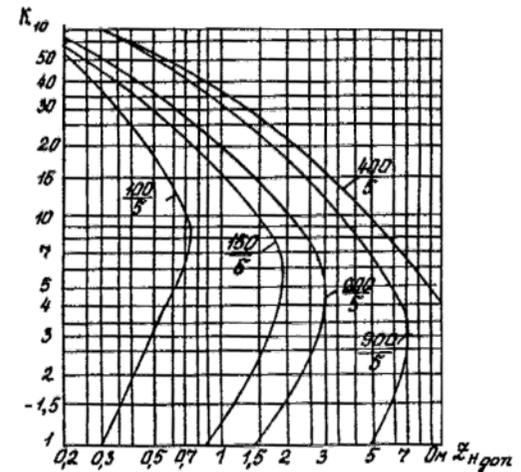


Рис. 2.4. Кривые предельных кратностей ТА типа ТВТ-110

Полное сопротивление токовых реле МТЗ $Z_{рмтз} = S/I$, где S — потребляемая мощность реле, ($В \cdot А$), берется из [5], а I — ток, при котором задана потребляемая мощность (5 А). Полное сопротивление дифференциальных реле $Z_{р\Delta z}$ типа РНТ, ДЗТ принять равным 0,1 Ом. Величина переходного сопротивления в контактах $r_{пер}$ во всех случаях принимается равной 0,1 Ом. Если $Z_{расч} = Z_{ндоп}$, то ТА работает с полной погрешностью < 10%. Если же $Z_{расч} > Z_{ндоп}$, то для снижения погрешности ТА можно перейти на больший коэффициент трансформации. Однако при этом необходимо будет пересчитать уставки реле защит.

2.4. Таблица уставок и схема оперативных цепей защит

Результаты расчета уставок защит и реле трансформатора, а также выбранные типы реле следует представить в виде сводной таблицы. В ней следует указать типы защит, уставки срабатывания защит и реле, типы и основные показатели примененных реле.

Затем, на основании ранее составленной структурной схемы защит, следует составить принципиальную электрическую схему защит трансформатора в трехфазном начертании. Для этого, в соответствии с условными графическими обозначениями [1] и буквенными кодами (приведены в приложении), изображается трансформатор, коммутационная аппаратура, трансформаторы тока и напряжения и реле защит. Далее составляется схема оперативных (выходных) цепей защит и дается краткое описание функционирования защит трансформатора.

Принципиальную схему защит и схему оперативных цепей следует представить на чертеже формата А1.

2.5. Рекомендуемая последовательность выполнения задания

Последовательность выполнения второго варианта задания может быть такой:

1. Составляется структурная схема защит понижающего трансформатора и дается краткое описание состава защит.
2. Производится расчет уставок защит и выбор типа реле.
3. Проверяется трансформатор тока на 10% погрешность.
4. Результаты расчета уставок защит и реле представляются в виде сводной таблицы.
5. Составляется принципиальная электрическая схема защит понижающего трансформатора в трехфазном начертании, схема оперативных (выходных) цепей защит и дается краткое описание функционирования защит трансформатора.

Для самоподготовки к защите курсового проекта по данному варианту следует проработать нижеприведенные вопросы.

Вопросы для самоподготовки к защите курсового проекта по варианту:

2. ЗАЩИТА ТРЕХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ОТПАЕЧНОЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА
 - 2.1. Охарактеризуйте по структурной схеме состав защит понижающего трансформатора.
 - 2.2. Каков принцип действия газовой защиты трансформатора?
 - 2.3. В чем заключаются особенности выполнения дифференциальной защиты трехфазных понижающих трансформаторов?
 - 2.4. Как определяется ток срабатывания защиты и реле дифференциальной защиты?
 - 2.5. Как определяются числа витков дифференциальной и уравнивающей обмоток реле дифзащиты?
 - 2.6. Для чего применяется тормозная обмотка в реле типа ДЗТ?
 - 2.7. Как определяется ток срабатывания защиты и реле МТЗ?

2.8. Для чего в МТЗ со стороны ВН трансформатора применяется блокировка по напряжению?

2.9. Как реализуется максимальная токовая направленная защита? Что такое 90 схема включения реле направления мощности?

2.10. Как определяются токи срабатывания защит и реле от перегрузки и включения обдува?

2.11. Как определяется ток срабатывания защиты и реле блокировки отделителя?

2.12. Как проверяется трансформатор тока на 10% погрешность?

2.13. Поясните по принципиальной электрической схеме и схеме оперативных (выходных) цепей защит трансформатора функционирование каждой из защит.

3. ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА (3 вариант задания)

3.1. Защита установок поперечной емкостной компенсации

3.1.1. Общие сведения

Однофазные установки поперечной емкостной компенсации (КУ) включаются на отстающую фазу или на отстающую и опережающую фазы ОРУ — 27,5 кВ тяговой подстанции переменного тока. Кроме того, однофазные КУ могут включаться и в контактную сеть у постов секционирования. В данном, третьем варианте задания считается, что КУ включена в отстающую фазу ОРУ — 27,5 кВ тяговой подстанции переменного тока.

В качестве коммутационного аппарата в КУ целесообразно использовать вакуумный выключатель типа ВВФ — 27,5, способный надежно отключать как токи короткого замыкания, так и рабочие емкостные токи КУ.

Для реализации защит КУ в силовую цепь с обеих сторон конденсаторной установки устанавливаются два трансформатора тока ТА 1 и ТА 2. Кроме того, все конденсаторы КУ разделяются на две равные группы, к которым подключаются два трансформатора напряжения TV 1 и TV 2. В свою очередь от них ещё питаются два согласующих трансформатора TV 3 и TV 4.

В соответствии с требованиями ПУЭ, опытом проектирования и эксплуатации КУ на них применяются следующие защиты по току и напряжению, действующие на отключение головного выключателя КУ :

◆ **Защиты по току.**

1. Максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия (т.е. защищается не вся конденсаторная установка). Защита является резервной при мощных токах к.з. и подключается к ТА 1 со стороны питания КУ и действует на отключение высоковольтного выключателя без выдержки времени.

2. Продольная дифференциальная защита, зона действия которой охватывает всю конденсаторную установку. Подключается на разность токов двух трансформаторов тока ТА 1 и ТА 2 и действует на отключение высоковольтного выключателя без выдержки времени.

3. Защита конденсаторов от перегрузки, подключаемая к ТА 1 со стороны питания КУ и действующая на отключение высоковольтного выключателя с выдержкой времени.

◆ **Защиты по напряжению.**

1. Защита от максимального напряжения, подключаемая к двум трансформаторам напряжения TV 1 и TV 2 и действующая на отключение высоковольтного выключателя с выдержкой времени.

2. Защита от минимального напряжения, подключаемая к двум трансформаторам напряжения TV 1 и TV 2 и действующая на отключение высоковольтного выключателя с выдержкой времени.

3. Дифференциальная (небалансная) защита по напряжению, подключаемая к двум согласующим трансформаторам

TV 3 и TV 4 и действующая на отключение высоковольтного выключателя с выдержкой времени.

Выполнение данного варианта проекта начинается с того, что на основании вышерассмотренного состава защит КУ и рекомендуемой литературы [15, 16, 2, 6], необходимо составить структурную схему защит КУ. Для этого сначала изображается упрощенная силовая схема КУ, состоящая из высоковольтного выключателя, реактора, конденсаторной установки (в виде двух конденсаторов), трансформаторов тока ТА 1 и ТА 2, включенных с двух сторон КУ, трансформаторов напряжения TV 1 и TV 2, каждый из которых включен на соответствующую половину конденсаторной установки, а также подключаемым к ним двум согласующим трансформаторам TV 3 и TV 4.

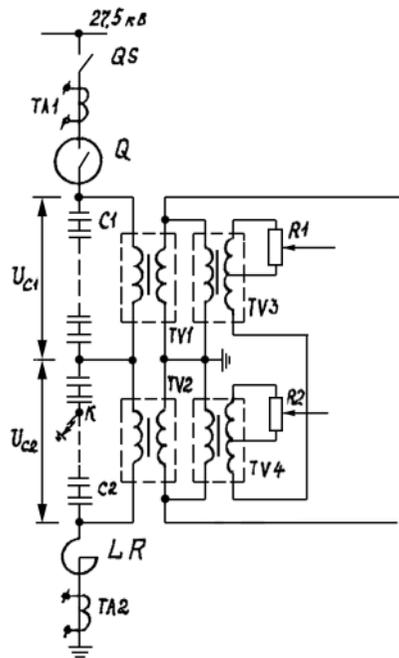


Рис. 3.1. Схема защит установки поперечной емкостной компенсации

Затем на этой же схеме каждая из защит КУ изображается в виде блока, на вход которого поступает сигнал от ТА или TV, а выходной сигнал воздействует без выдержки или с выдержкой времени на отключение высоковольтного выключателя.

Далее, на основании составленной структурной схемы защит КУ, рекомендуемой литературы [15, 16, 2, 6] и приняв за основу схему рис. 3.1, следует составить принципиальную электрическую схему защит КУ. При этом ко вторичной обмотке ТА 1 следует подключить токовые реле максимальной токовой защиты и защиты от перегрузки. Реле продольной дифференциальной защиты

включить на разность вторичных токов ТА 1 и ТА 2. К трансформаторам напряжения TV 1 и TV 2 подключаются реле защит максимального и минимального напряжения. К согласующим трансформаторам TV 3 и TV 4 подключается реле дифференциальной (небалансной) защиты по напряжению.

Для обозначения элементов схемы защит следует руководствоваться буквенными кодами, приведенными в приложении.

Дальнейшее выполнение курсового проекта заключается в расчете уставок всех вышерассмотренных защит и реле, выборе типов токовых реле, реле напряжения и времени.

3.1.2. Расчет уставок и выбор реле защит КУ

◆ Защиты по току.

1. Максимальная токовая защита (МТЗ). В соответствии с составленной принципиальной схемой защит КУ, МТЗ выполняется на токовом реле, подключенном к трансформатору тока ТА 1, и отстраивается от бросков тока в КУ при её включении или за счет разряда КУ на к.з. в тяговой сети. Броски тока в КУ могут достигать $(2,5-3,5) I_n$ (где I_n — номинальный ток КУ), но длительность их максимальных значений невелика — 0,02–0,04 с. Поэтому расчет максимального действующего значения броска тока, на которое реагирует реле МТЗ, производят по формуле, выведенной из анализа переходных процессов в цепи КУ с емкостным X_c и индуктивным X_L сопротивлениями [15]:

$$I_{\text{брос}} = I_n \sqrt{1 + 0,7 X_c / X_L} \quad (3.1)$$

Здесь

$$I_n = \frac{U_n}{X_c - X_L}.$$

где U_n — напряжение шин, $U_n = 27,5$ кВ;
 X_c, X_L — сопротивления конденсаторной батареи и реактора КУ.

Учитывая настройку КУ на резонансную частоту 150 Гц, можно принять:

$$\frac{X_c}{X_L} = \left(\frac{150}{50}\right)^2 = 9.$$

Сопротивление X_c определяется по числу параллельно и последовательно соединенных конденсаторов в КУ (табл. 7).

При использовании электромагнитных реле с учетом времени их работы (0,03–0,1 с) полученный ток включения уменьшают ещё в 1,3–1,5 раза. Тогда ток срабатывания защиты:

$$I_{cз} = \frac{K_з \cdot I_г}{1,3 \div 1,5}, \quad (3.2)$$

где $K_з$ — коэффициент запаса, равный 1,15–1,25.

Затем, приняв коэффициент трансформации трансформатора тока ТА 1 $K_{ТА1} = 300/5$, рассчитывается ток уставки реле и выбирается, например по [7, 10], его тип.

Далее следует определить число последовательно соединенных конденсаторов M^* , которые охватываются зоной действия МТЗ. Для этого определяется сопротивление части КУ — X_c^* , при котором ток к.з. равен $I_{cз}$. Из схемы замещения (рис. 3.2) запишем:

$$\left[X_c^* - 2(X_S - X_T) \right] I_{кз} = U_n, \quad (3.3)$$

где X_T, X_S — сопротивления фазы трансформатора и системы внешнего электроснабжения в её минимальном режиме, приведенное к напряжению 27,5 кВ (определяется по данным табл. 6).

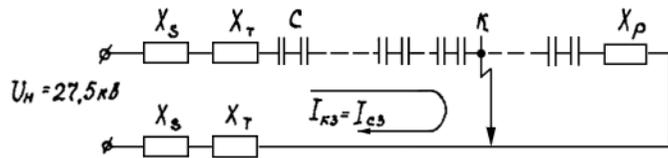


Рис. 3.2. Схема замещения установки поперечной ёмкостной компенсации

Приравняв $I_{cз} = I_{cз}$ из (3.3) определяем X_c^* , а затем находим:

$$M^* = \frac{X_c^* \cdot N}{X_c}, \quad (3.4)$$

где N — число параллельно соединенных конденсаторов;
 X_c — сопротивление конденсатора.

Таким образом, в результате расчета M^* становится ясно, что зона действия МТЗ не охватывает все конденсаторы и реактор. Поэтому в КУ максимальная защита считается резервной, а основной — продольная дифференциальная защита.

2. Продольная дифференциальная защита (ДЗ). В соответствии с составленной принципиальной схемой защит КУ ДЗ выполнена на токовом реле, включенном на разность токов ТА 1 и ТА 2. ДЗ реагирует на замыкания на землю всех конденсаторов и реактора. ТА 1 и ТА 2 выбираются на один и тот же номинальный ток, в связи с чем, выравнивание токов в плечах защиты не требуется.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{cз} = \Delta f_{\max} K_з I_{гз} / K_з, \quad (3.5)$$

где Δf_{\max} — допустимая погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;

$K_з$ — коэффициент запаса, равный 1,15–1,2.

Далее определяется ток срабатывания реле и, например по [7, 10], выбирается его тип. Затем следует проверить коэффициент чувствительности ДЗ, который должен быть не менее 2. При этом минимальный ток к.з. будет при замыкании на землю вывода реактора, соединенного с конденсаторной батареей. В этом случае:

$$I_{к\min} = \frac{U_{\min}}{X_c} = \frac{0,95U_n}{X_c}. \quad (3.6)$$

Если коэффициент чувствительности окажется меньше 2, то, руководствуясь рекомендуемой литературой, следует выбрать технические мероприятия по ограничению тока включения $I_{сз}$ и откорректировать ток срабатывания защиты и реле ДЗ, исходя из значения $K_4 = 2$.

3. Защита от перегрузки конденсаторов. Конденсаторы, используемые в КУ, допускают длительную работу при токе до $1,3 I_n$. С ростом тяговой нагрузки содержание высших гармоник тока в КУ растёт, в результате чего может быть недопустимая перегрузка конденсаторов.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = 1,3 I_n. \quad (3.7)$$

Далее определяется ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_{ТД1} K_6},$$

где K_6 — коэффициент возврата реле.

Выдержка времени защиты принимается равной 9 с. Затем, например по [7,10], следует выбрать тип токового реле и реле времени.

◆ Защиты по напряжению

1. Защита от максимального напряжения. Если на тяговой подстанции не используется устройство автоматического регулирования напряжения (АРПН), то реле максимального напряжения, подключенное в соответствии с принципиальной схемой защит КУ к трансформаторам напряжения TV 1 и TV 2, осуществляет защиту КУ от недопустимого повышения напряжения. Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{сз} = \frac{U_{\max}}{K_6} \cdot \frac{9}{8}, \quad (3.8)$$

где U_{\max} — максимальное допустимое напряжение ($U_{\max} = 29$ кВ);
 $9/8$ — коэффициент, учитывающий повышенное напряжение на конденсаторной батарее за счет наличия реактора.

В свою очередь напряжение срабатывания реле:

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{K_{TV}}, \quad (3.9)$$

где K_{TV} — коэффициент трансформации трансформаторов напряжения НОМ — 35, $K_{TV} = 35000/100$.

Выдержка времени защиты принимается 3÷5 мин. Затем, например по [7, 10], следует выбрать тип реле напряжения и времени.

2. Защита от минимального напряжения. В соответствии с принципиальной схемой защит КУ, данная защита, выполненная на реле минимального напряжения, подключается к трансформаторам напряжения TV 1 и TV 2 и служит для контроля цепей подключения и их целостности. Это необходимо по условиям электробезопасности, так как после отключения КУ конденсаторы разряжаются через эти TV. Эта же защита частично резервирует защиты от коротких замыканий.

Напряжение срабатывания защиты отстраивают от минимального напряжения U_{\min} на шинах тягового электропитания ($U_{\min} = 22$ кВ):

$$U_{сз} = \frac{U_{\min}}{K_6}. \quad (3.9)$$

При этом следует учесть, что в реле минимального напряжения (в отличие от реле максимального напряжения) K_6 больше единицы. Далее следует определить напряжение срабатывания реле и выбрать его тип. Для отстройки от переходных процессов в этой защите вводится выдержка времени 0,5 с. Поэтому используя, например [7, 10], следует выбрать тип реле времени.

3. Дифференциальная (небалансная) защита по напряжению. Эта защита реагирует на пробой или перекрытие корпусной изоляции, а также изоляции между обкладками конденсаторов. Для реализации защиты все конденсаторы разделяются на две равные группы С 1 и С 2. При повреждении конденсаторов напряжения между группами С 1 и С

2 (U_{c_1} и U_{c_2}) перераспределяются и на реле, подключенному к согласующим трансформаторам специального изготовления TV 3 и TV 4, появляется напряжение небаланса. Напряжение срабатывания этого реле:

$$U_{cp} = \Delta U_{нб(o)} \cdot K_3, \quad (3.10)$$

где $\Delta U_{нб(o)}$ — напряжение небаланса на реле, обусловленное неидентичностью емкостей конденсаторов.

Исходя из опыта эксплуатации, можно принять

$$\Delta U_{нб(o)} = 0,5-1 \text{ В.}$$

Защита должна надежно сработать при закорачивании одного ряда конденсаторов. В этом случае напряжение небаланса на реле равно:

$$U_{нб} = (U_{c_2} - U_{c_1}) \frac{K_{cm} \cdot K_{cn}}{K_{TV}} = \frac{0,95U_n}{M[1 - (X_L / X_c)^2] - 1} \cdot \frac{K_{cn}}{K_{TV} \cdot K_{cm}}, \quad (3.11)$$

где K_{cm} — коэффициент трансформации согласующих (повышающих) трансформаторов TV 3 и TV 4, $k = 0,28$;

K_{TV} — коэффициент трансформации трансформаторов напряжения TV 1 и TV 2, $K_{TV} = 35000/100$;

K_{cn} — коэффициент, характеризующий снижение напряжения на выходе согласующих трансформаторов при подключении реле защиты. Принимается, что $K_{cn} = 0,6$.

Коэффициент чувствительности защиты должен удовлетворять условию:

$$K_u = \frac{\Delta U_{нб}}{U_{cp}} \geq 1,5.$$

В качестве реле для этой защиты целесообразно использовать реле РТЗ-50 с напряжением срабатывания 0,8–7,9 В. Для отстройки от переходных процессов вводится выдержка времени 0,5 с. Поэтому, используя, например [7, 10], следует выбрать тип реле времени.

3.1.3. Таблица уставок и схема оперативных цепей защит КУ

Результаты расчета уставок защит и реле КУ, а также выбранные реле тока, напряжения и времени следует представить в виде сводной таблицы. В ней следует указать типы защит, уставки срабатывания защит и реле, типы выбранных реле тока, напряжения, времени.

Затем, с учетом ранее составленной принципиальной схемой защит КУ, следует составить схему оперативных (выходных) цепей защит и дать краткое описание функционирования защит КУ. Условные графические обозначения элементов схемы должны быть выполнены в соответствии с требованиями ЕСКД [1], а для обозначения элементов следует руководствоваться буквенными кодами, приведенными в приложении.

3.2. Защита установок продольной емкостной компенсации

3.2.1. Общие сведения

Устройства продольной емкостной компенсации (УПК) устанавливаются только на тяговых подстанциях, так как эффект от неё получается только при протекании по УПК тока. При этом УПК может быть включена в цепь фаз А, В или цепь отсоса. При установке УПК в цепь отсоса можно получить значительное уменьшение потери напряжения в понижающих трансформаторах подстанции и уменьшение несимметрии напряжения на шинах 27,5 кВ.

В связи с этим в данном варианте задания УПК включена в цепь отсоса подстанции. Силовая схема УПК включает в себя две параллельно-последовательные группы конденсаторов, реактор — для ограничения токов разряда конденсаторов при включении от защит высоковольтного выключателя или разрядника, шунтирующего УПК.

Особенностью работы УПК является то, что оно включено в тяговую сеть последовательно и поэтому на него воздействуют токи рабочего и аварийного режима тяговой сети. Исходя из тяжелых и опасных для целостности кон-

денсаторов условий работы, в УПК предусматривается ряд защит, в результате работы которых происходит шунтирование конденсаторов, благодаря чему ограничивается время вредного воздействия токов и напряжений на конденсаторы. При этом шунтирование КУ осуществляется с помощью высоковольтного выключателя или специального управляемого разрядника.

УПК включает в себя следующие защиты:

1. Защита конденсаторов от сквозных токов к.з. в тяговой сети, реализуемая с помощью управляемого разрядника и являющаяся сверхбыстродействующей.

2. Дифференциальная (небалансная) защита конденсаторов по току, контролирующая небаланс токов в параллельно-последовательных группах конденсаторов и действующая на включение шунтирующего выключателя без выдержки времени.

3. Защита от перегрузки конденсаторов, действующая на включение шунтирующего выключателя с токозависимой выдержкой времени.

Исходя из вышерассмотренного состава защит КУ, а также рекомендуемой литературы [15, 16, 2, 6], выполнение этого варианта задания следует начать с составления структурной схемы защит УПК. Для этого сначала изображается упрощенная силовая схема УПК, состоящая из двух параллельно — последовательных групп конденсаторов С 1, С 2, С 3, С 4, шунтирующего выключателя, реактора и трансформаторов тока.

Затем на этой же схеме каждая из защит УПК изображается в виде блока, на вход которого поступает сигнал с соответствующего трансформатора тока или конденсатора, а выходной сигнал воздействует на срабатывание управляемого разрядника или включение шунтирующего выключателя без выдержки или с выдержкой времени.

Далее, приняв за основу схему, рис. 3.3, следует представить принципиальную электрическую схему защит УПК. Дальнейшее выполнение задания будет заключаться в расчете уставок защит и реле и выборе типов реле.

3.2.2. Расчет уставок и выбор реле защит УПК

1. Защита УПК от сквозных токов к.з. в тяговой сети.

В эксплуатации наибольшую опасность для конденсаторов УПК представляют токи к.з. в тяговой сети, при которых напряжение на конденсаторах может возрасти в несколько раз по сравнению с номинальным, в результате чего происходит ионизационный пробой изоляции конденсатора. Защита от указанных перенапряжений ЗПК — 2Б осуществляется управляемым разрядником — тригatronом F (рис. 3.3), который мгновенно выводит УПК из работы, шунтируя конденсаторы. Собственное время работы такой защиты не превышает 0,5–1 мс. Расстояние между главными электродами 8–12 мм, а между главными и управляемыми электродами 4–6 мм.

Защита на тригatronе подключается к одному ряду конденсаторов, напряжение которых через ограничительный резистор R и тиристорно-варисторный ключ подается на два трансформатора запала TV11 и TV12, низковольтные обмотки которых соединены последовательно, с целью ограничения напряжения на каждую обмотку. В качестве TV обычно используют трансформаторы ОМ-1,25-6 (1,25 кВ А,

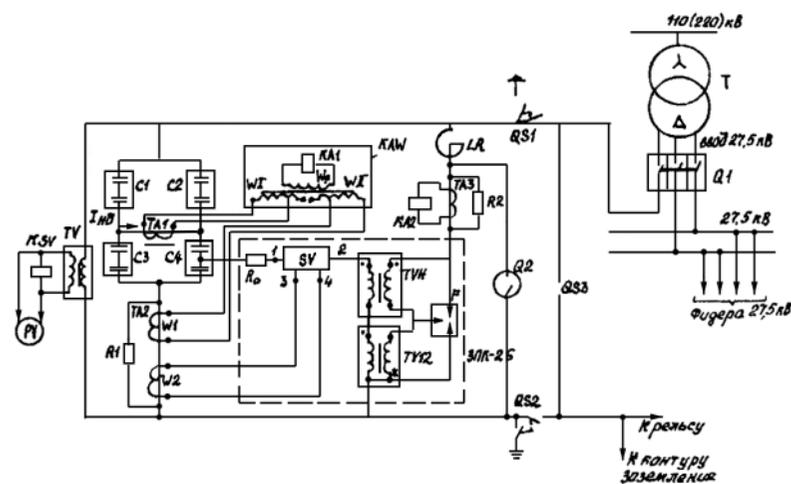


Рис. 3.3. Схема защит установки продольно ёмкостной компенсации

6/0,23 кВ). Высоковольтные обмотки подключены к главным и управляемому электродам F, а между собой включены встречно-последовательно с целью недопущения подачи высоковольтного импульса на конденсаторы.

При возникновении к.з. в тяговой сети повышается напряжение на конденсаторах. При воздействии повышенного напряжения и тока от трансформатора ТА 2 открывается тиристорно-варисторный ключ SV и импульсом подается напряжение на трансформаторы запала TV11 и TV12.

В результате высоковольтный импульс в 30-40 кВ пробивает два вспомогательных промежутка между главными и управляемым электродами, что приводит к пробоев главного промежутка между главными электродами. Так происходит шунтирование конденсаторов. Для ограничения токов при шунтировании включают дроссель LR. При прохождении тока через ТА 3 подается команда с помощью реле КА2 на включение вакуумного выключателя Q2.

Тиристорно-варисторный ключ SV выполняет роль быстродействующего выключателя и порогового элемента (рис. 3.4).

Он состоит из тиристорно-варисторных элементов ТВЭ, в которых тиристоры VT1, VT2 включены встречно-параллельно, а варистор R соединяет их управляющие электроды. В качестве варисторов, являющихся датчиками напряжения SV, используются высоконелинейные оксидно-цинковые резисторы СН-2А. Для ограничения напряжения на управляющем электроде тиристора устанавливают стабилитроны V1, V2 (Д 815 В), а с помощью выравнивающих резисторов R1 (ПЭЛ-50-1500 Ом) напряжение равномерно распределяется по всем ТВЭ.

Расчет тиристорно-варисторного ключа для заданной уставки срабатывания защиты производится в следующей последовательности.

1. Уставка срабатывания защиты

$$U_{сз} = (2,5 \div 3,0)U_n, \quad (3.12)$$

где U_n — номинальное напряжение УПК.

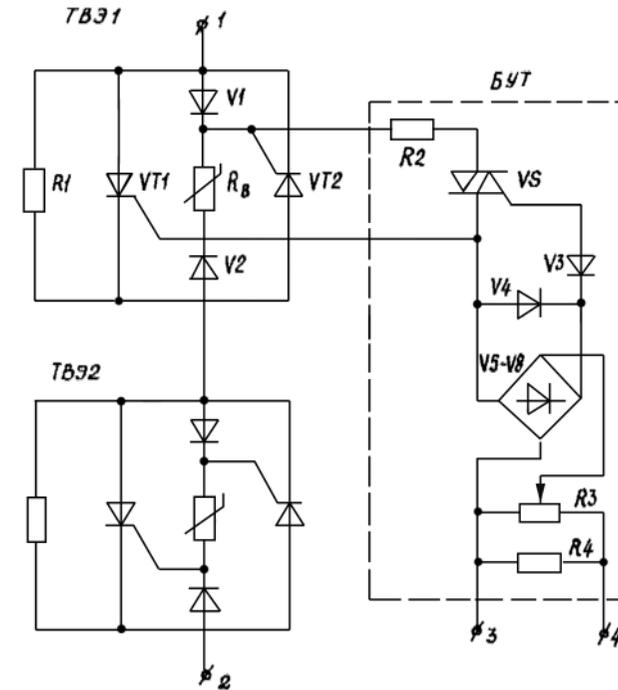


Рис. 3.4. Тиристорно-варисторный ключ с запуском по току

Для M последовательно соединенных конденсаторов с номинальным напряжением $U_{нк}$:

$$U_{нк} = M \cdot U_{нк}.$$

Отсюда следует, что при срабатывании защиты напряжение на конденсаторе:

$$U_{с(твк)} = (2,5 \div 3,0)U_{нк}. \quad (3.13)$$

2. Количество тиристорно-варисторных элементов определяется по амплитудному значению напряжения:

$$n_{твэ} = \frac{\sqrt{2}U_{с(твк)}}{1,1U_{вкл}}, \quad (3.14)$$

где $U_{вкл}$ — классификационное напряжение варистора.

Значение определяется точкой на колене характеристики варистора, где напряжение практически не изменяется с увеличением тока. С запасом принимается, что ток варистора резко возрастает при напряжении лавинообразования $1,1 U_{вкл}$.

Рекомендуется выбирать варистор СН2-2А-560, у которого $U_{вкл}$ равно 560 В. Тип тиристора VS выбирается по напряжению варистора и амплитуде тока, протекающего через SY. Рекомендуется в проекте с запасом принять тиристор ТЛ-200 на ток 200 А.

Для быстрого шунтирования управляемого разрядника (с целью снижения эрозии контактов разрядника от действия электрической дуги) в проекте следует применить вакуумный выключатель ВВВ-10/320 или ВВТЭ-10/630, а для ограничения бросков тока при шунтировании УПК в цепь выключателя включить дроссель РЗ-1000-25 (LR на рис.3.3).

Для снижения перенапряжений на конденсаторах при к.з. в защите ЗПК-2Б предусмотрено шунтирование одного ТВЭ путем запуска SV по току с помощью блока БУТ (рис. 3.4).

При нарастании тока к.з. до $2,5 \div 3 I_n$ включается симистор VS3, который шунтирует варистор R_g , а следовательно и ТВЭ. В результате уставка по напряжению защиты снижается в два раза. А так как ток к.з. по фазе опережает напряжение на конденсаторах, то шунтирование ТВЭ происходит раньше, чем достигаются повышенные напряжения на конденсаторах, и защита срабатывает при пониженной уставке $U_{уст} = 0,5(2,5 \div 3,0)U_n$.

2. Дифференциальная (небалансная) защита конденсаторов по току выполняется на дифференциальном реле РНТ-560 и контролирует значительное снижение емкости конденсаторов за счет сгорания предохранителей секций или повреждения отдельных конденсаторов. Указанное реле с большим числом витков рабочих обмоток позволяет выполнить достаточно чувствительную защиту. Для повышения чувствительности защиты следует выбрать число витков II рабочей обмотки реле (W_{II}) так, чтобы скомпенсировать начальный ток небаланса $I_{нб(0)}$, обусловленный неидентичностью параметров конденсаторов:

$$W_{II} = \frac{I_{нб(0)} \cdot K_{TA_2}}{I_{унк} \cdot K_{TA_1}}, \quad (3.15)$$

где $I_{унк}$ — номинальный ток УПК, который определяется номинальным током конденсатора и числом параллельно соединенных конденсаторов в УПК (см. табл. 7);

K_{TA_1}, K_{TA_2} — коэффициенты трансформации трансформаторов тока ТА1 и ТА2 типа ТФН-35;

W_I — число витков I рабочей обмотки, через которую протекает ток небаланса $I_{нб(0)}$ (см. рис. 3.3).

С увеличением тока небаланса растет разность намагничивающих сил от обмоток W_I и W_{II} , и когда она достигнет намагничивающей силы срабатывания реле F_{cp} , произойдет срабатывание защиты. В этом случае:

$$\frac{I_{сз}}{K_{TA_1}} \cdot W_I - \frac{I_{унк}}{K_{TA_2}} W_{II} = F_{cp}. \quad (3.16)$$

Подставляя W_{II} из (3.15), получим:

$$I_{сз} = K_{TA_1} \frac{F_{cp}}{W_I} + I_{нб(0)}. \quad (3.17)$$

Обычно принимают $I_{нб(0)} = (0,01-0,02) I_{унк}$. Для реле типа РНТ-566 намагничивающая сила срабатывания $F_{cp} = A \cdot \text{витков}$.

Задачей студента является выбор и расчет таких значений $W_I, W_{II}, K_{TA_1}, K_{TA_2}$, при которых $I_{сз} \geq (1,5 \div 2,0) I_{нб(0)}$. Поэтому предварительно, подставив $I_{сз}$ в (3.16) и задавшись K_{TA_1} , можно определить W_I и затем из (3.15) — число витков W_{II} . При выборе K_{TA_1}, K_{TA_2} следует учесть, что их номинальные токи должны быть соответственно не меньше номинального тока УПК и $I_{нб(0)}$.

Для оценки чувствительности защиты следует определить, во сколько раз должно измениться сопротивление X (или емкость) группы конденсаторов, чтобы сработала защита с током срабатывания $I_{сз}$.

Если X_0 уменьшится до X_1 , то можно определить их отношение:

$$K = \frac{x_0}{x_1} = \frac{I_{УПК}}{I_{УПК}} + \frac{2I_{СЗ}}{2I_{СЗ}}. \quad (3.18)$$

Полученное значение k должно быть не менее 0,9. Если $k < 0,9$, то следует увеличить W_I и повторить расчет.

Для сложных схем включения конденсаторов в УПК, а также при неравных $C1, C2, C3, C4$ расчет коэффициента k дается в [17].

3. Защита от перегрузки выполняется на индукционном реле типа РТ 84/2. Используется трансформатор тока ТА2, выбранный в п. 3.3.

Учитывая характер изменения тяговой нагрузки и перегрузочные характеристики конденсаторов, при выборе тока срабатывания индукционного элемента принимается, что при перегрузке $I_{пер}$ равен:

$$I_{пер} = 2 I_{УПК} \quad (3.19)$$

Используя технические данные РТ 84, например / 8 /, следует определить характеристики времени действия индукционных элементов в соответствующие им уставки реле:

$$I_{cp(und)} = \frac{I_{пер}}{K_{ТА2}(I_p/I_{cp})_{60}}, \quad (3.20)$$

где $(I_p/I_{cp})_{60}$ — величина (I_p/I_{cp}) при $t = 60$ с для принятой характеристики времени (характеристику принять для уставки срабатывания 16 с).

Если полученный ток $I_{cp(und)} > 5$ А, то следует изменить $k_{ТА2}$.

Принятую характеристику представить в проекте. Уставку электромагнитного элемента РТ-84/2, являющегося резервной защитой от токов к.з., выбирают по соотношению:

$$I_{cp(эл)} = (2÷3)I_{cp(und)}. \quad (3.21)$$

3.2.3. Таблица уставок и схема оперативных цепей защит УПК

Результаты расчета уставок защит и реле КУ, а также примененные реле следует представить в виде сводной таблицы. В ней следует указать типы защит, уставки срабатывания защит и реле, типы и основные показатели выбранных реле.

Затем, с учетом ранее составленной принципиальной схемой защит УПК, следует составить схему оперативных (выходных) цепей защит и дать краткое описание функционирования защит УПК. Условные графические обозначения элементов схемы должны быть выполнены в соответствии с требованиями ЕСКД [1], а для обозначения элементов следует руководствоваться буквенными кодами, приведенными в приложении.

3.3. Рекомендуемый порядок выполнения 3-го варианта задания

1. Составляются структурные схемы защит (КУ, УПК) с описанием состава защит.

2. Составляются принципиальные схемы защит (КУ, УПК).

3. Производится расчет уставок защит и реле (КУ, УПК) и производится выбор релейных элементов. Результаты этого расчета представляются в виде сводной таблицы для защит КУ и УПК.

4. Составляются схемы оперативных цепей защит (КУ, УПК) и дается краткое описание функционирования защит.

Принципиальные схемы защит (КУ и УПК), а также схемы оперативных цепей этих защит следует представить на чертеже формата А1.

Для самоподготовки к защите курсового проекта по данному варианту следует проработать нижеприведенные вопросы.

Вопросы для самоподготовки к защите курсового проекта по варианту:

3. ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК ПОПЕРЕЧНОЙ (КУ) И ПРОДОЛЬНОЙ (УПК) ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

- 3.1. Охарактеризуйте по структурной схеме состав защит КУ.
- 3.2. Поясните принципиальную электрическую схему защит КУ.
- 3.3. Поясните принципы выбора уставок токовых защит КУ.
- 3.4. Поясните принципы выбора уставок защит КУ по напряжению.
- 3.5. Поясните по схеме оперативных (выходных) цепей функционирование защит КУ.
- 3.6. Охарактеризуйте по структурной схеме состав защит УПК.
- 3.7. Поясните принципиальную электрическую схему защит УПК.
- 3.8. Поясните принципы выбора уставок защит УПК.
- 3.9. Поясните по схеме оперативных (выходных) цепей функционирование защит УПК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Усатенко С.Т. и др. Выполнение электрических схем по ЕСКД. Справочник. — М.: Изд-во стандартов, 1990. — 325 с.
2. Фигурнов Е.П. Релейная защита устройств электроснабжения железных дорог. Учебник для вузов ж.д. транспорта. — М.: Транспорт, 1981. — 216 с.
3. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации. ЦЭ-462. — М.: МПС, 1997. — 78 с.
4. Руководящие материалы по релейной защите систем тягового электроснабжения. ЦЭТ-24. — М.: Трансиздат, 1999. — 96 с.

5. Фигурнов Е.П., Петрова Т.Е. Релейная защита систем электроснабжения. Ч.2. Тяговые сети переменного тока напряжением 27,5 кВ. — Ростов-на-Дону: 1997. — 88 с.
6. Прохорский А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции. — М.: Транспорт, 1983. — 496 с.
7. Справочник по электроснабжению железных дорог. Том 2. Под ред. К.Г. Марквардта. — М.: Транспорт, 1981. — 392 с.
8. Система тягового электроснабжения 2 x 25 кВ. — М.: Транспорт, 1989. — 247 с.
9. Инструктивно-методические указания. Методические указания по расчету защиты фидеров контактной сети переменного тока 27,5 кВ при применении электронных защит УЭЗФМ. — М.: Трансэлектропроект, 1987. Вып 3. — 42 с.
10. Реле защиты и комплектные устройства защиты. Номенклатурные списки. Чебоксары, ЧЭАЗ, 2000. — 87 с.
11. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрических железных дорог. Учебник для вузов ж.д. транспорта. — М.: Транспорт, 1982. — 528 с.
12. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Схемы. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 112 с.
13. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 240 с.
14. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. — Л.: Энергоатомиздат, 1981. — 136 с.
15. Бородулин Б.М., Герман Л.А., Николаев Г.А. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог. — М.: Транспорт, 1983. — 136 с.
16. Герман Л.А. Компенсация реактивной мощности в системе тягового электроснабжения. Учебное пособие. — М.: РГОТУПС, 1996. — 40 с.
17. Герман Л.А. Методические указания по расчету небалансной защиты устройств продольной емкостной компенсации. Инструктивно-методические указания Трансэлектропроекта. — М.: 1989. Вып. 4. с. 3–11.

Приложение

Буквенные коды некоторых силовых элементов и устройств релейной защиты

Первая буква кода	Группа видов элементов	Двух-и трёхбуквенный код	Виды элементов
1	2	3	4
A	Комплектные устройства и блоки	AK	Комплект защиты
C		CB	Силовая батарея конденсаторов
F	Разрядники, предохранители	FU	Предохранитель плавкий
		FV	Разрядник
H	Устройства индикации и сигнализации	HA	Прибор звуковой сигнализации
		HI	Лампа сигнализационная
		HLG	Лампа сигнальная с зелёной линзой
		HLR	Лампа сигнальная с красной линзой
K	Реле, контакторы, пускатели	KA	Реле токовое
		KAT	Реле тока с НТТ
		KAW	Реле тока с торможением
		KH	Реле указательное
		KL	Реле промежуточное
		KM	Контактор, пускатели
		KQ	Реле фиксации положения выключателя
		KQC	Реле положения выключателя «включено»
		KQT	Реле положения выключателя «отключено»

Приложение (продолжение)

1	2	3	4		
L	Индуктивности	KS	Реле контроля		
		KSV	Реле контроля напряжения		
		KSQ	Реле газовое		
		KT	Реле времени		
		KV	Реле напряжения		
		KW	Реле направления мощности		
		KZ	Реле сопротивления		
		LR	Реактор		
		PA	Амперметр		
		PV	Вольтметр		
P	Приборы, измерительные устройства	PI	Счётчик активной энергии		
		PK	Счётчик реактивной энергии		
		PS	Регистрирующий прибор		
		PW	Ваттметр		
		PC	Счетчик импульсов		
		PO	Осциллограф		
		Q	Выключатель (масляный, вакуумный и т.п.)		
		QN	Короткозамыкатель		
		QS	Разъединитель		
		QR	Отделитель		
Q	Выключатели и разъединители в силовых цепях	QW	Выключатель нагрузки		
		QSG	Заземляющий разъединитель		
		RR	Реостат		
		RP	Потенциометр		
		RU	Варистор		
		RK	Терморезистор		
		R	Резисторы		

Приложение (окончание)

1	2	3	4
S	Устройства коммутационные в цепях управления и сигнализации	S	Рубильник
		SA	Выключатель
		SB	Выключатель кнопочный
		SG	Блок испытательный
		SX	Накладка
		SN	Переключатель измерений
T	Трансформаторы, Автотрансформаторы	SQ	Концевой выключатель
		TA	Трансформатор тока
		TV	Трансформатор напряжения
		TL	Промежуточный трансформатор
U	Преобразователи электрических величин	TAV	Трансреактор
		UD	Выпрямитель
		UZ	Инвертор
V	Приборы полупроводниковые	UG	Блок питания
		VD	Диод, стабилитрон
		VT	Транзистор
X	Соединения контактные	VS	Тиристор
		XN	Соединение неразъёмное
Y	Устройства механические с электромагнитным приводом	XT	Соединение разборное
		YA	Электромагнит
		YAC	Электромагнит включения
		YAT	Электромагнит отключения
Z	Устройства оконечные, фильтры	YAB	Замок электромагнитной блокировки
		ZA	
		ZV	