

Содержание

	стр.
Введение	7
1. Описание объекта	8
1.1. Описание потребителей	8
1.2. Основное оборудование подстанции ЦЭС	9
1.3. Климатические условия исследуемого района	11
2. Анализ нагрузок	13
2.1. Анализ нагрузок подстанции ЦЭС	13
2.2. Анализ нагрузки трансформаторов и режима их работы	16
3. Расчет токов короткого замыкания	18
3.1. Расчет токов короткого замыкания	18
3.2. Определение параметров схемы замещения сети при 3-х и 2-х фазных КЗ	21
3.3. Расчет токов трехфазного короткого замыкания	22
3.4. Расчет токов двухфазного короткого замыкания	23
3.5. Расчет параметров схемы замещения для токов нулевой последовательности	24
3.6. Расчет токов однофазного короткого замыкания	25
3.7. Расчет тройных токов нулевой последовательности	25
3.8. Расчет ударных токов и апериодической составляющей тока КЗ	26
3.9. Расчет рабочих токов	28
4. Проверка основного оборудования	30
4.1. Анализ коммутационного оборудования	30
4.1.1. Проверка и выбор электрооборудования на ОРУ-110 кВ	32
4.1.2. Проверка и выбор электрооборудования на ЗРУ-10 кВ	34
4.2. Проверка измерительного оборудования	35
4.2.1. Проверка и выбор оборудования в ОРУ-110 кВ	36
4.2.2. Проверка и выбор оборудования в ЗРУ-10кВ	36
4.3. Проверка трансформаторов собственных нужд	37
5. Релейная защита и автоматика	38
5.1. Выбор принципов релейной защиты	39
5.2. Расчет дифференциальной релейной защиты трансформаторов с реле ДЗТ-11	41
5.2.1. Определение первичных токов для всех сторон защищаемого трансформатора	41
5.2.2. Выбор трансформаторов тока и расчет коэффициентов трансформации	42

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ		
Изм	Лист.	№ документа	Подпись	Дата			
Проектир.	Иванов К.В.				<i>Исследование электрической схемы подстанции 110/10 кВ цеха электроснабжения БЛПК</i>	Лит.	Лист.
Руковод.	Булатов Ю.Н.					Д	5
Консульт.						Листов	
Н. контр.	Емцев А.Н.					Кафедра ЭиЭ	
Утвердил	Струмеляк А.В.					Группа ЭС-10	

5.2.3. Расчет вторичных токов в плечах защиты	43
5.2.4. Определение тока срабатывания реле для основной стороны	44
5.2.5. Определение необходимого числа витков обмоток насыщающегося трансформатора реле ДЗТ-11	45
5.2.6. Проверка чувствительности дифференциальной защиты	49
5.2.7. Расчет вспомогательных защит трансформаторов	49
5.2.8. Газовая защита	50
5.3. Расчет релейной защиты трансформаторов с использованием цифровых комплексов	51
5.3.1. Дифференциальная защита	52
5.3.2. Выбор уставок вспомогательных защит трансформаторов	58
6. Локальная смета на приобретение и монтаж электрооборудования	64
7. Обеспечение безопасности при проведении работ на подстанции ЦЭС 110/10 кВ	68
7.1. Оперативные переключения при установке выключателя на подстанции ЦЭС	68
7.2. Вредные и опасные производственные факторы	68
7.3. Мероприятия по достижению безопасности работ	70
7.4. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ	71
7.4.1. Общие требования безопасности	76
7.4.2. Требования по обеспечению безопасности перед началом работ	78
7.4.3. Требования по обеспечению безопасности во время работ	78
7.4.4. Требования по обеспечению безопасности в аварийных ситуациях	80
7.4.5. Требования по обеспечению безопасности по окончании работ	80
Заключение	82
Список используемой литературы	83

Введение

Целью дипломного проекта является исследование работы электрической схемы подстанции 110/10 кВ ЦЭС.

Данная подстанция находится в г.Братске, Иркутская область, на территории «группа Илим в г.Братске Хлорное производство» и обеспечивает питание хлорного завода. Подстанция предназначена для электроснабжения следующих потребителей: преобразовательные агрегаты электролизных установок производства хлората натрия в корпусе 07 и 01, а также цеховые трансформаторные подстанции производственных корпусов 02, 16, 17, 03а, 04, 16, 33, 03, 12, 12РМЦ.

Питание подстанции ЦЭС осуществляется двумя воздушными линиями электропередач 110 кВ от подстанции БЛПК 220/110кВ. Длина данной ЛЭП составляет 4,6 км. Электрическая схема подстанции на стороне 110 кВ представляет собой блок «линия-трансформатор» с разъединителем.

Целесообразность исследования работы электрической схемы подстанции ЦЭС 110/10 кВ заключается в том, что данная подстанция была построена в 1976 году и, соответственно, требует некоторой реконструкции, которая бы улучшала эффективность и надежность работы схемы. Так же подстанция обеспечивает электроэнергией такой важный потребитель, как хлорный завод.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Описание объекта

1.1. Описание потребителей

Главными признаками, определяющими тип подстанции, являются её местоположение, назначение и роль в энергосистеме, число и мощность установленных трансформаторов, их тип и высшее напряжение.

Все подстанции можно разбить на три основные категории [8]:

I – по упрощенным схемам, как правило, без выключателей на стороне высокого напряжения (ВН);

II – проходные (транзитные) с малым числом воздушных линий (ВЛ) и выключателей на стороне ВН;

III – узловые (мощные коммутационные узлы системы).

По своему назначению подстанции следует разделять на три группы [8]:

1 – потребительские – для электроснабжения потребителей, территориально примыкающих к подстанции;

2 – сетевые – для электроснабжения небольших районов;

3 – системные – для отбора мощности и осуществления управления потоками мощности в энергосистеме.

Подстанции I категории – исключительно потребительские. Подстанции II категории – преимущественно сетевые, как правило, со смешанными функциями, где наряду с транзитом относительно небольшой мощности на ВН имеются значительные нагрузки: местная на низком напряжении (НН) и районная на среднем напряжении (СН). Подстанции III категории – во всех случаях мощные системные, со значительным потоком мощности по магистральным сетям ВН, а также в сеть СН.

По видам устанавливаемой коммутационной аппаратуры на стороне ВН подстанции можно разделить на три группы:

а) – без выключателей;

б) – с выключателями;

в)- с применением коммутационной аппаратуры в различных сочетаниях (выключатели, разъединители, включённые в цикл автоматики).

Подстанция, исследуемая в данном дипломном проекте, предназначена для электроснабжения следующих потребителей: преобразовательные агрегаты электролизных установок производства хлората натрия в корпусе 07 и 01, а также цеховые трансформаторные подстанции производственных корпусов 02, 16, 17, 03а, 04, 16, 33, 03, 12, 12РМЦ.

1.2. Основное оборудование подстанции ЦЭС

Схема подстанции на стороне 110 кВ представляет собой два блока «линия-трансформатор» с разъединителем и короткозамыкателем (рисунок 1.1).

На стороне ВН установлены: разъединители типа РНДЗ-2-110/630 и короткозамыкатели КЗ-110

На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора ТРДЦН-80000 110/10/10 кВ, мощностью 80 МВА с расщепленной обмоткой низкого напряжения и с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой $\pm 9 \times 1,78\%$. Паспортные данные трансформаторов снесем в таблицу 1.1.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, установленными на линейных порталах и на здании ЗРУ. Защита оборудования от грозовых волн перенапряжения, набегающих с линии выполняется с помощью вентильных разрядников, присоединенных к шинам 110 и 10 кВ: РВС-110, РВС-35, РВС-15 и РВТ-10

Таблица 1.1- Паспортные данные трансформаторов

тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные			
			$U_{ном}$, обмоток, кВ			U_k , %
			ВН	СН	НН	
ТРДЦН – 80000/110/10-10	63	$\pm 9 \times 1,78$	115	10,5	10,5	10,5
			140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						Лист
						9

Продолжение таблицы 1.1

Каталожные данные			$S_{\text{ном.нн}}$, МВА
ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
300	38	0,3	40

От трансформаторов с стороны обмоток НН поступает питание в ЗРУ-10, а так же на трансформаторы собственных нужд ТМ-630/10. На шинах ЗРУ-10кВ используются трансформаторы напряжения типа НТМИ, а так же трансформаторы: ТМ-4000/10/6, ТМЗ-1000/10, ТМФ-400/10.

Для создания нормируемой освещенность во всех помещениях ЗРУ-10 кВ были приняты светильники с люминесцентными лампами типа ЛЮО2 и ОЛС для установки в помещениях щита управления и РУ-10кВ и светильники Лц, ПУН-100 с лампами накаливания – в остальных помещениях.

Для питания осветительной нагрузки установлены щиток рабочего освещения (ОЩВ-12) и щиток аварийного освещения (ОЩВ-6). Групповая сеть выполнена кабелем марки АВГТ.

Часть светильников аварийного освещения подключена к источнику постоянного тока – аккумуляторной батарее шкафа управления оперативным током(ШУОТ).

В целях защиты ремонтного и обслуживающего персонала от попадания под опасное для жизни напряжение предусмотрено защитное заземление. Сопротивление заземлителя равно 0,5 Ом.

Заземление электрооборудования, оболочек кабелей, кабельных конструкций внутри помещений осуществляется присоединением к заземляющему проводнику, проложенному по внутреннему периметру зданий.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3. Климатические условия исследуемого района

Климат Северо-Восточной части Сибири резкоконтинентальный с большими колебаниями температур. Показатели температур воздуха в Братском районе приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные температурные показатели

Температура воздуха	°С
максимальная	+ 40
минимальная	– 50
среднегодовая	– 5
при наибольшем ветре	– 5

Исследуемый район расположен в I районе по гололедности. Максимальная скорость ветра равняется 25 м/с.

Продолжительность грозовой активности в году 20 – 30 часов. Температура при грозе составляет +15°С. Нормативная глубина промерзания грунта – 3 метра. По воздействию на металлические конструкции агрессивность среды – слабая.

Нормативная толщина стенки гололёда – 10 миллиметров. Годовое количество осадков 300 – 400 миллиметров, местами до 600 – 800 миллиметров. Грунт на территории подстанции – суглинок. Грунтовые воды отсутствуют.

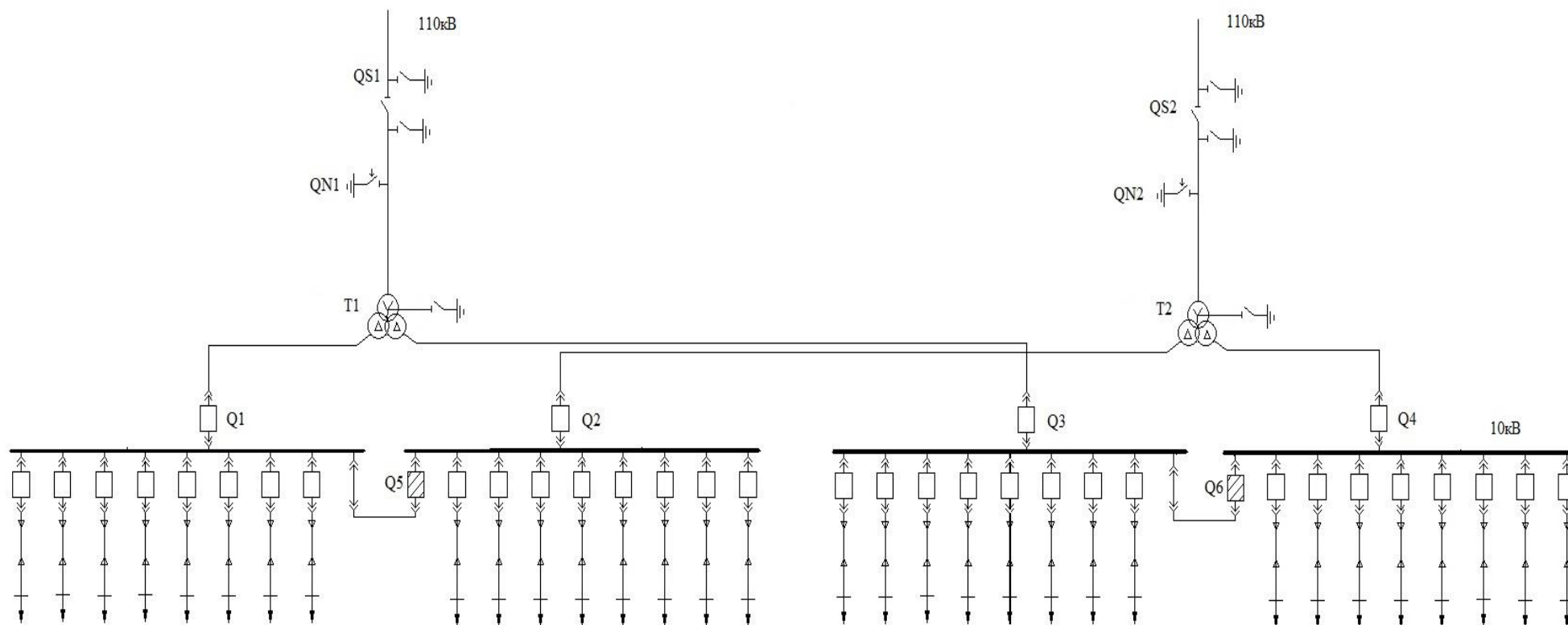


Рисунок 1.1. Электрическая схема подстанции ЦЭС

2. Анализ нагрузок

2.1. Анализ нагрузок подстанции ЦЭС

Данные по нагрузкам подстанции ЦЭС за 2014 год представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные по нагрузкам п/ст ЦЭС за 2014 год

Месяц	Мощность нагрузки, кВт
Январь	57 834,50
Февраль	56 189,04
Март	55 434,42
Апрель	54 601,92
Май	53 530,79
Июнь	55 012,46
Июль	54 830,83
Август	58 227,33
Сентябрь	58 885,08
Октябрь	59 602,75
Ноябрь	59 287,50
Декабрь	61 698,20

Исходя из данных представленных в таблице 2.1, наибольшее потребление электроэнергии в году выпадает на декабрь. Следовательно, данные по мощности нагрузки за этот месяц принимаем для дальнейшего рассмотрения.

Годовой график нагрузок подстанции ЦЭС представлен на рисунке 2.1.

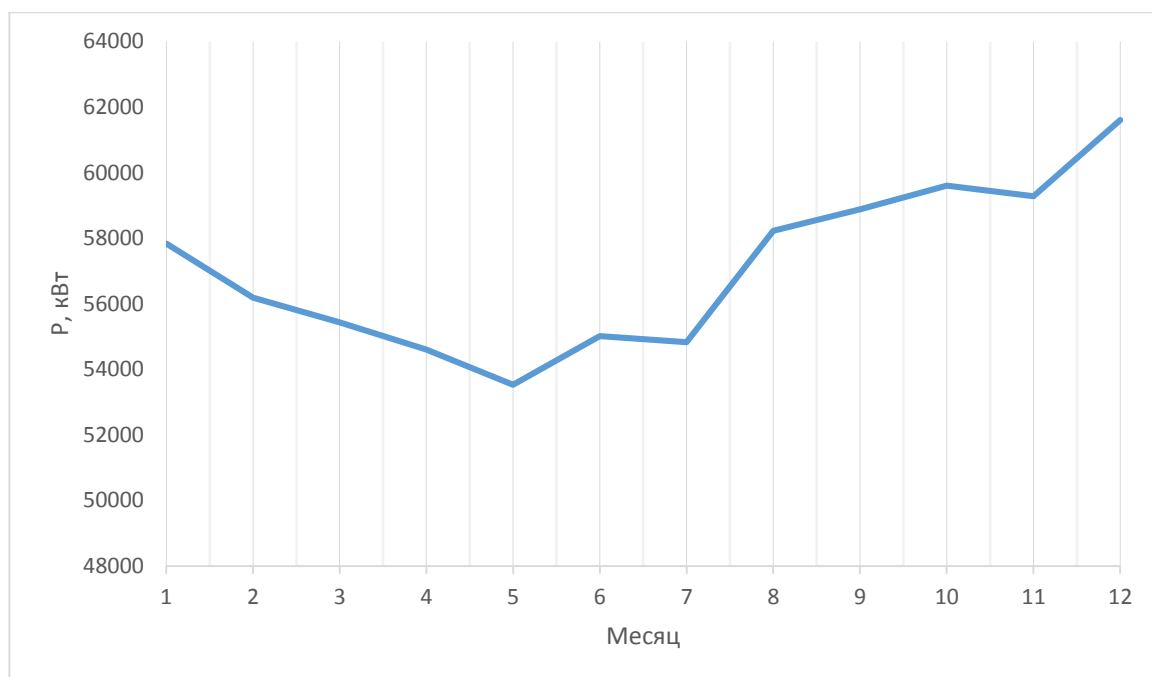


Рисунок 2.1. Годовой график нагрузки подстанции

Посуточные данные по нагрузкам самого загруженного месяца в году представлены таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Посуточные данные по нагрузкам за декабрь 2014

Число	Мощность нагрузки, кВт
01.12.14	58 870,9
02.12.14	56 707,8
03.12.14	58 763
04.12.14	51 580,8
05.12.14	59 418,5
06.12.14	60 152,4
07.12.14	59 472,6
08.12.14	60 325,5
09.12.14	56 348,6
10.12.14	55 449
11.12.14	57 629,5
12.12.14	59 783,4
13.12.14	59 677,7
14.12.14	59 455,5
15.12.14	60 050,1

16.12.14	60 434,9
17.12.14	54 255,3
18.12.14	53 467,2
19.12.14	59 341,4
20.12.14	60 724,2
21.12.14	60 500,2
22.12.14	60 854,4
23.12.14	61 604,5
24.12.14	60 986,8
25.12.14	61 477,1
26.12.14	61 698,2
27.12.14	60 886,9
28.12.14	61 273,6
29.12.14	58 631,6
30.12.14	54 073,4
31.12.14	58 746,8

Посуточный график нагрузки представлен на рисунке 2.2.

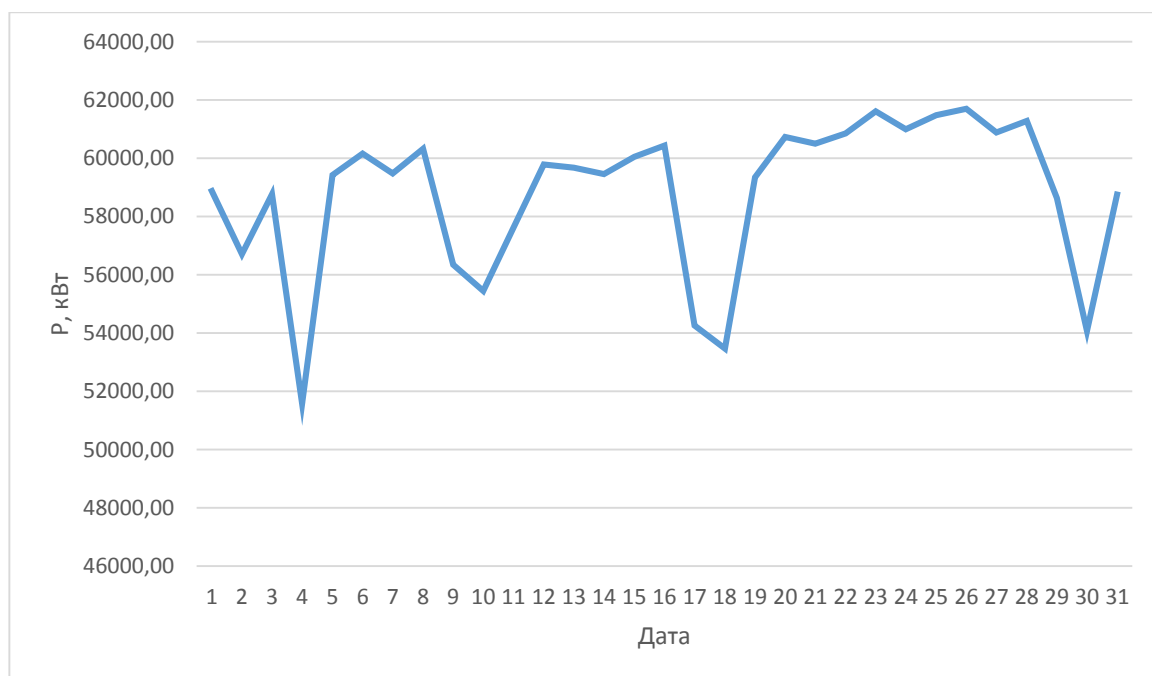


Рисунок 2.2. Посуточный график нагрузки за декабрь 2014 года

2.2. Анализ нагрузки трансформаторов и режима их работы

Трансформаторы должны обеспечивать надежную работу подстанции, как в нормальном режиме, так и в режимах отключения одного из трансформаторов для планово-предупредительного ремонта или в аварийном режиме. Обычно для связи с системой устанавливают несколько трансформаторов [1].

Учитывая категорию надежности электропотребителей, для потребителей I категории принимаем коэффициент загрузки равный $K_3=0,7$

Минимальное число трансформаторов, устанавливаемое на подстанции, определяется по формуле 2.1:

$$N_{\text{тр}} = \frac{S_p}{K_3 \cdot S_{\text{нт}}} \quad , \text{ где} \quad (2.1)$$

$N_{\text{тр}}$ – число устанавливаемых трансформаторов;

S_p – максимальная полная нагрузка подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

$S_{\text{нт}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$N_{\text{тр}} = \frac{77122,75}{0,7 \cdot 80000} = 1,38$$

Из этого следует, что уже установленных на подстанции двух трансформаторов более чем достаточно для существующей нагрузки.

Определим фактический коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме по формуле 2.2:

$$K_{\text{зр}} = \frac{S_p}{N_{\text{т}} \cdot S_{\text{нт}}} \quad (2.2)$$

$$K_{\text{зр}} = \frac{77122,75}{2 \cdot 80000} = 0,482$$

Из этого следует, что трансформатор в нормальном режиме работы загружен всего на 48,2%. Коэффициент загрузки равен $K_{\text{зр}}=0,482$.

Так же определим фактический коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме или при планово-предупредительном ремонте одного из трансформаторов. Для этого воспользуемся формулой 2.3:

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$$K_{зр} = \frac{S_p}{(N_T - 1) \cdot S_{HT}} \quad (2.3.)$$

$$K_{зр} = \frac{77122,75}{(2-1) \cdot 80000} = 0,96$$

Трансформатор в аварийном режиме или при планово-предупредительном ремонте загружен на 96%. Коэффициент загрузки равен $K_{зр}=0,96$.

2.3. Анализ результатов расчета

Анализируя результаты расчета загруженности трансформаторов на подстанции ЦЭС 110/10 кВ, можно сделать вывод, что трансформаторы не загружены при нормальном режиме работы и наполовину, а в аварийном или при планово-предупредительном ремонте одного из трансформаторов – на 100%. Согласно ПУЭ [8] в аварийных случаях допускается перегрузка трансформаторов. Следовательно, замена трансформаторов на более мощные не нужна, так же, как и добавление еще одного трансформатора. У данной схемы электроснабжения в сетях 110кВ и 10кВ высокая надежность, а также есть возможность поочередного вывода в ремонт каждого из трансформаторов на данной подстанции и дальнейшего расширения количества потребителей электроэнергии.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Расчет токов короткого замыкания

3.1. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) является важнейшим этапом в проектировании и эксплуатации любых электротехнических сооружений, так как на основании результатов расчета производится проверка выбранного оборудования, токоведущих частей электроустановки и расчет уставок релейных защит.

Целесообразно соблюдать следующую последовательность расчета токов КЗ [1]:

- 1) Составление расчетной схемы;
- 2) Определение сопротивлений элементов схемы;
- 3) Составление эквивалентных схем замещения и преобразования;
- 4) Определение суммарного сопротивления до характерных точек КЗ;
- 5) Расчет токов КЗ для указанных точек.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определять токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

При возникновении КЗ имеет место увеличение токов в фазах системы электроснабжения или электроустановок по сравнению с их значением в нормальном режиме работы. В свою очередь, это вызывает снижение напряжений в системе, которое особенно велико вблизи места КЗ.

В трёхфазной сети различают следующие виды КЗ: трёхфазные, двухфазные, однофазные и двойные замыкания на землю.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для проверки оборудования на действие токов КЗ, точки КЗ следует намечать таким образом, чтобы через оборудование протекал максимально возможный ток КЗ. Расчётным видом КЗ для выбора и проверки параметров электрооборудования обычно считают трёхфазное КЗ. Однако для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики требуется определение несимметричных токов КЗ.

Расчёт токов КЗ с учётом действительных характеристик и действительных режимов работы всех элементов системы электроснабжения сложен. Поэтому для решения большинства практических задач вводят допущения, которые не дают существенных погрешностей:

- 1) не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчётную схему;
- 2) трёхфазная сеть принимается симметричной;
- 3) не учитываются токи нагрузки;
- 4) не учитываются ёмкости, а следовательно, и ёмкостные токи в воздушной и кабельной сетях;
- 5) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой сети;
- 6) не учитываются токи намагничивания трансформаторов;

Все электроприемники присоединённые к сборным шинам электростанции или подстанции, за исключением крупных электродвигателей, подключенных непосредственно в месте КЗ или на небольшом электрическом удалении от него, учитываются в виде одной обобщенной нагрузки с определенными параметрами.

Расчёт токов КЗ выполняют в именованных или относительных единицах. Если расчёт выполняют в именованных единицах, то для определения тока КЗ необходимо привести все электрические величины к напряжению ступени, на которой имеет место КЗ. При расчёте в относительных единицах все величины сравнивают с базисными, в качестве

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

которых принимают базисную мощность S_b и базисное напряжение U_b . За базисную мощность принимают мощность одного трансформатора ЦЭС или условную единицу мощности, например, 100 или 1000 МВА. В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой имеет место КЗ ($U_{cp} = 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230$ кВ). Сопротивления элементов системы электроснабжения приводят к базисным условиям (расчёт приводится ниже) в соответствии с формулами 3.1 – 3.12.

Для расчёта токов КЗ составляется схема замещения, которая представляет собой электрическую схему, в которой все магнитные связи заменяются электрическими и все элементы системы электроснабжения представляются сопротивлениями. На схемах замещения все сопротивления обозначаются порядковыми номерами. На расчетной схеме указываются все источники питания и все элементы системы электроснабжения. Схема замещения для расчета токов КЗ представлена на рис.3.1.

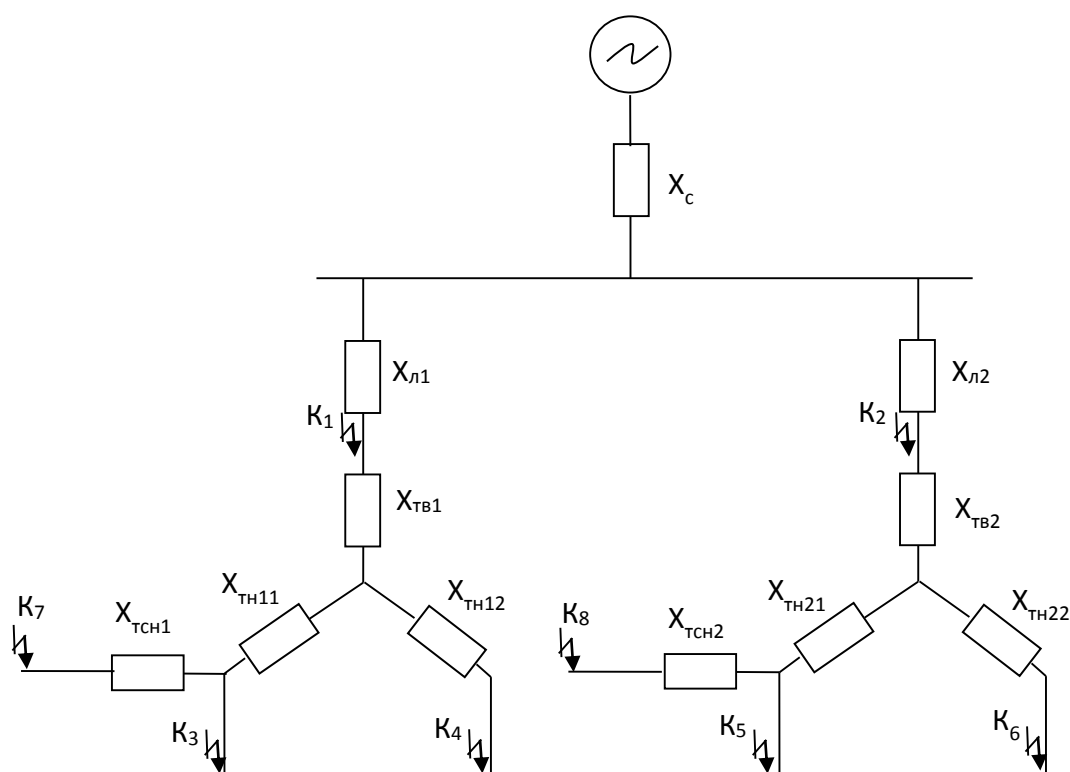


Рисунок 3.1. Схема замещения подстанции для расчета токов трехфазного короткого замыкания

3.2. Определение параметров схемы замещения сети при 3-х и 2-х фазных КЗ

Расчет ведем в именованных единицах.

При расчёте токов КЗ питающая система учитывается заданной мощностью короткого замыкания на входных шинах исследуемых сетей $S_{КЗ}^{(3)}$, МВА. Тогда обобщённое сопротивление системы $Z_c \approx X_c$ можно определить на основании выражения [6]

$$X_c = \frac{U^2}{S_{КЗ}^{(3)}}, \quad (3.1)$$

где U – линейное напряжение системы из стандартного ряда (115, 37 кВ);

X_c – индуктивное сопротивление системы, Ом

$$X_c = \frac{115^2}{3495,7} = 3,783 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_T}, \quad (3.2)$$

где: $U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, $U_{к\%} = 10,5 \%$;

S_{TP} - мощность трансформатора, МВА.

$$X_{TB1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{80} = 17,358 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TB2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{80} = 17,358 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TH11} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,716 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TH12} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,716 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TH21} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,716 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TH22} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,716 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления линий:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (3.3)$$

где: x_0 - удельное сопротивление линии, $x_0=0,4$ Ом/км.

L - длина линии, км, $L=4,6$ км.

$$X_{L1} = x_0 \cdot L = 0,4 \cdot 4,6 = 1,84 \text{ (Ом)}$$

$$X_{L2} = x_0 \cdot L = 0,4 \cdot 4,6 = 1,84 \text{ (Ом)}$$

3.3. Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Все расчеты токов КЗ допустимо производить для начального момента времени без учета сопротивлений и ЭДС нагрузок. Сопротивление схем замещения прямой и обратной последовательности принимаются одинаковыми, а полное сопротивление элементов схемы Z – равным его реактивной составляющей X [6].

В сети 110 кВ определяются токи при трех-, двухфазных, двухфазных на землю и однофазных КЗ.

Ток трехфазного КЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}, \quad (3.4)$$

где: X_{Σ} - суммарное сопротивление сложной схемы до точки КЗ.

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,783 + 1,84)} = 11,808 \text{ (кА)};$$

$$I_{K32}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,783 + 1,84)} = 11,808 \text{ (кА)};$$

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{K33}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,783 + 1,84 + 17,358 + 34,716)} = 1,151 (\text{кА});$$

$$I_{K34}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,783 + 1,84 + 17,358 + 34,716)} = 1,151 (\text{кА});$$

$$I_{K35}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,783 + 1,84 + 17,358 + 34,716)} = 1,151 (\text{кА});$$

$$I_{K36}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,783 + 1,84 + 17,358 + 34,716)} = 1,151 (\text{кА});$$

$$I_{K37}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,783 + 1,84 + 17,358 + 34,716 + 78,75)} = 0,487 (\text{кА});$$

$$I_{K38}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,783 + 1,84 + 17,358 + 34,716 + 78,75)} = 0,487 (\text{кА});$$

3.4. Расчет токов двухфазного короткого замыкания

Ток двухфазного КЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (3.5)$$

где: X_{Σ} - суммарное сопротивление системы до точки КЗ (в данном случае сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой $X_{1c}=X_{2c}$).

$$I_{K31}^{(2)} = 0,86 \cdot 11,808 = 10,155 (\text{кА});$$

$$I_{K32}^{(2)} = 0,86 \cdot 11,808 = 10,155 (\text{кА});$$

$$I_{K33}^{(2)} = 0,86 \cdot 1,151 = 0,9898 (\text{кА});$$

$$I_{K34}^{(2)} = 0,86 \cdot 1,151 = 0,9898 (\text{кА});$$

$$I_{K35}^{(2)} = 0,86 \cdot 1,151 = 0,9898 (\text{кА});$$

$$I_{K36}^{(2)} = 0,86 \cdot 1,151 = 0,9898 (\text{кА});$$

$$I_{K37}^{(2)} = 0,86 \cdot 0,487 = 0,419 (\text{кА});$$

$$I_{K38}^{(2)} = 0,86 \cdot 0,487 = 0,419 (\text{кА});$$

3.5. Расчет параметров схемы замещения для токов нулевой последовательности

Схема замещения для расчета токов нулевой последовательности представлена на рисунке 3.2.

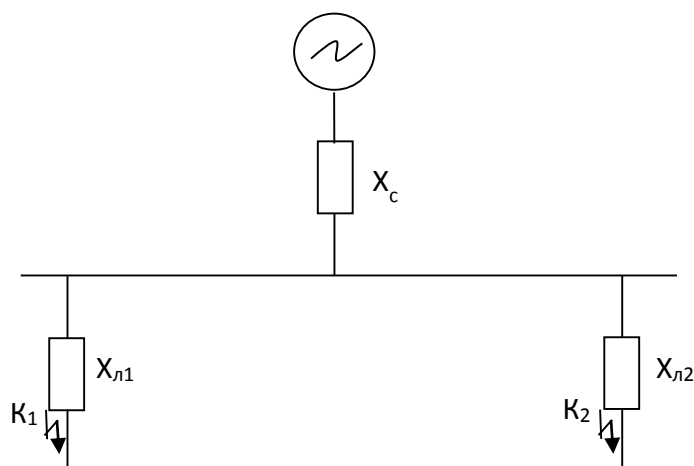


Рисунок 3.2. Схема замещения для расчетов токов нулевой последовательности

Сопротивление системы:

$$X_{0c} = 4,5396 \text{ Ом.}$$

Сопротивления линий, исходя из задания:

$$X_{0л} = 3,5 \cdot X_{лс}, \text{ Ом} \quad (3.6)$$

$$X_{0л1} = 3,5 \cdot 1,84 = 6,44 \text{ Ом;}$$

$$X_{0л2} = 3,5 \cdot 1,84 = 6,44 \text{ Ом;}$$

Сопротивление трансформаторов для схемы замещения нулевой последовательности не меняется:

$$X_{0ТВ1} = 17,358 \text{ Ом;}$$

$$X_{0ТВ2} = 17,358 \text{ Ом;}$$

$$X_{0ТН11} = 34,716 \text{ Ом;}$$

$$X_{0TH12} = 34,716 \text{ Ом};$$

$$X_{0TH21} = 34,716 \text{ Ом};$$

$$X_{0TH22} = 34,716 \text{ Ом};$$

3.6. Расчет токов однофазного короткого замыкания

Расчет токов однофазного короткого замыкания рассчитывается по универсальной формуле:

$$I_{K3}^{(n)} = \frac{m^{(n)} \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_{\Sigma K1} + X_{\Sigma K0})} \quad (3.7)$$

где: $I_{K3}^{(n)}$ - ток КЗ данного вида (при $n = 1$ – однофазный);

$m^{(n)}$ – коэффициент, соответствующий данному виду замыкания, $m^{(1)} = 3$.

$X_{\Sigma K1}$, $X_{\Sigma K0}$ - суммарные индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательности соответственно, для данной точки короткого замыкания.

Таким образом, ток однофазного КЗ имеет вид:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{3 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_{\Sigma K1} + X_{\Sigma K0})} \quad (3.8)$$

$$I_{K31}^{(1)} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 3,783 + 1,84) + (4,5396 + 6,44)} = 8,962 \text{ (кА)};$$

$$I_{K32}^{(1)} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 3,783 + 1,84) + (4,5396 + 6,44)} = 8,962 \text{ (кА)};$$

3.7. Расчет тройных токов нулевой последовательности при однофазном КЗ и двухфазном КЗ на землю.

В сетях 110 кВ и выше необходимо определить величины тройных токов нулевой последовательности, которые необходимы для расчета параметров защит нулевой последовательности.

При однофазном КЗ:

$$3I_0^{(1)} = I_{K3}^{(1)} \quad (3.9)$$

$$3I_0^{(1)} = 8,962 \text{ (кА)};$$

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$3I_{0\ 2}^{(1)} = 8,962 \text{ (кА)};$$

При двухфазном КЗ на землю:

$$3I_0^{(1.1)} = 3I_0^{(1)} \cdot \frac{2 \cdot X_{\Sigma K_1} + X_{\Sigma K_0}}{2 \cdot X_{\Sigma K_0} + X_{\Sigma K_1}} \quad (3.10)$$

$$3I_{0\ 1}^{(1.1)} = 8,962 \frac{2 \cdot (3,783 + 1,84) + (4,5396 + 6,44)}{2 \cdot (4,5396 + 6,44) + (3,783 + 1,84)} = 7,22 \text{ (кА)};$$

$$3I_{0\ 2}^{(1.1)} = 8,962 \frac{2 \cdot (3,783 + 1,84) + (4,5396 + 6,44)}{2 \cdot (4,5396 + 6,44) + (3,783 + 1,84)} = 7,22 \text{ (кА)};$$

3.8. Расчет ударных токов и апериодической составляющей тока КЗ

Для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости необходимо знать наиболее возможное мгновенное значение тока КЗ, которое называют ударным током и определяют:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_{y\partial}, \quad (3.11)$$

где $I_{по}$ – значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянного времени T_a апериодической составляющей тока КЗ.

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (3.12)$$

Для точки К1:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} \cdot \kappa_{y\partial} = 30,058 \text{ кА},$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = 2,26 \text{ кА},$$

Для точки К2:

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot \kappa_{y\partial} = 30,058 \text{ кА},$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = 2,26 \text{ кА},$$

Для точки К3:

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{no3} \cdot \kappa_{y\partial} = 2,93 \text{ кА},$$

$$i_{a3} = \sqrt{2} \cdot I_{no3} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = 0,22 \text{ кА},$$

Для точки К4:

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{no4} \cdot \kappa_{y\partial} = 2,93 \text{ кА},$$

$$i_{a4} = \sqrt{2} \cdot I_{no4} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = 0,22 \text{ кА},$$

Для точки К5:

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot I_{no5} \cdot \kappa_{y\partial} = 2,93 \text{ кА},$$

$$i_{a5} = \sqrt{2} \cdot I_{no5} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = 0,22 \text{ кА},$$

Для точки К6:

$$i_{y\partial 6} = \sqrt{2} \cdot I_{no6} \cdot \kappa_{y\partial} = 2,93 \text{ кА},$$

$$i_{a6} = \sqrt{2} \cdot I_{no6} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = 0,22 \text{ кА},$$

Для точки К7:

$$i_{y\partial 7} = \sqrt{2} \cdot I_{no7} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,24 \text{ кА},$$

$$i_{a7} = \sqrt{2} \cdot I_{no7} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = 0,093 \text{ кА},$$

Для точки К8:

$$i_{y\partial 8} = \sqrt{2} \cdot I_{no8} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,24 \text{ кА},$$

$$i_{a8} = \sqrt{2} \cdot I_{no8} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = 0,093 \text{ кА},$$

Результаты расчета токов короткого замыкания максимального режима приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов токов КЗ

Режим	Ток КЗ	Расчетные точки КЗ							
		К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8
max	$I_{КЗ}^{(3)}$	11,808	11,808	1,151	1,151	1,151	1,151	0,487	0,487
	$I_{КЗ}^{(2)}$	10,155	10,155	0,9898	0,9898	0,9898	0,9898	0,419	0,419
	$I_{КЗ}^{(1)}$	8,962	8,962	-	-	-	-	-	-
	$3 I_{КЗ}^{(1)}$	8,962	8,962	-	-	-	-	-	-
	$3 I_{КЗ}^{(1.1)}$	7,222	7,222	-	-	-	-	-	-
	$i_{y\partial}$	30,058	30,058	2,93	2,93	2,93	2,93	1,24	1,24
	i_a	2,26	2,26	0,22	0,22	0,22	0,22	0,093	0,093

3.9. Расчет рабочих токов

Расчет рабочих токов ВЛ:

$$I_{\text{раб ВЛ}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (3.13)$$

$$I_{\text{раб ВЛ1}} = \frac{25141}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,85} = 148,493 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{раб ВЛ2}} = \frac{32886}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,85} = 194,238 \text{ (А)};$$

Расчет рабочих и максимальных токов трансформаторов:

$$I_{\text{TP}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (3.14)$$

где: $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

U – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$$I_{\text{T1}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 402,635 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{T2}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 401,635 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max рабТ}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМТ}} \quad (3.15)$$

$$I_{\text{max рабТ1}} = 1,4 \cdot 402,635 = 562,289 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max рабТ2}} = 1,4 \cdot 402,635 = 562,289 \text{ (A)}$$

4. Проверка основного оборудования

4.1. Анализ коммутационного оборудования

Высоковольтные электрические аппараты выбираются по условиям длительного режима работы и проверяются по условиям коротких замыканий [1,2]. При этом, для всех аппаратов необходимо провести:

- 1) проверку по напряжению;
- 2) проверку по нагреву при длительных токах;
- 3) проверку на электродинамическую стойкость (согласно ПУЭ не проверяются аппараты и проводники, защищённые плавкими предохранителями с номинальным током до 60 А включительно);
- 4) проверку на термическую стойкость (согласно ПУЭ не проверяются аппараты и проводники, защищённые плавкими предохранителями);
- 5) проверку по форме исполнения (для наружной или внутренней установки).

Выбор электрооборудования производится по следующим параметрам [1]:

1. Номинальное напряжение сети, в которой устанавливается аппарат:

$$U_{с.ном} \leq U_{ном}, \quad (4.1)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ.

2. Расчётный ток продолжительного режима цепи, в которой устанавливается аппарат.

$$I_{расч} \leq I_{ном}, \quad (4.2)$$

где $I_{ном}$ – длительный номинальный ток аппарата, А;

$I_{расч}$ – расчётный ток, выбирается из наиболее неблагоприятного эксплуатационного режима, А.

3. Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям:

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ПР.С}}, \quad (4.3)$$

где $I_{\text{ПР.С}}$ – предельный сквозной ток (действующее значение периодической составляющей), допустимый для рассматриваемого аппарата, кА;

$I_{\text{ПО}}$ – расчётное значение периодической составляющей тока КЗ, кА.

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{ПР.С}}, \quad (4.5)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ, кА;

$i_{\text{ПР.С}}$ – номинальный ток электродинамической стойкости аппарата (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата), кА.

4. Симметричная (периодическая) составляющая тока КЗ, соответствующая расчётному времени τ отключения КЗ, определяется:

$$I_{\text{П}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (4.6)$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный симметричный ток отключения выключателя, кА.

Апериодическая составляющая тока КЗ, соответствующая времени до момента расхождения дугогасительных контактов выключателя τ выбирается из условия:

$$i_{\text{а}\tau} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (4.7)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальный апериодический ток отключения выключателя, кА;

$\beta_{\text{ном}}$ – номинальное относительное содержание апериодической составляющей тока отключения для времени τ .

При $I_{\text{П}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$, а $i_{\text{а}\tau} \geq i_{\text{а.ном}}$ допускается выполнение условия:

$$i_{\text{к}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}\tau} + i_{\text{а}\tau} \leq i_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} (1 + \beta_{\text{ном}}), \quad (4.8)$$

5. Интеграл Джоуля тока КЗ, характеризующий количество теплоты, кА²·с, выделяющейся в аппарате за время КЗ, выбирается по условию:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \quad (4.9)$$

где $I_{np.m}$ – предельный ток термической стойкости, который данный аппарат может выдержать без повреждения в течение предельного времени термической стойкости t_m .

Для расчёта интеграла Джоуля при $t_{откл.}/T_a = 1 \div 2$ можно использовать следующее выражение:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (4.10)$$

где $t_{откл.}$ – время от начала КЗ до его отключения, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодического тока.

Пользуясь формулами 4.1 – 4.10, произведём проверку (выбор) оборудования на проектируемой подстанции.

Проверка и выбор будет производиться в табличной форме.

4.1.1. Проверка и выбор электрооборудования на ОРУ-110 кВ

Таблица 4.1 – Проверка разъединителей РНДЗ 2 – 110/630

Расчетные величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{p.\phi} = 148,493 \text{ А}$	$I_{дл.н} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
$I_{no} = 11,808 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 80 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{np.c}$
$i_{y\partial} = 30,058 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{np.c}$
$B_k = 19,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{mn} = 31,5 \text{ кА};$ $t_m = 4 \text{ с}$	$B_k \leq I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Существующие разъединители проходят по условиям длительной работы при нормальном режиме и по условия работы при коротком замыкании.

Таблица 4.2 – Проверка короткозамыкателей КЗ-110

Расчетные величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$i_{p.a} = 2,26 \text{ кА}$	$i_a = 34 \text{ кА}$	$i_{p.a} \leq i_a$
$B_k = 19,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{mn} = 12,5 \text{ кА};$ $t_m = 3 \text{ с}$	$B_k \leq I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Существующие короткозамыкатели проходят по условиям работы при аварийном режиме или коротком замыкании.

Существующая на подстанции схема «блок (линия-трансформатор) с разъединителем и короткозамыкателем» недостаточно надежна. Рекомендуется заменить ее на типовую схему «блок (линия-трансформатор) с выключателем» [12]. Для чего необходимо выбрать необходимые выключатели, которые будут подходить по условиям длительной работы и по условиям работы при коротких замыканиях.

Таблица 4.3 – Выбор выключателей ВРС-110-31,5/2500 УХЛ1

Расчетные Величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{p.\phi} = 148,493 \text{ А}$	$I_{дл.н} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
$I_{no} = 11,808 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{np.c}$
$i_{y\phi} = 30,058 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 81 \text{ кА}$	$i_{y\phi} \leq i_{np.c}$
$I_{no} = 11,808 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{откл.н}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no} + i_a = 18,96 \text{ кА}$	$\beta = 0.4$	$\sqrt{2} \cdot I_{no} + i_a \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta) = 62,37 \text{ кА}$
$B_k = 19,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{mn} = 31,5 \text{ кА};$ $t_m = 3 \text{ с}$	$B_k \leq I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель ВРС-11-31.5/25000 УХЛ1 проходит по условиям длительной работы и по условиям работы при коротких замыканиях.

4.1.2. Проверка и выбор электрооборудования на ЗРУ-10 кВ

Таблица 4.4 – Проверка выключателей ВМПЭ-10-3150-31,5

Расчетные величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{р.ф} = 2199,43 \text{ А}$	$I_{дл.н} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
$I_{но} = 1,151 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 2,93 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$I_{но} = 1,151 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.н}$
$\sqrt{2} \cdot I_n + i_a = 18,96 \text{ кА}$	$\beta = 0,25$	$\sqrt{2} \cdot I_{но} + i_a \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta) = 55,68 \text{ кА}$
$B_k = 19,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА};$ $t_m = 4 \text{ с}$	$B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Существующие выключатели проходят по условиям длительной работы при нормальном режиме и по условиям работы при коротких замыканиях.

Таблица 4.5 – Проверка разъединителей РВР-10/4000

Расчетные величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{р.ф} = 2199,43 \text{ А}$	$I_{дл.н} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
$I_{но} = 1,151 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 180 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 2,93 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 180 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_k = 19,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тн} = 71 \text{ кА};$ $t_m = 4 \text{ с}$	$B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 20164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Существующие разъединители проходят по условиям длительной работы при нормальном режиме и по условиям работы при коротких замыканиях.

Из результатов проверки коммутационного оборудования видно, что всё оборудование проходит по всем параметрам. Так же рекомендуется заменить схему «блок(линия-трансформатор) с разъединителем» на схему «блок(линия-трансформатор) с выключателем», для чего рекомендуется установить два высоковольтных вакуумных выключатели ВРС-110.

4.2. Проверка измерительного оборудования

Для питания измерительных приборов на подстанции установлены трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Трансформаторы тока используются с несколькими сердечниками соответствующего класса точности. Один для питания измерительных приборов, а другой – для релейной защиты. Трансформаторы тока установлены в трех фазах.

Измерительные трансформаторы напряжения установлены на сборных шинах. От них питаются катушки напряжения измерительных приборов, приборов сигнализации, контроль изоляции.

Трансформаторы тока для питания измерительных приборов выбирают по номинальному первичному и вторичному токам, классу точности и проверяют на термическую и динамическую устойчивость [1].

4.2.1. Проверка и выбор оборудования в ОРУ 110 кВ

Таблица 4.6 – Проверка трансформаторов тока ТФЗМ-110

Расчетные величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{р.ф} = 148,493 \text{ А}$	$I_{дл.н} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
$i_{уд} = 30,058 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{эл.дин}$
$B_k = 19,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{mn} = 26 \text{ кА};$ $t_m = 3 \text{ с}$	$B_k \leq I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Существующие трансформаторы тока проходят по условиям длительной работы при нормальном режиме и по условиям работы при коротких замыканиях.

4.2.2. Проверка и оборудования в ЗРУ 10 кВ

Таблица 4.7 – Проверка трансформаторов тока ТШЛ-10

Расчетные величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{р.ф} = 2199,43 \text{ А}$	$I_{дл.н} = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
$i_{уд} = 2,93 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{эл.дин}$
$B_k = 19,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{mn} = 31,5 \text{ кА};$ $t_m = 3 \text{ с}$	$B_k \leq I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Существующие трансформаторы тока проходят по условиям длительной работы при нормальном режиме и по условиям работы при коротких замыканиях.

Из результатов проверки измерительного оборудования видно, что все оборудование проходит по всем параметрам.

4.3. Проверка трансформаторов собственных нужд

С шин сторон низкого напряжения трансформаторов ТРДЦН-80000/110/10-10 запитаны трансформаторы собственных нужд подстанции, через которые получают питание потребители собственных нужд подстанции. К потребителям собственных нужд относятся устройства обогрева шкафов релейной защиты, зарядные выпрямительные агрегаты аккумуляторных батарей.

Тип установленных на подстанции трансформаторов собственных нужд – ТМ-630/10.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Релейная защита и автоматика

Основным назначением релейной защиты является автоматическое отключение поврежденного элемента (как правило, при коротком замыкании) и от остальной части системы при помощи выключателей. Важность этого вида автоматики определяется тем, что без нее вообще невозможна бесперебойная работа электроэнергетических установок.

Дополнительным, вторым назначением релейной защиты является возможность реагирования на опасные ненормальные режимы работы элементов. В зависимости от их вида и условий эксплуатации установки (например, наличия или отсутствия дежурного персонала) защита действует на сигнал или отключение тех элементов, оставлять которые в работе нежелательно, так как это может привести к возникновению повреждения или аварии. Релейную защиту, которая должна реагировать на ненормальные режимы работы, часто целесообразно выполнять не быстродействующей, как защиту от КЗ, а с определенной выдержкой времени.

Из изложенного следует, что под устройством релейной защиты в общем случае следует понимать реле и совокупность реле и вспомогательных элементов, которые должны в случаях повреждений или опасных ненормальных условий работы элемента системы отключать его воздействием на выключатели или действовать на сигнал.

Бесперебойная работа электроэнергетических систем обеспечивается также применением ряда других автоматических устройств: автоматического повторного включения – АПВ, автоматического ввода резерва – АВР и др.

Для выбора параметров релейной защиты были рассчитаны токи короткого замыкания, протекающие по соответствующим защитам.

Для определения коэффициентов чувствительности были рассчитаны токи при 2-х фазном КЗ.

При определении токов КЗ необходимо правильно учесть режим работы сети и верно выбрать точки КЗ [5,6].

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.1. Выбор принципов релейной защиты

При проектировании релейной защиты необходимо учитывать следующие обстоятельства:

- 1) виды повреждений, на которые должна реагировать защита;
- 2) конфигурацию сети, схемы соединений отдельных элементов и режимов нейтралей;
- 3) необходимость отключения повреждений защитами без выдержки времени (хотя бы части защищаемого участка);
- 4) необходимость резервирования отказов защит и выключателей смежных объектов.

В сетях с большим током замыкания на землю (110 кВ и выше) защита обычно выполняется отдельными комплектами от междуфазных КЗ, включенными на фазные величины, и от коротких замыканий на землю, включенными на составляющие нулевой последовательности.

Комплекты защит, установленные на каждом элементе (участке линии, трансформаторе и др.), должны надёжно защищать этот элемент, а также резервировать отказы защит и выключателей смежных элементов. Первую функцию выполняют основные защиты (или отдельные ступени защит), вторую – резервные. Дополнительные защиты, устанавливаемые в некоторых случаях, выполняют часть функции основных защит.

В радиальных сетях с односторонним питанием защиты устанавливаются, как правило, только на питающем конце каждого участка. Сети такой конфигурации напряжением 35 кВ обычно вполне удовлетворительно защищаются комплексами токовых защит со ступенчатыми выдержками времени.

На линиях 110 кВ и выше рекомендуется устанавливать в качестве основных дистанционные защиты.

В сетях с двухсторонним питанием, кольцевых сетях и на параллельных линиях защиты устанавливаются на обоих концах каждой линии. В таких сетях устанавливаются обычно направленные токовые, а в наиболее

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ответственных случаях дистанционные или высокочастотные защиты. На параллельных линиях сетей (35 кВ. 110 кВ) в качестве основных устанавливаются поперечные направленные дифференциальные защиты. В системе 110 кВ поперечная направленная дифференциальная защита от междуфазных КЗ дополняется блоком защиты нулевой последовательности. Допустимые выдержки времени основных защит в значительной степени определяются условием сохранения устойчивости работы системы и потребителей. Предельное время отключения короткого замыкания оценивается специальным расчетом, основанным на принципах электромеханических переходных процессов. В настоящей курсовой работе этот расчет выполнять не нужно, однако следует ориентироваться на то, что одна из защит любого элемента, охватывающая хотя бы часть этого элемента должна работать без выдержки времени и.

Для выбора параметров релейной защиты необходимо рассчитать токи трехфазных КЗ, протекающие по соответствующим защитам в максимальном и минимальном режимах работы системы.

Для определения коэффициентов чувствительности рассчитываются токи при зарзных коротких замыканиях, эти токи достаточно рассчитать только для минимального режима. Для расчета защит от коротких замыканий на землю определяются токи нулевой последовательности при однофазных и 2-фазных коротких замыканиях на землю в максимальном и минимальном режимах работы системы. Таким образом, при определении токов КЗ необходимо правильно учесть режим работы системы (максимальный и минимальный) и верно выбрать точки коротких замыканий [5,6].

5.2. Расчет дифференциальной релейной защиты трансформаторов с реле ДЗТ-11

Расчет токов короткого замыкания и расчет рабочих токов приведен в пункте 3. Результаты расчетов токов коротких замыканий приведены в таблице 3.1.

Согласно ПУЭ [8] для понижающих трансформаторов мощностью более 6300 кВА рекомендуется к установке продольная дифференциальная защита, газовая защита, максимальная токовая защита от сверхтоков, максимальная токовая защита от перегрузок, токовая защита нулевой последовательности (для двухобмоточных трансформаторов и трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием может не устанавливаться) [8,6].

В настоящее время комплексы электромеханических защит постепенно заменяются микропроцессорными комплексами, содержащими аналогичные типы защит, но более надежными, обладающими более широкими возможностями, более чувствительными [6].

Защиты на электромеханических элементах в настоящее время считаются морально устаревшими и не рекомендуются к установке.

5.2.1. Определение первичных токов для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующих его номинальной мощности

Величина первичных токов определяется по формуле (5.1):

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{U_{НОМ} \cdot \sqrt{3}}, \quad (5.1)$$

где $I_{НОМ}$ - первичный номинальный ток трансформатора.

$S_{НОМ}$ - номинальная мощность защищаемого трансформатора.

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение на высокой или низкой сторонах.

Ток на стороне ВН (110кВ):

$$I_{НОМ(ВН)} = \frac{80000}{115 \cdot \sqrt{3}} = 401,635 \text{ А}$$

Токи на стороне НН (10кВ):

$$I_{НОМ(НН1)} = \frac{40000}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 2199,43 \text{ А}$$

$$I_{НОМ(НН2)} = \frac{40000}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 2199,43 \text{ А}$$

5.2.2. Выбор трансформаторов тока и расчет коэффициентов трансформации

В соответствии со схемами соединения обмоток защищаемого силового трансформатора выбираются схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока ТА. Для двухобмоточных понижающих трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ-Δ, вторичные обмотки ТА на стороне ВН соединяются в треугольник (Δ), а на стороне НН – в неполную звезду. При этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле ДЗТ-11 [5,6].

Расчетные коэффициенты трансформации ТА определяются по формуле (5.2):

$$K_{I_{рас}} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{I_{НОМ(ТА)}}, \quad (5.2)$$

где $K_{СХ}$ – коэффициент схемы;

$K_{СХ} = 1$ – для схемы соединения обмоток ТА в Y.

$K_{СХ} = \sqrt{3}$ – для схемы соединения обмоток ТА в Δ.

$I_{НОМ(ТА)}$ – номинальный вторичный ток ТА, равный 5 А;

Тогда на стороне ВН (110 кВ):

$$K_{ТАрасч}^{ВН} = \frac{401,635 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{695,46}{5}$$

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На подстанции установлены трансформаторы тока с $K_{ТАрасч}^{ВН} = \frac{1000}{5}$

На стороне НН (10,5 кВ):

$$K_{ТАрасч}^{НН} = \frac{2199,43 \cdot 1}{5} = \frac{2199,43}{5}$$

На подстанции установлены трансформаторы то с $K_{ТАрасч}^{НН} = \frac{3000}{5}$

5.2.3. Расчет вторичных токов в плечах защиты

Расчет вторичных токов в плечах защиты проводим по формуле (5.3)

$$I_{НОМ.В.} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТА}} \quad (5.3)$$

На стороне ВН, где обмотки ТА соединены в Δ :

$$I_{НОМ.В.ВН.} = \frac{401,635 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 3,478 \text{ А}$$

На стороне НН, где обмотки соединены в Y:

$$I_{НОМ.В.НН.} = \frac{2199,43 \cdot 1}{3000/5} = 3,666 \text{ А}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные и проверка(выбор) трансформаторов тока

Параметры	Обозначение и метод определения	Числовые значения на сторонах	
		110 кВ	10,5 кВ
Значение тока в обмотках трансформатора при внешнем трехфазном КЗ, А	$I_{K3\max}^{(3)}$	2889,25	-
Значение тока в обмотках трансформатора при внешнем двухфазном КЗ, А	$I_{K3\min}^{(2)}$	2508,81	-
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	401,635	2199,43
Схема соединения вторичных обмоток ТА		Δ	Y
Коэффициент схемы включения реле защиты	K_{CX}	$\sqrt{3}$	1
Расчетный коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_{Iрасч} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{CX}}{I_{НОМ(ТА)}}$	$\frac{695,46}{5}$	$\frac{2199,43}{5}$
Принятый коэффициент трансформации ТА	$K_{ТА}$	$\frac{1000}{5}$	$\frac{3000}{5}$
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{НОМ.В.} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{CX}}{K_{ТА}}$	3,478	3,666

Так как вторичный ток в плечах защиты на низкой стороне больше, чем на высокой, следовательно, принимаем низкую сторону за основную.

5.2.4. Определение тока срабатывания реле для основной стороны.

Выбирается сторона к трансформаторам тока, которой следует подключать тормозную обмотку реле ДЗТ – 11. Использование тормозной обмотки даёт возможность не отстраивать защиту от токов небаланса при внешних КЗ и минимальное значение тока срабатывания определяется только из условия отстройки от бросков намагничивающего тока по формуле (5.4):

$$I_{C3MIN} = K \cdot I_{НОМ}^{BH}, \quad (5.4)$$

где $K=1,2 \div 1,5$

$I_{НОМ}^{BH}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН.

$$\text{Тогда } I_{C3MIN} = 1,25 \cdot 401,635 = 502,044 \text{ А}$$

Плечо ТА с большим вторичным током принимается за основное. В данном случае таким является плечо на стороне НН.

Определим ток срабатывания реле для основной стороны по формуле (5.5):

$$I_{C.P.OCH} = \frac{I_{C3MIN} \cdot K_{CX} \cdot K_T}{K_{ТА.OCH}}; \quad (5.5)$$

где K_T – коэффициент трансформации Т1

Тогда:

$$I_{C.P.OCH} = \frac{502,044 \cdot 1 \cdot 115}{3000 \cdot 5 \cdot 10,5} = 9,164 \text{ А}$$

5.2.5. Определение необходимого числа витков обмоток насыщающегося трансформатора реле ДЗТ-11

Расчетное число витков рабочих обмоток насыщающегося трансформатора (НТТ) для основной стороны определяется из выражения:

$$W_{OCH.P} = \frac{F_{C.P.}}{I_{C.P.OCH}} \quad (5.6)$$

где $F_{C.P.} = 100$ – МДС срабатывания реле ДЗТ – 11.

$$W_{OCH.P} = \frac{100}{9,164} = 10,912 \text{ витков}$$

Округляя обязательно в меньшую сторону, примем $W_P = 10$ витков, тогда ток срабатывания защиты, соответствующий принятому числу витков и приведенный к стороне 110 кВ, можно определить по формуле (5.7):

$$I_{C.3.} = \frac{F_{C.P.} \cdot K_{ТА.OCH}}{K_{CX} \cdot W_P} \quad (5.7)$$

$$I_{C.3.} = \frac{100 \cdot 3000 \cdot 10,5}{1 \cdot 5 \cdot 115 \cdot 10} = 547,826 \text{ А}$$

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяется расчетное число витков обмотки НТТ для не основной стороны защищаемого трансформатора (НН).

Число витков рабочей обмотки для стороны НН определим по формуле (5.8):

$$W_P + W_Y = W_P \cdot \frac{I_{OCH.B.\Delta}}{I_{B.Y}} \quad (5.8)$$

где $I_{OCH.B.\Delta}$ - ток основного плеча (ВН);

$I_{B.Y}$ - ток в плече НН.

$$W_P + W_Y = 10 \cdot \frac{3,666}{3,478} = 10,54 \text{ витков} \approx 11$$

При расчете витков рабочих обмоток для не основной стороны, округление до целого числа витков идёт до ближайшего значения. Таким образом, в не основное плечо необходимо поставить дополнительно $11 - 10 = 1$ витков в уравнивающей обмотки.

Чтобы вычислить необходимое число витков тормозной обмотки, нужно определить максимальный первичный ток небаланса при 3-х фазном КЗ на стороне НН трансформатора, приведенный к расчетной стороне (110кВ).

Ток небаланса определяется по формуле (5.9):

$$I_{НБ.РАСЧ.МАХ} = (K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U \%}{100} + \frac{|W_{PAC} - W|}{W_{PAC}}) \cdot I_{KЗ}^{(3)}, \quad (5.9)$$

где K_a - коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую в точке КЗ, для реле с НТТ его рекомендуется брать равным 1;

$K_{одн}$ - коэффициент, учитывающий однотипность ТА, обычно берется в защитах силовых Т равным 1;

$\varepsilon = 0.1$ - относительная величина полной погрешности ТА;

$\Delta U \%$ - значение в % половины суммарного диапазона регулирования напряжения Т;

$W_{PACЧ} = W_P + W_{yp}$ - расчетное число витков обмоток НТТ на не основной стороне.

$$I_{HБ.РАСЧ.} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{10,5}{100} + \frac{10,54 - 11}{10,54}) \cdot 2889,25 = 718,393 \text{ кА}$$

Расчетное число витков тормозной обмотки определяется из выражения (5.10):

$$W_{T.РАСЧ.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{HБ.РАСЧ.} \cdot W_{ОСН.Р.}}{tg\alpha \cdot I_T} \quad (5.10)$$

где $K_{отс} = 1,5$ - коэффициент отстройки, учитывающий неточность настройки

$tg\alpha$ - тангенс угла наклона касательной, определяющей крутизну тормозной характеристики. Для реле ДЗТ-11 этот коэффициент можно считать равным 0,75.

$$W_{T.РАСЧ.} = \frac{1,5 \cdot 718,393 \cdot 10,54}{0,75 \cdot 2889,25} = 5,241 \text{ витков}$$

Окончательное число витков тормозной обмотки $W_{T.расч.} = 7$ витков. Результаты расчетов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета параметров НТТ реле

Параметры	Обозначение и метод определения	Числовые значения
Ток срабатывания защиты, А	$I_{C3MIN} = K \cdot I_{НОМ}$	502,044
Ток срабатывания реле на основной стороне	$I_{C.P.OCH} = \frac{I_{C3MIN} \cdot K_{CX} \cdot K_T}{K_{IOOC}}$	9,164
Число витков обмотки НТТ для основной стороны: Расчетное число витков Принятое число витков	$W_{OCH.P} = \frac{F_{C.P.}}{I_{C.P.OCH}}$ W_P	10,912 10
Реальный ток срабатывания защиты, А	$I_{C.3.} = \frac{F_{C.P.} \cdot K_{IOCH}}{K_{CX} \cdot K_T \cdot W_P}$	547,826
Число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны: Расчетное число витков Принятое число витков	$W_P + W_{YP} = W_P \cdot \frac{I_{OCH.B.Y}}{I_{B.\Delta}}$	10,54 10 11
Число витков уравнивающей обмотки НТТ	$W_{YP} = (W_P + W_{YP}) - W_P$	11-10=1
Максимальный расчетный ток небаланса, А	$I_{НБ.РАСЧ.} = (K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U \%}{100} + \frac{ W_{РАС} - W }{W_{РАС}}) \cdot I_{КЗ}^{(3)}$	718,393
Число витков тормозной обмотки: Расчетное число витков Принятое число витков	$W_{Т.РАСЧ.} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.} \cdot W_{OCH.P.}}{tg \alpha \cdot I_T}$ W_T	5,241 7

5.2.6. Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Проверка чувствительности осуществляется при минимальном токе внутреннего КЗ. В качестве такого КЗ можно принять случай 2-х фазного замыкания на зажимах НН. Расчет проводится по формуле (5.11):

$$K_q = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (5.11)$$

где K_q - коэффициент чувствительности защиты;

$I_{КЗ}^{(2)}$ - значение тока, протекающего через защиту при 2-х фазном КЗ на зажимах вторичной обмотки Т, приведенного к расчетной стороне (110 кВ).

$I_{с.з.}$ - реальный ток срабатывания защиты, приведенный к расчетной стороне (10,5кВ).

$$K_q = \frac{2508,81}{547,826} = 4,58 \geq 1,5$$

Таким образом, защита в рассматриваемом примере удовлетворяет требованиям чувствительности.

5.2.7. Расчет вспомогательных защит трансформаторов

Для силового понижающего трансформатора по ПУЭ необходимо установить МТЗ от сверхтоков при внешних КЗ и МТЗ от перегрузки.

МТЗ от сверхтоков имеет выдержку времени на ступень больше ($\Delta t = 0.5 \div 0.6$ с), чем защиты присоединений или шин, питаемых трансформатором.

В случаи МТЗ от сверхтоков применяют МТЗ с пуском по напряжению (с блокировкой минимального напряжения) тогда K_3 можно принять равным 1.

Ток срабатывания защиты рассчитаем по формуле (5.12):

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАХ} \quad (5.12)$$

где, K_H - коэффициент надежности, $K_H = 1,2$;

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

K_3 - коэффициент учитывающий запуск электродвигателей $K_3 = 2,5$;

K_B - коэффициент возврата токового реле $K_B = 0,8$;

$I_{с.з.}$ - реальный ток срабатывания защиты.

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 401,635 = 1506,13 \text{ А}$$

И рассчитаем чувствительность МТЗ от сверхтоков по формуле (5.11):

$$K_q = \frac{2508,81}{1506,13} = 1,67 \geq 1,2$$

Таким образом защита, рассматриваемая в примере, подходит по требованиям чувствительности.

МТЗ от перегрузок имеют уставку, рассчитываемую по формуле (5.13):

$$I_{с.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном} \quad (5.13)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 401,635 = 527,146 \text{ А}$$

Чувствительность защиты от перегрузки не оценивается.

5.2.8. Газовая защита

Газовая защита предназначена от замыкания внутри бака трансформатора и в контактном отсеке РПН, сопровождающихся выделением газа. Один комплект реле находится в патрубке, соединяющим основной бак трансформатора с баком расширителя, второй комплект – в контакторном отсеке РПН.

Газовая защита бака трансформатора – двухступенчатая. Одна ступень действует на сигнал, другая на отключение трансформатора. Газовая защита отсека РПН имеет одну ступень, действующую на отключение [5].

Газовая защита является чисто механическим устройством, идёт в комплекте с силовым трансформатором и расчётных параметров не имеет.

Контактные элементы газовой защиты должны быть учтены при синтезе принципиальной схемы оперативных цепей защиты.

Газовая защита маслонаполненных аппаратов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита — одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

5.3. Расчет релейной защиты трансформаторов с использованием цифровых комплексов

Силовые понижающие трансформаторы являются наиболее дорогими и ответственными объектами электроснабжения.

Безотказность их работы, сохранность, бесперебойность питания потребителей в значительной степени зависит от надежности, совершенства, правильности настройки и работы релейной защиты. В настоящее время предполагается замена защит на электромеханических и полупроводниковых аналоговых элементах защитами на микропроцессорных цифровых элементах.

К основным достоинствам цифровых микропроцессорных комплексов относятся: многофункциональность; местное и дистанционное управление; высокая надежность; малое потребление оперативного тока; регистрация параметров аварийных событий; прием сигналов от внешних защит; отображение цифровой информации на дисплее. [7]

Для защиты трансформаторов чаще всего используются следующие микропроцессорные комплексы:

- 1) Интегральное устройство релейной защиты трансформатора SPAD 346С, выпускаемое предприятием «АББ Реле-Чебоксары»;
- 2) Комплекс «Micom P63X» фирмы «Альстом»;

3) Блок дифференциальной защиты трансформатора БМРЗ-ТД, выпускаемый НТЦ «Мехатроника»

Токовые защиты, содержащиеся в комплексах, могут использоваться как токовые отсечки, максимальные токовые защиты от сверхтоков трансформатора, как МТЗ от перегрузок, как защиты нулевой последовательности.

Настройка этих защит практически не отличается от настройки таких же защит на аналоговых элементах.

Основной защитой каждого из этих комплексов является дифференциальная, которая отличается очень высокой чувствительностью. Сложностью и определенной спецификой настройки [7].

Для большей эффективности релейной защиты и автоматики рекомендуется замена, установленных на подстанции ЦЭС, защит на электромеханических и полупроводниковых аналоговых элементах на современные микропроцессорные комплексы типа «Micom P63X» для основных понижающих трансформаторов ТРДЦН-80000 110/10/10 кВ.

Использование данного комплекса приведет к увеличению надежности энергопотребления и сократить потребление оперативного тока, а также позволит осуществлять регистрацию параметров аварийных событий, прием сигналов от внешних защит, отображение цифровой информации на дисплее в удобной форме.

5.3.1. Дифференциальная защита

Все необходимые параметры трансформаторов указаны в таблице 1.1. Токи трехфазного короткого замыкания за трансформатором (на шинах 10,5 кВ):

- 1) Приведенный к 110 кВ – $I_{кз}^{(3)} = 1,151$ кА;
- 2) Приведенный к 10 кВ – $I_{кз}^{(3)} = 12,606$ кА.

Третий участок имеет наклон $m_2 = \operatorname{tg} \alpha_2$, где α_2 -угол наклона этого участка.

Кроме того в защите имеется дифференциальная отсечка, срабатывающая независимо от наличия тормозного тока.

Результаты расчетов параметров амплитудного и фазного согласования токов представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Исходные данные и параметры амплитудного и фазового согласования токов сторон трансформатора

Наименование величин	Формула для приведения	Числовые значения для сторон	
		115 кВ	10,5 кВ
Номинальный ток, соответствующий проходной мощности, А	$I_{\text{номТ}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_H}$	401,635	2199,43
Ток трехфазного КЗ на вторичных зажимах ТР, кА	-	1,151	12,606
Схема соединения обмоток силового ТР	-	Y	Δ
Схема соединения обмоток ТА	-	Y	Y
Коэффициенты трансформации	-	$\frac{1000}{5}$	$\frac{3000}{5}$
Установка компенсации фазового сдвига	-	Y/Y – 0 - 0	Δ / Y - 30
Вторичные токи в плечах защиты $I_{\text{ном.вт}}$	$I_{\text{ном.вт}} = \frac{I_{\text{номТА}}}{K_{ТА}}$	2,008	3,666
Коэффициенты коррекции по току	$K_{ТА} = \frac{I_{\text{номТА}}}{I_{\text{ном.вт}}}$	2,49	1,364
Номинальные токи ТР с учетом коррекции	-	5А	5А

А. Выбор параметров первого участка характеристики срабатывания

Величина дифференциального тока срабатывания защиты на первом участке характеристики определяется исходя из условий несрабатывания защиты в номинальном режиме работы силового трансформатора.

Первичный минимальный ток срабатывания чувствительного органа защиты при отсутствии торможения определяется следующими условиями:

- 1) Отстройкой от расчетного первичного тока небаланса в номинальном нагрузочном режиме:

$$I_d \geq K_{отс} I_{нб.расч.ном}, \quad (5.14)$$

$$I_d \geq (1,2 \cdot 0,235) I_{номТ} = 0,282 I_{номТ}$$

где I_d - ток срабатывания защиты на первом участке;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,2...1,5);

$I_{нб.расч.ном}$ - расчетный ток небаланса в номинальном нагрузочном режиме, который определяется по формуле (5.15):

$$I_{нб.расч.ном} = I'_{нб} I''_{нб} I'''_{нб} \quad (5.15)$$

где $I'_{нб}$ - составляющая тока небаланса от погрешности трансформаторов тока;

$I''_{нб}$ - составляющая погрешности от работы РПН;

$I'''_{нб}$ - составляющая погрешности, обусловленная цифровым выравниванием токов плеч.

Составляющая тока небаланса от погрешности трансформаторов тока определяется по формуле (5.16):

$$I'_{нб} = \left(K_{одн} K_a \frac{\varepsilon\%}{100} \right) I_{номТ} = \left(1 \cdot 1 \frac{10}{100} \right) I_{номТ} = 0,1 I_{номТ}, \quad (5.16)$$

где $K_{одн}$ - коэффициент, учитывающий однотипность трансформаторов тока, в дифференциальных защитах, $K_{одн} = 1$;

K_a - коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую в токе, $K_a = 1$;

$\varepsilon\%$ - погрешность трансформаторов тока, $\varepsilon\% = 10\%$.

Составляющая тока небаланса от погрешности при работе РПН определяется по формуле (5.17):

$$I''_{\text{нб}} = \left(\frac{\Delta U\%}{100} \right) I_{\text{номТ}} = \frac{10,5}{100} I_{\text{номТ}} = 0,105 I_{\text{номТ}} \quad (5.17)$$

где $\Delta U\%$ - значение в % половины суммарного диапазона регулирования напряжения трансформатора. Для рассматриваемого примера $\Delta U\% = 10,5\%$

Согласно рекомендации фирмы,

$$I'''_{\text{нб}} = \left(\frac{3\%}{100} \right) I_{\text{номТ}} = 0,03 I_{\text{номТ}} \quad (5.18)$$

Таким образом,

$$I_{\text{нб.расч.ном}} = \left(1 \cdot 1 \cdot \frac{10\%}{100} + \frac{10,5\%}{100} + \frac{3\%}{100} \right) I_{\text{номТ}} = 0,235 I_{\text{номТ}}$$

С определённым запасом можно принять $I_d \geq 0,3 I_{\text{номТ}}$

2) Отстройкой от броска тока намагничивания при включении под напряжение.

Для отстройки от тока намагничивания при включении трансформатора в терминале «Міsom Р63Х» используется блокировка по второй гармонике. В обычных условиях надёжна отстройка при $I_d \geq 0,3 I_{\text{номТ}}$.

Следовательно,

$$I_d \geq 0,3 \cdot 401,635 = 120,49 \text{ А.}$$

Длина первого участка характеристики ограничивается значением $I_{RI} = 0,5 I_d$, однако, поскольку токи небаланса в номинальном режиме малы, длину первого участка для повышения чувствительности защиты иногда увеличивают.

Как правило, границе конца первого участка и соответственно начала второго участка, т.е. начала торможения, полагают $I_{RI} = 0,5 I_{\text{номТ}}$.

Б. Выбор параметров второго участка характеристики

Уставкой для настройки второго (наклонного) участка характеристики срабатывания является коэффициент наклона:

$$m_1 = \operatorname{tg} \alpha_1 = \frac{BC}{AC} \quad (5.19)$$

Наклон второго участка, т.е. m_1 , определяется из условий несрабатывания защиты от токов небаланса при максимальной нагрузке трансформатора. Как правило, максимальный ток перегрузки, допустимый при кратковременной работе силового трансформатора, берется равным $2I_{\text{номТ}}$.

В этом случае $I_d \geq K_{\text{отс}} \cdot (I'_{\text{нб}} I''_{\text{нб}} I'''_{\text{нб}}) 2I_{\text{номТ}}$ (амплитуда характеристики);

Тогда $I_d \geq 1,5 \cdot (0,1 + 0,105 + 0,03) 2I_{\text{номТ}} = 0,705 I_{\text{номТ}}$

Катет ВС треугольника ABC будет соответствовать выражению $K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.перегр.}} - I_d \geq$; катет AC – выражению $2I_{\text{номТ}} - I_{\text{Р1}}$.

Таким образом, из треугольника ABC находим:

$$m_1 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.перегр.}} - I_d \geq}{2I_{\text{номТ}} - I_{\text{Р1}}}; \quad (5.20)$$

где $K_{\text{отс}} = 1$;

$I_{\text{нб.расч.перегр.}}$ - ток небаланса при $2I_{\text{номТ}}$;

$I_{\text{Р1}}$ - ток начала торможения;

$I_d > 0,3 I_{\text{номТ}}$ - ток уставки первого участка.

Тогда $m_1 = \frac{0,705 I_{\text{номТ}} - 0,3 I_{\text{номТ}}}{2I_{\text{номТ}} - 0,5 I_{\text{номТ}}} = 0,24$

С некоторым запасом выставляем 0,3.

В. Выбор наклона третьего участка характеристики

Наклон третьего участка выбирается из условия несрабатывания защиты при максимальном токе трёхфазного внешнего КЗ:

$$m_2 = \operatorname{tg} \alpha_2 = \frac{B_1 C_1}{BC_1} \quad (5.21)$$

Из исходных данных $I_{КЗ}^{(3)}$ на шинах 10,5 кВ, приведенный к 110 кВ, составляет 1151 А, т.е. $\frac{1151}{401,635} = 2,866I_{HT}$

$$\text{Тогда } m_2 = \frac{1,5 \left(K_{одн} \cdot K_a \cdot \frac{\varepsilon\%}{100} + \frac{\Delta U\%}{100} + \frac{3\%}{100} \right) \cdot 2,886I_{номТ} - 0,705I_{номТ}}{2,886I_{номТ} - 2I_{номТ}}, \quad (5.21)$$

$$K_{одн} = 1; K_a = 2.$$

$$m_2 = \frac{1,5(1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,105 + 0,03) \cdot 2,886I_{номТ} - 0,705I_{номТ}}{2,886I_{номТ} - 2I_{номТ}} = 0,84$$

Можно принять $m_2 = 0,9$.

Г. Выбора параметров дифференциальной отсечки

Дифференциальная отсечка срабатывает независимо от тормозного тока и обеспечивает более быстрое срабатывание защиты при больших токах КЗ в зоне защиты.

По рекомендации фирмы и опытным данным при эксплуатации дифференциальных защит уставку этой защиты можно принять $I_d \gg \gg = 6I_{номТ}$.

Для данного примера $I_d \gg \gg = 6 \cdot 401,635 = 2409,81 \approx 2410 \text{ А}$.

Таким образом, на терминале «Міsom Р63Х» для ДЗТ нужно набрать следующие установки:

$$I_d \geq 0,3I_{номТ};$$

$$I_d \gg \gg = 6I_{номТ};$$

$$I_{R1} = 0,5 I_{номТ};$$

$$I_{R2} = 2,0 I_{номТ};$$

$$m_1 = 0,3;$$

$$m_2 = 0,9.$$

Д. Дифференциальная защита нулевой последовательности

В системе «Міsom Р63Х» имеется дифференциальная защита от замыканий на землю.

Защита включается на трансформаторы тока стороны 220 Кв и трансформатор тока заземленный нейтрали

Уставки защиты принимаются аналогично ДЗТ:

$$I_d > = 0,3I_{\text{НОМТ}};$$

$$I_d >>> = 6I_{\text{НОМТ}}.$$

5.3.2. Выбор уставок вспомогательных защит трансформаторов

А. МТЗ от сверхтоков на сторонах 10,5 кВ

МТЗ от сверхтоков устанавливаются со стороны 10,5 кВ на каждой из расщепленных обмоток. Они работают на отключение выключателя

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_n \cdot I_{\text{рабmaxТ}}}{K_{\epsilon}} \text{ соответствующий стороны.}$$

Для повышение чувствительности целесообразно включать эти защиты с контролем напряжения (блокировка минимального напряжения):

(5.22)

Где $K_n = 1,3$ - коэффициент надежности отстройки;

$I_{\text{рабmaxТ}}$ - рабочий максимальный ток трансформатора, из условий работы данного трансформатора предполагается $I_{\text{рабmaxТ}} = 1,4I_{\text{НОМТ}}$;

K_{ϵ} - коэффициент возврата, для цифровых реле в комплексе «Micom P63X» $K_{\epsilon} = 0,99$.

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,3 \cdot 1,4I_{\text{НОМТ}}}{0,99} = 1,84I_{\text{НОМТ}}$$

При $I_{\text{НОМТ}} = 2199,43 \text{ А}$;

$$I_{\text{с.з.}} = 1,84 \cdot 2199,43 = 4046,95 \text{ А.}$$

Выдержка времени защиты отстраивается от максимальной выдержки времени защит присоединений к шинам 10,5 кВ.

Учитывая, что максимальная выдержка времени защит присоединений - 1,5 с, следует $t_{\text{с.з.}} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}$.

Чувствительность защиты проверяется по току двухфазного КЗ в конце самого длинного участка присоединения к шинам 10,5 кВ. В этом случае коэффициент чувствительности не должен быть менее 1,2. Если сведений по

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

присоединению нет, достаточно проверить чувствительность по току двухфазного КЗ на шинах трансформатора 10,5 кВ. В этом случае коэффициент чувствительности не должен быть меньше 1,5:

$$K_{\varphi} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} ; \quad (5.23)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = 0,86 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)}, \quad (5.24)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = 0,86 \cdot 12606 = 10841 \text{ A}$$

$$K_{\varphi} = \frac{10841}{4046,95} = 2,679 \geq 1,5;$$

При трансформаторе тока с $K_{\text{ТА}} = \frac{3000}{5} \Rightarrow$ установка реле тока составит

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{4046,95 \cdot 5}{3000} = 6,745 \text{ A}.$$

Б. МТЗ от сверхтоков на стороне 110 кВ

МТЗ от сверхтоков на стороне 110 кВ резервирует соответствующие защиты на сторонах 10,5 кВ, кроме того, дифференциальную защиту трансформатора.

При наличии блокировки минимального напряжения ток срабатывания защиты равен:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,3 \cdot 1,4 I_{\text{НОМТ}}}{0,99} = 1,84 I_{\text{НОМТ}} \quad (5.25)$$

При $I_{\text{НОМТ}} = 401,635 \text{ A};$

$$I_{\text{с.з.}} = 1,84 \cdot 401,635 = 739,008 \text{ A}.$$

По времени защита отстраивается от МТЗ на стороне 10,5 кВ, т.е. $t_{\text{с.з.}} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}.$

Защита работает на отключение трансформатора со всех сторон.

При $K_{\text{ТА}} = \frac{1000}{5} \Rightarrow$ уставка реле равна:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{739,008 \cdot 5}{1000} = 3,695 \text{ A}.$$

Чувствительность защиты к току двухфазного КЗ на шинах 10,5 кВ составит $K_q = \frac{0,86 \cdot 1151}{739,008} = 1,34 \geq 1,2$;

В. МТЗ от перегрузки

Защиты от перегрузки достаточно установить на сторонах 10,5 кВ, защиты, как правило, работают на сигнал.

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{номТ}}{K_B}, \quad (5.26)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,10 \cdot 2199,43}{0,99} = 2443,81 A$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{2443,81 \cdot 5}{3000} = 4,0731 A$$

Время срабатывания защиты от перегрузки можно установить 9...10с.

Настройка терминала «Micom P63X» выполняется в соответствии с таблицей 5.3.

Таблица 5.3 – Карта уставок системы «Micom P63X»

Наименование функции	Диапазон	Рекомендуемая уставка
1	2	3
Номинальные данные трансформаторов тока и напряжения		
$I_{номТА}$ первичный со стороны А (фазные)	1...50000 А	1000
$I_{номТА}$ первичный со стороны В (фазные)	1...50000 А	3000
$U_{номТН}$ первичное	0,1...1500 кА	110
$I_{ном}$ стороны А (вторичный ток)	1А / 5А	5

$I_{\text{ном}}$ стороны В (вторичный ток)	1А / 5А	5
$U_{\text{ном}}$ вторичное	50...130 V	100
Вращение поля	По час. Стрелке/против час. стрелки	По часовой стрелке
	Сторона А + Сторона В Сторона А + Сторона С Сторона В + Сторона С	Не используется
$U_{\text{номTH}}$ первичное, сторона А	0,1...1500 кВ	110
$U_{\text{номTH}}$ первичное, сторона В	0,1...1500 кВ	10/10
Мощность S	0,1...5000 МВА	80
Группа соединений сторон А-В	0...11	11
Введена PSx	Нет/да	Да
$I_d > \text{PSx}$	0,1...2,5 Iref	0,3
$I_d \gg \text{PSx}$	5...30 Iref	6
$I_d \gg \gg \text{PSx}$	5...30 Iref	6
$m_1 \text{ PSx}$ $m_2 \text{ PSx}$	0,2...1,5 0,4...1,5	0,3 0,9
$I_{RI} \text{ PSx}$	1,5...10 Iref	0,5
Блокировка от броска тока намагничивания по 2 – й гармонике	Not Plase – selective Plase - selective	Plase - selective
Пофазная - общая		Общая
Rushl (2fo)/(fo) PSx	10...50%	10%

Фильтрация нулевой последовательности	тока		
O-seq. filt A en PSx		Нет/да	нет
O-seq. filt B en PSx		Нет/да	нет
Блокировка от насыщения			
Overlflux.bl. en PSx		Нет/да	да
Overl (5fo)/(fo)		10...80%	15
МТЗ от сверхтоков на стороне 10,5 кВ			
$I_{c.з.}$ сторона В			$1,84I_{НОМТ} = 4046,95 \text{ A}$
$I_{c.р.}$ сторона В			6,745 А
$t_{c.з.}$ сторона В			2с
$K_{ч}$			2,679
МТЗ от сверхтоков на стороне 110 кВ			
$I_{c.з.}$ сторона А			$1,84I_{НОМТ} = 739,008 \text{ A}$
$I_{c.р.}$ сторона А			3,695 А
$t_{c.з.}$ сторона А			2,5с
$K_{ч}$			1,34
МТЗ от перегрузки			
$I_{c.з.}$ сторона В			2443,81 А
$I_{c.р.}$ сторона В			4,073 А
$t_{c.з.}$ сторона В			10с

6. Локальная смета на приобретение и монтаж электрооборудования.

Смета – финансово-экономический документ, характеризующий предел допустимых затрат на сооружение, монтаж и прочие подготовительные работы, необходимые для сооружения объекта в соответствии с выбранным проектом и ввода объекта в эксплуатацию. В сметах определяются денежные, трудовые и материальные затраты, необходимые для выполнения определённого объёма строительно-монтажных работ.

Сметная стоимость является основной для финансирования строительства, расчета, за выполнение строительно-монтажных работ, оплаты расходов по приобретению оборудования и его доставки на стройку, а также возмещение прочих затрат за счет средств на капитальное строительство.

Правильно составленная сметная документация, принятая и согласованная заинтересованными организациями (подрядчиком и заказчиком) является основным и неизменным финансовым документом на весь период строительства и производства монтажных работ, по которому оценивается деятельность строительных организаций. Сметы подразделяются на: объектные и локальные.

Объектная смета – сметный расчёт, содержащий расчёт объемов затрат и работ на различные виды строительно-монтажных работ: приобретение оборудования и его монтаж, прочие работы и затраты по отдельным объектам строительного комплекса. Смета составляется инженером-сметчиком, и должна иметь не менее трёх подписей: составителя, главного инженера предприятия, на котором составляется смета, представителя заказчика.

Для определения сметной стоимости используются сметные нормы и правила на строительные работы (СНиП-ы), прейскуранты на оборудование, ценники на монтаж оборудования, единичные расценки и нормативы, характеризующие сметную стоимость единицы строительных работ, включая стоимость материалов, заработную плату рабочих, затраты на эксплуатацию используемых механизмов и нормы накладных расходов [15].

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Составление сметного документа в дипломной работе производится по ГЭСНм-2001-08 (Государственные Элементные Сметные Нормы на монтаж электротехнических установок). Настоящие ГЭСНм [9] предназначены для определения потребности в ресурсах (затраты труда рабочих, строительные машины, материалы) при выполнении работ по монтажу электротехнических установок и составления сметных расчетов (смет) ресурсным методом [15].

Локальная ресурсная ведомость на монтаж основного электрооборудования составляется по типовой форме, представленной в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Локальная ресурсная ведомость на монтаж электрооборудования

№ п/п	Шифр, номера норматив ов и коды ресурсов	Наименование работ и затрат	Единицы измерения	Количество	
				на единицу измерения	общая величина
1	2	3	4	5	6
	ГЭСНм 08-01-008-2	Выключатель вакуумный ВРС-110-31,5/2500 УХЛ1		2	
1		Затраты труда рабочих-монтажников	чел.-ч	281	562
1.1		Средний разряд работы		4	
2		Затраты труда машинистов	чел.-ч	77,8	155,6
3	МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ				
	021102	Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования 10 т	маш.-ч	46,8	93,6
	400002	Автомобили бортовые грузоподъемностью до 8т	маш.-ч	6,94	13,88
	040502	Установки для сварки ручной дуговой (постоянного тока)	маш.-ч	0,42	0,84
	030902	Подъемники гидравлические высотой подъема 10 м	маш.-ч	24,1	48,2

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 6.1

4	МАТЕРИАЛЫ				
	102-0154	Пиломатериалы березовые и мягких лиственных пород: береза, липа. Доски обрезные длиной 4-6,5 м, все ширины, толщиной 19-22 мм II сорта	м³	0,008	0,0016
	101-0179	Гвозди строительные с плоской головкой 1,6 ´ 50 мм	т	0,0004	0,0008
	101-0113	Бязь суровая арт. 6804	10 м²	1,1	2,2
	101-1977	Болты строительные с гайками и шайбами	кг	8,87	17,74
	101-0324	Кислород технический газообразный	м³	0,24	0,48
	542-0042	Пропан-бутан, смесь техническая	кг	1	2
	519-0019	Проволока латунная марки Л68 круглая, твердая, нормальной точности, диаметром 0,50 мм	т	0,0003	0,0006
	113-0307	Пленка полиэтиленовая толщиной 0,2-0,5 мм	т	0,00002	0,00004
	542-0031	Смазка универсальная тугоплавкая УТ (консталин жировой)	т	0,0008	0,0016
	500-9597	Шлифовальная бумага	кг	4	8
	101-1964	Шпагат бумажный	кг	0,01	0,02
	101-1924	Электроды диаметром 4 мм Э42А	кг	1,8	3,6

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	113-0180	Спирт этиловый ректификованный технический, сорт I	т	0,00304	0,00608
	101-9109	Дюбели для пристрелки	10 шт.	0,3	0,6
	101-9100	Патроны для пристрелки	10 шт.	0,3	0,6
	101-9852	Краска	кг	0,12	0,24
ГЭСНп 01-04-035		Микропроцессорный комплекс релейной защиты «Micom P63X»		2	
		Затраты труда:	чел.-ч	145	290
		Инженер по наладке и испытаниям I категории	чел.-ч	87	174
		Техник по наладке и испытаниям I категории	чел.-ч	58	116

В дипломном проекте предполагается установка на подстанции ЦЭС силовых выключателей и комплекта микропроцессорной релейной защиты. Необходимые расходы на оборудование представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расходы на оборудование

№ п/п	Наименование оборудование	Кол- во, шт.	Стоимость, без НДС, руб./шт.	Общая стоимость, руб.
1	Выключатель вакуумный ВРС-110- 31,5/2500 УХЛ1	2	1 900 000.00	3 800 000.00
2	Микропроцессорный комплекс релейной защиты «Micom P63X»	2	356 000.00	712 000.00
Итого:				4 512 000.00

7. Обеспечение безопасности при проведении работ на подстанции ЦЭС 110/10 кВ.

7.1. Оперативные переключения при установке выключателя на подстанции ЦЭС

В связи с тем, что на подстанции ЦЭС предполагается установка вакуумных выключателей, типа ВРС-110, все необходимые оперативные переключения производятся в следующей последовательности (рис.1):

- 1) Включаются секционные выключатели Q5 и Q6(соединяющие I и II секции шин, а также III и IV секции шин соответственно);
- 2) Отключаются выключатели Q1 и Q3 на вводах низкого напряжения трансформатора Т1;
- 3) Необходимо позвонить диспетчеру на подстанции БЛПК 220/110 кВ и попросить отключить выключатель, обесточивающий линию с трансформатором Т1;
- 4) Отключается разъединитель QS1, и включаются заземляющие ножи;
- 5) Включить заземляющий разъединитель в нейтрали трансформатора Т1;
- 6) Установить заземление на стороне высшего напряжения трансформатора Т1.

7.2. Вредные и опасные производственные факторы

При монтаже оборудования на РУ ЦЭС, работа монтажников обычно связана с перемещением тяжелых частей электрооборудования, с подъемом тяжести на высоту, а также с выполнением ряда слесарных работ. При этом возможны ранения и ушибы.

Можно выделить ряд вредных и опасных производственных факторов [14]:

- 1) повышенная запыленность и загазованность воздуха (испарения металлов при пайке, вредные испарения изоляции) рабочей зоны;

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 2) повышенный уровень шума на рабочем месте (как местный вызванный работой приборов или инструмента);
- 3) повышенный уровень вибрации;
- 4) опасный уровень напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- 5) отсутствие или недостаток естественного света;
- 6) недостаточная освещенность рабочей зоны;
- 7) пониженная контрастность;
- 8) динамическая перегрузка, при общей нагрузке на мышцы рук, ног, корпуса;
- 9) нервно-психические перегрузки.

Существует ряд особенностей при монтажных работах в распределительных устройствах, которые приведены ниже [13].

Подъем деталей оборудования или конструкций массой более 20 кг производится двумя рабочими. При массе конструкции или оборудования выше 50 кг поднимается с помощью блоков, лебедки.

При перемещении и подъеме на конструкции разъединителей, отделителей и короткозамыкателей их устанавливают в положение «включено», так как в этом положении исключается возможность травмирования ножевыми контактами рубящего типа. Все выключатели, автоматы, электромагнитные приводы и другие аппараты, снабженные возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления, перемещаются в положении «отключено».

При регулировке выключателей и разъединителей с автоматическими приводами принимаются меры против непредвиденного включения или отключения приводов случайным лицом или самопроизвольно, так как при этом возможны ушибы движущимися частями механизма выключателя рабочего, производящего регулировку. Для этого плавкие вставки предохранителей в цепях управления снимаются. Если в процессе регулировки потребуется включить оперативный ток, то установка вставок

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предохранителей допускается только после удаления всех людей от привода выключателя.

Одежда рабочего-электромонтажника плотно прилегает к телу. На голову одевается головной убор или легкая защитная каска. При пробивке отверстий пользуются защитными очками. При выгибании труб, затягивании в трубы проводов, натяжке проводов и тросов надевают брезентовые рукавицы. При пайке и сварке проводов работают в защитных очках и рукавицах. Натягивание на опорах проводов сечением более 4 мм² производится не с приставных лестниц, а с подмостей. Приставные деревянные лестницы применяются длиной не более 5 м. Нижние концы лестниц должны иметь шипы или резиновые наконечники, препятствующие скольжению. Нельзя работать стоя на любой из двух верхних ступенек, а также одновременно находиться на лестнице двум рабочим. Рекомендуется вместо лестниц использовать передвижные инвентарные подмости [10].

Перед установкой коммутационных аппаратов проверяется надежность крепления конструкций, на которых предполагается их установка.

7.3. Мероприятия по достижению безопасности работ

В электроустановках все работы производятся при обязательном соблюдении следующих условий [10]:

- 1) Работы выполняются только с разрешения уполномоченного на это официального лица в соответствии с заданием, оформленным в виде наряда или распоряжения;
- 2) Работы ведутся, как правило, не меньше чем двумя лицами;
- 3) Сначала выполняются организационные и технические мероприятия, обеспечивающие персоналу безопасные условия работ.

Организационные мероприятия имеют целью обеспечить безупречную организацию выполнения работ в электроустановках для исключения несчастных случаев с людьми при высокой производительности труда и хорошем качестве работ. Такими мероприятиями являются [10]:

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 1) оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- 2) выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- 3) допуск к работе;
- 4) надзор во время работы;
- 5) оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Технические мероприятия имеют целью обеспечить безопасность персонала при выполнении работ с полным или частичным снятием напряжения с электроустановки. Такими мероприятиями являются [10]:

- 1) произведены необходимые отключения;
- 2) вывешены запрещающие плакаты во избежание подачи напряжения на рабочее место;
- 3) проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях;
- 4) наложено заземление;
- 5) проведены работы по ограждению рабочего места;
- 6) вывешены указательные плакаты «Заземлено».

7.4. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Работы в электроустановке могут выполняться [10]:

- 1) по наряду-допуску;
- 2) по распоряжению;
- 3) на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Наряд – задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за выполнение работы.

По наряду могут производиться работы в электроустановках, выполняемые [10]:

- а) со снятием напряжения;
- б) без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них.

Распоряжение - задание на производство работы, определяющее ее содержание, место, время, меры безопасности (если они требуются) и лиц, которым поручено ее выполнение, с указанием группы по электробезопасности.

Текущая эксплуатация – это проведение оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом самостоятельно на закрепленном за ним участке в течение одной смены работ по перечню.

Ответственными за безопасность работ являются [10]:

- 1) выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- 2) выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- 3) ответственный руководитель работ;
- 4) допускающий;
- 5) производитель работ;
- 6) наблюдающий;
- 7) члены бригады.

Лицо, выдающее наряд, отдающее распоряжение, утверждающее перечень работ в порядке текущей эксплуатации устанавливает необходимость и объем работы, отвечает за возможность безопасного ее выполнения, достаточность квалификации ответственного руководителя, производителя работ или наблюдающего, а также членов бригады.

Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется лицам из электротехнического персонала предприятия, уполномоченным на это распоряжением лица, ответственного за электрохозяйство предприятия.

Указанные лица должны иметь группу по электробезопасности не ниже V в электроустановках напряжением выше 1000 В и не ниже IV в установках напряжением до 1000 В [10].

Право давать распоряжения на производство ряда работ, перечень которых определяется лицом, ответственным за электрохозяйство предприятия, предоставляется также лицам из оперативного персонала с группой не ниже IV.

Ответственный руководитель, принимая рабочее место от допускающего или осуществляя допуск, отвечает наравне с допускающим за правильную подготовку рабочего места и достаточность выполненных мер безопасности, необходимых для производства работы, в том числе и за достаточность мер, предусмотренных в графе наряда «Отдельные указания».

Ответственному руководителю запрещается принимать непосредственное участие в работе по нарядам, кроме случаев, когда он совмещает обязанности ответственного руководителя и производителя работ.

Ответственными руководителями назначаются лица из электротехнического персонала, имеющие группу по электробезопасности V [10].

Необходимость назначения ответственного руководителя определяется выдающим наряд.

Назначения ответственного руководителя не требуется при работах по наряду в электроустановках напряжением до 1000 В.

Допускающий – ответственное лицо из оперативного персонала – несет ответственность [10]:

- а) за правильность выполнения необходимых для допуска и производства работ мер безопасности, их достаточность и соответствие характеру и месту работы;

б) за правильность допуска к работе, приемку рабочего места по окончании работы с оформлением в нарядах или журналах.

При возникновении сомнения в возможности безопасного выполнения работы по данному наряду, распоряжению или в достаточности и правильности указанных в наряде мер по подготовке рабочего места эта подготовка должна быть прекращена.

Допускающий должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV при работе в электроустановках напряжением выше 1000 В и не ниже III – в установках до 1000 В [10].

Производитель работ, принимая рабочее место от допускающего, отвечает за правильность его подготовки и за выполнение необходимых для производства работы мер безопасности.

Производитель работ обязан проинструктировать бригаду о мерах безопасности, которые необходимо соблюдать при работе, обеспечить их выполнение членами бригады.

Производитель работ соблюдает настоящие правила сам и отвечает за их соблюдение членами бригады, следит за исправностью инструмента, такелажа и другой ремонтной оснастки. Производитель работ обязан также следить за тем, чтобы установленные на месте работы ограждения, плакаты, заземления не снимались и не переставлялись.

Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а в электроустановках напряжением до 1000 В - группу III, кроме работ в подземных сооружениях, где возможно появление вредных газов, работ под напряжением, работ по перетяжке и замене проводов [10].

Наблюдающий назначается для надзора за бригадами строительных рабочих, разнорабочих, такелажников и других лиц из неэлектротехнического персонала при выполнении ими работы в электроустановках по нарядам или распоряжениям.

Наблюдающий за электротехническим персоналом, в том числе командированным, назначается в случае производства работ в электроустановках при особо опасных условиях, определяемых лицом, ответственным за электрохозяйство предприятия, где эти работы производятся.

Наблюдающий контролирует наличие установленных на месте работы заземлений, ограждений, плакатов, запирающих устройств и отвечает за безопасность членов бригады от поражения электрическим током электроустановки.

Ответственным за безопасность, связанную с технологией работы, является лицо, возглавляющее бригаду, которое должно входить в ее состав и постоянно находиться на рабочем месте.

Наблюдающему запрещается совмещать надзор с выполнением какой-либо работы и оставлять бригаду без надзора во время работы.

Наблюдающими назначаются лица с группой не ниже III [10].

Список лиц, которые могут назначаться ответственными руководителями и производителями работ по нарядам и распоряжениям и наблюдающими, устанавливается распоряжением лица, ответственного за электрохозяйство [10].

Члены бригады обязаны соблюдать настоящие правила и инструктивные указания, полученные при допуске к работам и во время работы.

Допускается одно из совмещений обязанностей ответственных за безопасное ведение работ в соответствии с таблицей 7.1 [10].

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.1. – Совмещения обязанностей ответственных за безопасное ведение работ

Ответственный работник	Совмещаемые обязанности
Выдающий наряд, отдающий распоряжение	Ответственный руководитель работ Производитель работ Допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативно персонала)
Ответственный руководитель работ	Производитель работ Допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Производитель работ из числа оперативно-ремонтного персонала	Допускающий (в электроустановках с простой и наглядной схемой)
Производитель работ, имеющий группу IV	Допускающий (в случаях, предусмотренных п.42.5[10])

7.4.1. Общие требования безопасности

Лица, задействованные в монтаже оборудования на распределительном устройстве, не должны иметь увечий или болезней, мешающих производственной работе и усиливающих опасность воздействия тока на организм.

Выполняющий монтажные работы в действующих электроустановках, подвергается медицинскому освидетельствованию при приеме на работу, а затем периодически 1 раз в 2 года [11].

Все вновь принятые на работу лица до получения разрешения на посещение ими данного предприятия проходят вводный инструктаж, а затем до получения разрешения на посещение рабочего места – первичный инструктаж.

Проверка знаний ПТЭ [11], ПТБ [10] и производственных инструкций может быть первичной, периодической и внеочередной.

Проверка знаний проводится специально созданной приказом (распоряжением) руководства предприятия комиссией в составе не менее 3-х человек в индивидуальном порядке.

Персонал обязан соблюдать правила внутреннего распорядка предприятия.

Действие электрического тока на живую ткань в отличие от действия других материальных факторов (пара, химических веществ, излучения и т.п.) носит своеобразный и разносторонний характер. Проходя через организм человека, электрический ток производит термическое, электрическое и механическое (динамическое) действия, являющиеся обычными физико-химическими процессами, одновременно электрический ток производит и биологическое действие, которое является специфическим процессом, свойственным лишь живой ткани.

Спецодежда, спецобувь, защитные и предохранительные приспособления выдается работающим бесплатно.

Стирка, обеспыливание, дезинфекция и ремонт (защитная пропитка) спецодежды, спецобуви и защитных приспособлений, выдаваемых работникам, обеспечивается руководством электромонтажной организации.

Эксплуатация средств защиты должна соответствовать инструкции о применении и испытаниях средств защиты, используемых при монтажных работах.

При возникновении пожара немедленно вызывается пожарная охрана и разрешается приступить к его тушению имеющимися средствами.

В случае получения кем-либо травмы, мастер немедленно извещается об этом.

В случае выявления недостатков и неисправностей на рабочем месте, об этом сообщается администрации.

Нормальные условия труда и снабжение рабочего места всем необходимым для безопасной работы обеспечивается ответственным руководителем работ.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.4.2. Требования по обеспечению безопасности перед началом работ
Строительные и монтажные выполняются в соответствии с ППР.

До начала электромонтажных работ на территории распределительного устройства выполняется монтаж заземляющих устройств.

Поступившие во включенном положении выключатели и приводы с возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления перед отключаются. Спуск и натягивание возвратных пружин (пружин свободного расцепления) без предусмотренных заводской инструкцией приспособлений не допускается.

Рабочие должны надеть предусмотренную нормами спецодежду, защитные средства.

Необходимые в работе инструменты и приспособления должны быть исправны.

7.4.3. Требования по обеспечению безопасности во время работ

Все металлоконструкции надежно закрепляются и заземляются. Заземляются также спуски и шлейфы от линий электропередачи у концевых опор или на вводных порталах.

При подвеске проводов, ошиновке и других работах на верхних частях конструкций, открытых РУ опасные зоны на земле ограждаются, а в случае невозможности ограждения этих мест обеспечивается непрерывный надзор руководителя работ.

При перемещении электрооборудования запрещается крепить стропы, тросы и канаты за изоляторы, контактные детали или через отверстия в лапах. Для этого пользуются грузоподъемными крюками на оборудовании и аппаратах или специальными такелажными приспособлениями, указанными в ППР.

Крепление оборудования и отдельных его элементов случайными крепежными материалами не допускается. Монтажные элементы аппаратуры

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и оборудования (изоляторы, разъединители и др.) устанавливаются и закрепляются в соответствии с проектом.

При подъеме и установке привода выключателя держать его за маховики или рукоятку запрещается.

Подъем и перемещение высоковольтных выключателей, автоматов, приводов, а также других аппаратов, снабженных возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления, проводятся в положении «отключено», а не имеющих возвратных пружин – «включено».

При монтаже однополюсных разъединителей принимаются меры для предотвращения самопроизвольного выбрасывания ножа.

При установке конструкций, закрепляемых в стенах, потолках или полках с помощью цементных растворов, удалять поддерживающие детали до затвердения растворов запрещается.

Оставлять инструмент и неукрепленные детали на каркасах монтируемых щитов, ячеек и на других конструкциях запрещается.

На месте установки центрифуги или фильтра-пресса у масло-наполняемых аппаратов вывешиваются плакаты, запрещающие разведение открытого огня, курение и производство сварки.

Проверка зазоров механизма привода проводится шаблоном.

Не допускается одновременно производить регулировку, осмотр или присоединение разъединителей и выключателей независимо от того, расположены ли эти аппараты в одной камере с приводами или приводы вынесены за пределы камеры. При установке и регулировке устройств и аппаратов, имеющих подвижные части позади панели (рубильник с рычажным приводом и т.п.), необходимо предупредить об этом работающих сзади щита.

Запрещается производить пайку и лужение концов проводов без защитных очков. Плавить припой необходимо в специальном тигле, который должен иметь крышку с отверстием для опускания одного провода. Запрещается поднимать тигель с расплавленным припоем выше груди.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выполнять монтажные работы или находиться посторонним лицам ближе 50 м от места испытания воздушных выключателей запрещается.

Указание о производстве операций по включению и отключению при опробовании выключателей разрешается подавать руководителю бригады после того, как он убедится, что все члены бригады удалены от выключателя на безопасное расстояние или находятся в укрытии.

При установке конструкций опор и фундаментов запрещается закреплять расчалки за незакрепленные опоры. Временные расчалки могут быть закреплены за прочные опоры или специальные якоря.

Во время монтажа запрещается загромождать проходы материалами, неиспользуемыми механизмами и оборудованием.

Сборно-разборные металлические леса, применяемые при монтаже электрооборудования, надежно заземляются.

7.4.4. Требования по обеспечению безопасности в аварийных ситуациях

В случае возникновения на месте производства работ условий, угрожающих жизни и здоровью людей, работы прекращаются, рабочие выводятся из опасной зоны, о чем сообщается руководству электромонтажной организации. Возобновление работы производится только по письменному разрешению начальника участка [10].

При несчастном случае пострадавшему должна быть оказана доврачебная помощь, в соответствии с инструкцией по оказанию первой помощи.

7.4.5. Требования по обеспечению безопасности по окончании работ

Рабочее место приводится в порядок.

О всех неполадках в работе и о мерах, принятых по их устранению сообщается мастеру.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Об ежедневном окончании работ и выводе бригады с рабочего места ответственный исполнитель сообщает представителю эксплуатирующей организации (допускающему).

Заключение

В данном дипломном проекте была исследована работа электрической схемы подстанции 110/10 кВ ЦЭС, расположенная в городе Братске Иркутской области.

В первой главе даётся краткая характеристика подстанции ЦЭС: территориальное размещение подстанции; описание основных потребителей; климатические характеристики района; описание оборудования и представлена схема электрических соединений подстанции; расположение подстанции в общей схеме Северных электрических сетей.

Во второй главе производится анализ нагрузок, анализируется загрузка трансформаторов и режимы их работы.

В третьей главе производится расчет токов короткого замыкания, необходимый для проверки основного электрооборудования.

В четвёртой главе осуществляется анализ основного оборудования подстанции ЦЭС. Осуществляется проверка коммутационного, силового, измерительного и токоведущего оборудования. На основании проверки делаются выводы по пригодности установленного оборудования и рекомендации по выбору нового.

В пятой главе дипломного проекта производится расчет уставок релейной защиты и автоматики трансформаторов ТРДЦН-80000/110/10-10 на подстанции ЦЭС и даются рекомендации по замене электромеханических устройств РЗиА на более современные микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики (на базе «Micom P63X»).

В шестой главе содержится обзор организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ в электроустановках, а также последовательность оперативных переключений для безопасной установки на подстанции выключателей.

В седьмой главе содержится обзор экономической части дипломного проекта, в которой составлена локальная ресурсная ведомость на приобретение и монтаж необходимого электрооборудования.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемой литературы

- 1) Электрическая часть станций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: Учебное пособие / А.Н. Емцев. Братск, 2007.
- 2) Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 4-е издание / Б.Н. Неклепаев. И.П. Крючков. Москва, «Энергоатомиздат», 1989.
- 3) Проектирование систем электроснабжения, электрических систем и сетей: Методические указания по дипломному проектированию / А.Н. Емцев, В.А. Попик. Братск, 2009
- 4) Изображение и обозначение элементов электрических систем: Методические указания к выполнению дипломного проекта / А.Н. Емцев, В.А. Попик. Братск, 2011
- 5) Релейная защита и автоматика: Учебное пособие / В.А. Попик, Ю.Н. Булатов. Братск, 2014.
- 6) Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие/ В.А. Попик, Ю.Н. Булатов. Братск, 2013.
- 7) Защита силовых трансформаторов с использованием цифровых комплексов (основные принципы, пример расчета): Методические указания / В.А. Попик. Братск, 2008.
- 8) Правила устройства электроустановок. 7изд. – М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2007.
- 9) ГЭСНм-2001-08 сборник №8 Утверждены и введены в действие 15 ноября 2000г. С дополнением от 09.03. 2004 №4.
- 10) Выключатели вакуумные типа ВРС-110. Техническая информация. Редакция 3. «Высоковольтный союз», 2014.
- 11) Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Красноярск, 2014г.
- 12) Правила технической эксплуатации. Госэнергонадзор Минэнерго Росси. –М.: ЗАО «Энергосервис», 2007.

					140205.65-ЭС-10-ДП-018-18-ПЗ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 13) Схемы принципиальные электрические. Распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.
- 14) Охрана труда в электроустановках. 3-е изд., испроав. И доп. Под редакцией Б.А. Князевского. Москва, «Энергоатомиздат», 1983.
- 15) Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. Е.А. Резчиков, Ю.Л. Ткаченко. Москва, МГИУ, 2006.
- 16) Оптимизация управления электромонтажным проектом. Методические указания к выполнению курсовой работы. С.М. Игнатьева, Е.М. Савицкая. Братск, 2008.
- 17) Андреев В.А. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. –М.: Высшая школа, 2006.
- 18) Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы. –М.: Энергия, 1970.
- 19) Micom P63X. Дифференциальная защита трансформатора. Руководство по применению. «AREVA T&D».
- 20) Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы. –М.: Инфра-Инженерия, 2011.