

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики основных элементов подстанции Агрокомплекс напряжением 110/10 кВ в Приморском крае.

Исполнитель

студент группы 242-об5

подпись, дата

В.А. Шпиковский

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Нормоконтроль

доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Шпиковского Вадима Анатольевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование релейной защиты и автоматики основных элементов подстанции Агрокомплекс напряжением 110/10 кВ в Приморском
крае.

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Бодруг Наталья Сергеевна,
ст.преподаватель

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Отчет: 108 стр., 8 рисунков, 24 таблицы, 25 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО
ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА,
АВТОМАТИКА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА,
ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В дипломном проекте выполнено обоснование проектирования ПС. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор силовых трансформаторов и основного электрического оборудования, релейной защиты и автоматики на ПС. Заземляющее устройство ПС рассчитано по условию требований к напряжению прикосновения. Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на опорах ВЛ 110, 35 кВ. Расчитана релейная защита и автоматика.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АБ - аккумуляторная батарея

АВР -автоматический ввод резерва

АПВ -автоматическое повторное включение

ВЛ - воздушная линия

ВН - высокое напряжение

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора

КЛ - кабельная линия

КЗ - короткое замыкание

КРУН - комплектное распределительное устройство наружной установки

МТЗ -максимальная токовая защита

НН - низкое напряжение

ОПУ -общеподстанционный пункт управления

ОРУ -открытое распределительное устройство

ПСН -панель собственных нужд

ПС - подстанция

РЗА - релейная защита и автоматика

РУ - распределительное устройство

СН - собственны нужды

СН - среднее напряжение

ТЗНП -токовая защита нулевой последовательности

ТСН -трансформатор собственных нужд

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Основная часть	10
1.1 Обоснование проектирования ПС	10
1.2 Характеристика района расположения подстанции 110/10 «Агрокомплекс»	14
1.3 Выбор силовых трансформаторов	15
1.4 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	16
1.4.1 Общие положения	16
1.4.2 Расчет токов КЗ	18
1.4.3 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров	20
1.4.4 Расчет рабочих токов	27
1.5 Выбор основного электрического оборудования	28
1.5.1 Общие положения	28
1.5.2 Критерии выбора электрооборудования	28
1.5.2.1 Выбор выключателей	28
1.5.2.2 Выбор разъединителей	28
1.5.2.3 Выбор измерительных трансформаторов тока	29
1.5.2.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	30
1.5.2.5 Выбор шин проводим	31
1.5.2.6 Выбор КРУ	33
1.5.3 Выбор электрооборудования на ОРУ 110 кВ	33
1.5.3.1 Выбор выключателей	33
1.5.3.2 Выбор разъединителей	35
1.5.3.3 Выбор трансформаторов тока	35
1.5.3.4 Выбор ошиновки	37
1.5.4 Выбор электрооборудования на ОРУ 35 кВ	38

1.5.4.1	Выбор выключателей	38
1.5.4.2	Выбор разъединителей	38
1.5.4.3	Выбор трансформаторов тока	39
1.5.4.4	Выбор ошиновки	40
1.5.5	Выбор оборудования 10 кВ	40
1.5.5.1	Выбор трансформаторов тока	42
1.5.6	Выбор трансформаторов напряжения	43
1.5.7	Выбор ОПН	45
1.6	Выбор оперативного тока	47
1.6.1	Назначение оперативного тока	47
1.6.2	Источники оперативного тока	50
1.6.3	Источники постоянного тока	51
1.7	Релейная защита и автоматика	56
1.7.1	Общие требования	56
1.7.2	Защита трансформаторов	57
1.7.2.1	Виды повреждений и ненормальные режимы работы	57
1.7.2.2	Требования ПУЭ по защите трансформаторов	59
1.7.2.3	Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов	63
1.7.3	Расчет защит трансформатора	65
1.7.3.1	Состав шкафа и конструктивное выполнение	66
1.7.3.2	Дифференциальная защита трансформатора	67
1.7.3.3	Максимальная токовая защита на стороне высшего напряжения трансформатора	70
1.7.3.4	Устройство для блокировки РПН при перегрузке и при уменьшении напряжения	71
1.7.3.5	Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	72
1.7.3.6	Дистанционная защита	73
1.7.3.7	Газовая защита трансформатора	74
1.7.3.8	Дуговая защита НН	74

1.7.4	Дополнительные функции терминала	74
1.7.5	Конфигурирование терминала	75
1.7.6	Выбор уставок ДЗТ	78
1.7.7	Расчет максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению	80
1.8	Расчет релейной защиты ошиновки	82
1.8.1	Назначение шкафа	82
1.8.2	Выбор уставок	83
1.8.2.1	Выравнивание токов присоединений	83
1.8.2.2	Выбору уставок ДЗО	84
1.8.2.3	Выбор уставок реле контроля исправности цепей переменного тока	86
1.8.2.4	Выбор уставок УРОВ	87
1.8.2.5	Выбор уставок реле напряжения	88
1.8.2.6	Выбор уставок по выдержкам времени	88
2	Безопасность и экологичность	90
2.1.	Безопасность проекта	90
2.1.1.	Заземление подстанции	91
2.2	Расчёт заземления ОРУ 110 кВ	94
2.3	Экологичность проекта	97
2.4	Чрезвычайные ситуации	98
2.4.1	Молниезащита подстанции	98
2.4.1.1	Общие сведения	98
2.4.1.2.	Расчет молниезащиты подстанции	99
2.4.2	Порядок тушения пожара на энергообъекте	102
	Заключение	105
	Библиографический список	107
	Приложение А. Выбор электрического оборудования	
	Приложение Б. Расчет молниезащиты	

ВВЕДЕНИЕ

Проектируемая ПС 110/10 кВ "Агрокомплекс" предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных и других потребителей в Приморском крае, расположенных в зоне действия сетей 35 и 10кВ.

Ожидается существенное увеличение нагрузки, в основном, в связи с расширением существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения.

Рост электрической нагрузки в районе приведет к значительному увеличению загрузки существующих ВЛ 110 кВ. При этом в послеаварийных режимах отключения питающих ВЛ 110 кВ в период зимнего максимума потребуется ограничение части потребителей.

В связи с развитием существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения в Приморском крае, значительным ростом электрической нагрузки проектируется, с последующим вводом в работу, подстанция 110/10 кВ Агрокомплекс, которая является основным объектом в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей южного района Приморского края.

В дипломном проекте был произведен расчет варианта проектирования ПС Агрокомплекс. Учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

110 кВ - № 110-4Н мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линий

35 кВ - № 35-9 - одна рабочая, секционированная выключателем, система шин.

10 кВ - № 10-1-одна рабочая, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 10 линейных ячеек 10 кВ.

Проектируемая ПС принята комплектной, блочной, типа КТПБ/м/-110-4Н/35-9С/10-2×40000-59-А-2-85ХЛ.

Произведены расчеты токов КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи был определен ток КЗ, подтекающий к месту повреждения. При этом основная цель расчета состояла в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производился приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

На ПС "Агрокомплекс" выбрано основное электрическое оборудование, а именно высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие шины. Оборудование выбиралось по классу напряжения, максимальному рабочему току, а затем проверялось на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость, также был учтен климат и географическое расположение подстанции.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Обоснование проектирования ПС

Проектируемая ПС 110/10 кВ "Агрокомплес" предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных и других потребителей в Приморском крае, расположенных в зоне действия сетей 35 и 10 кВ.

В настоящее время электропитание района осуществляется от подстанций 110/35/6 кВ "Павловка-2" и 110/6 кВ "ЖБИ-2", по сетям 110/6 кВ.

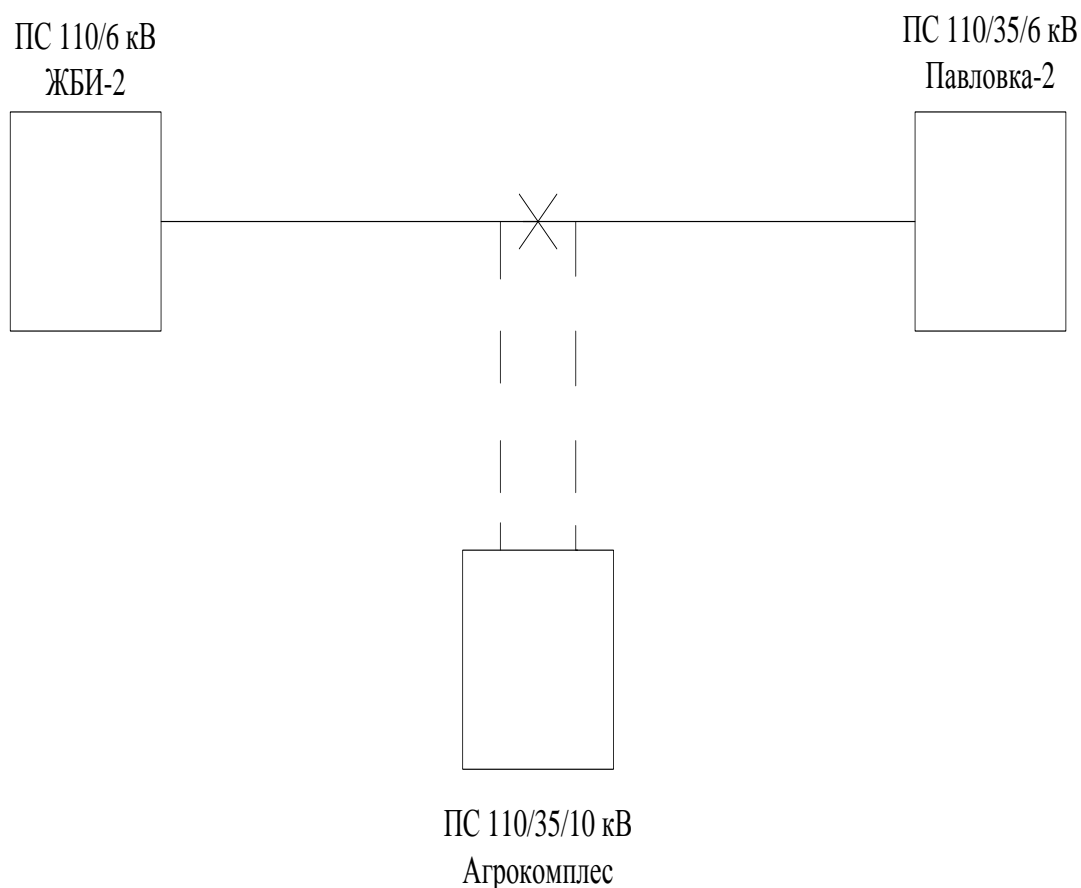


Рисунок 1 - Существующая электрическая схема

Согласно ПУЭ /19/ электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при

нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путём установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников I категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление рабочего режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на

время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току ВЛ.

Допускается питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут. допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

Кроме того ожидается существенное увеличение нагрузки, в основном, в связи с расширением существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения.

Рост электрической нагрузки в районе приведет к значительному увеличению загрузки существующей ВЛ 110 кВ "Павловка-2 – ЖБИ-130". При этом в послеаварийных режимах отключения питающих ВЛ 110 кВ в период зимнего максимума потребуются ограничение части потребителей, что недопустимо.

С учетом применения электронагревательных установок в сельском хозяйстве максимальная нагрузка проектируемой подстанции будет иметь место в период зимнего максимума энергосистемы.

Электрическая нагрузка потребителей, питание которых намечено от шин 110 кВ проектируемой ПС, приведена в таблице 1.

Таблица 1. - Электрическая нагрузка потребителей

Потребитель	Нагрузка по годам в МВт	
	1999 год	2007 год
Шины 35 кВ	4.62	6.35
Шины 10 кВ	6.51	7.47
Итого	11.13	13.82

В связи с развитием существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения в ТОР Михайловский Приморского края, значительным ростом электрической нагрузки проектируется, с последующим вводом в работу, подстанция 110/10 кВ Агрокомплекс, которая является основным объектом в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей ТОР Михайловский Приморского района.

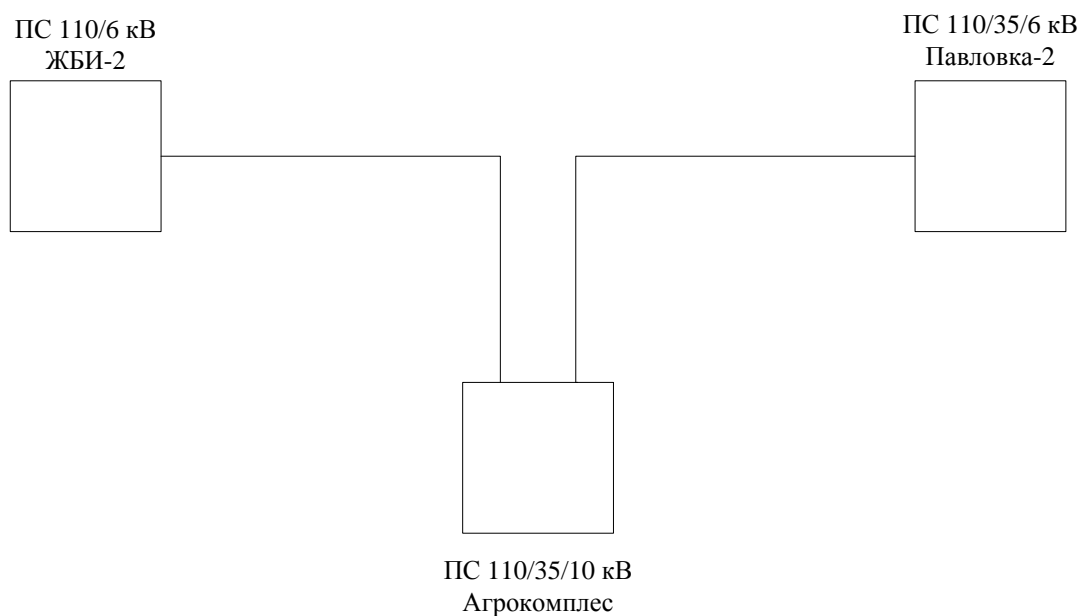


Рисунок 2 - Предлагаемая реконструкция сети

1.2 Характеристика района расположения подстанции 110/10 «Агрокомплекс»

Приморский край является административной единицей Российской Федерации с 20 сентября 1938 года. На юге и востоке он омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе – с Китаем и Северной Кореей. Приморье располагается на восточной окраине Евразии – величайшего материка земного шара – и на западном побережье Тихого океана – самого большого океана на Земле. В то же время Приморский край расположен на юге умеренного пояса Северного полушария и значительно вытянут в меридиональном направлении. Климатические условия края во многом определяются его географическим положением – на стыке Евразии и Тихого океана. Зимой здесь господствуют холодные континентальные воздушные массы, а летом прохладные океанические. В центральных и северных районах края климат более континентальный. Общее годовое количество осадков 600-900 мм, большая их часть выпадает летом. От географического положения зависит величина и распределение солнечной радиации по территории края, и, следовательно, степень нагревания земной поверхности, продолжительность дня и ночи, циркуляция воздушных масс. Южное положение территории края определяет положительность дня летом – около 16 часов; зимой этот показатель не превышает 8 часов. Над Приморьем устанавливается холодная, но сухая и солнечная погода. Господствующие ветры в это время – западных и северо-западных направлений. В первую половину лета, летний муссон несет с собой мелкие морозящие дожди. Поэтому в конце весны и первой половине лета (май-июнь) часто бывает пасмурная дождливая погода. Во второй половине лета и ранней осенью идут интенсивные и продолжительные ливневые дожди, нередко сопровождающиеся мощными, пришедшими из тропических районов циклонами-тайфунами. В Приморском крае устанавливается необычайно холодная для столь низких широт зима. Она продолжительная, с низкими температурами воздуха. В центральных и

северных районах края продолжается 4-5 месяцев. Так, средние скорости ветра составляют всюду более 5 м/сек, достигая местами на открытых участках 10 м/сек. Снежный покров при значительной радиации сходит быстро, испаряясь и почти не образуя талой воды. Осень в Приморье теплая, сухая, ясная и тихая. Температура воздуха понижается медленно. Средняя температура января от -12 до -27 градусов. Абсолютный минимум -45 градусов. Средняя температура июля от +14 до +21 градуса.

1.3 Выбор силовых трансформаторов

При выборе числа трансформаторов исходят из соображений надежности электроснабжения, а так как время отключения потребителей первой категории согласно ПУЭ не должно превышать время коммутации, то на подстанции устанавливаем два трансформатора.

Мощности трансформаторов должно хватать на питание потребителей среднего и низкого напряжения, а также трансформаторы при параллельной работе должны иметь одинаковое напряжение, одинаковое U_K , и одинаковые схемы соединения обмоток. Поэтому устанавливаем на подстанции два трансформатора одного типа и мощности.

Мощность трансформатора определяем следующим образом

$$S = k(S_{HH} + S_{CH}) \quad (1)$$

где k - коэффициент загрузки, равный 0,75;

S_{HH}, S_{CH} - мощности низкой стороны и высокой стороны соответственно, МВ·А.

$$S = 0,75 \cdot (20,11 + 15,89) = 27 \text{ МВ·А.}$$

Параметры трансформатора сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Номинальные параметры трансформатора

Параметр	Единица измерения	Значение
$S_{НОМ}$	МВ·А	40
$U_{ВН}$	КВ	115
$U_{СН}$	КВ	38.5
$U_{НН}$	КВ	6.6
ΔP_{XX}	КВт	50
ΔP_K	КВт	230
$U_{K\text{ ВН-СН}}$	%	22
$U_{K\text{ ВН-НН}}$	%	12.5
$U_{K\text{ СН-НН}}$	%	9.5
I_X	%	0.9

Выбираем трансформаторы типа ТДТН - 40000/110/35/10. Обозначение расшифровывается: трансформатор трёхфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трёхобмоточный, с системой регулирования напряжения под нагрузкой на стороне ВН, высшее напряжение 110 кВ.

Тогда коэффициент загрузки будет:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{СН} + S_{НН}}{n_T \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,5 + 32,5}{2 \cdot 40} = 0,55, \quad (2)$$

что соответствует требованиям ПУЭ.

1.4 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования

1.4.1 Общие положения

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-

заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралями дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и

выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок.

1.4.2 Расчет токов КЗ

Ниже даны основные указания по выбору режимов для расчета токов коротких замыканий.

Определение режимов работы сети включает в себя выбор отключаемых в ряде случаев элементов и режимов заземления нейтралей трансформаторов.

Для расчета токов коротких замыканий прежде всего учитываем два основных режима работы сети: максимальный, когда включены все элементы рассматриваемой схемы, трансформаторы работают параллельно и минимальный, когда трансформаторы работают отдельно либо отключен один из трансформаторов.

Число расчетных режимов и элементы сети, отключаемые в них при расчете токов коротких замыканий, определяем из специфики выбора параметров и проверки чувствительности защит, настраиваемых к установке в защищаемой сети в качестве основных, резервных (дистанционная защита и токовая защита нулевой последовательности) и до-полнительных (токовая мгновенная отсечка от междуфазных коротких замыканий).

При выборе режимов с отключениями элементов сети учитываются /3/:
наихудшие случаи для условий обеспечения селективности защит, когда защита, параметр срабатывания которой выбирается, имеет наибольшую зону действия;

наихудшие случаи с точки зрения обеспечения чувствительности основных и резервных защит (в основном третьих ступеней), когда ток через рассматриваемую линию при коротком замыкании в конце смежных участков имеет минимальное значение, а дистанционная защита рассматриваемой линии при тех же условиях замеряет максимальное сопротивление. В таких режимах коэффициент токораспределения имеет минимальное значение.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети.

Учет апериодической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем

для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;

не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

считают, что трехфазная система является симметричной;

влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;

при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

1.4.3 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

По имеющимся данным расчетных токов короткого замыкания на 2006 год выделим участок, для которого будем проводить реконструкцию. Примыкающие участки замещаем (вводим в схему замещения) эквивалентными ЭДС и сопротивлениями.

Для рассматриваемой подстанции составляем расчетную схему (рисунок 3) и электрическую схему замещения (рисунок 4).

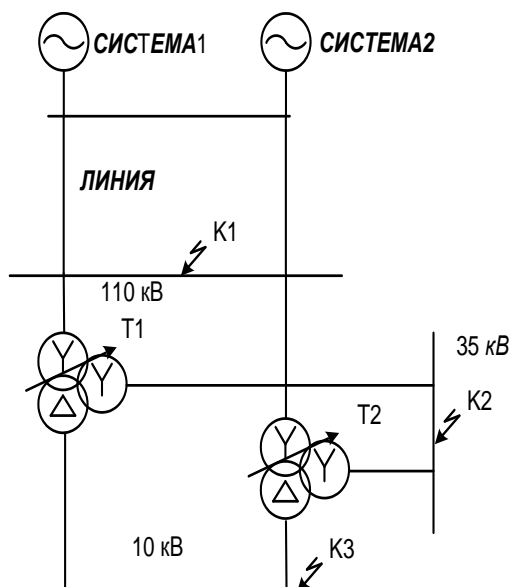


Рисунок 3 - Расчетная схема для расчета токов КЗ

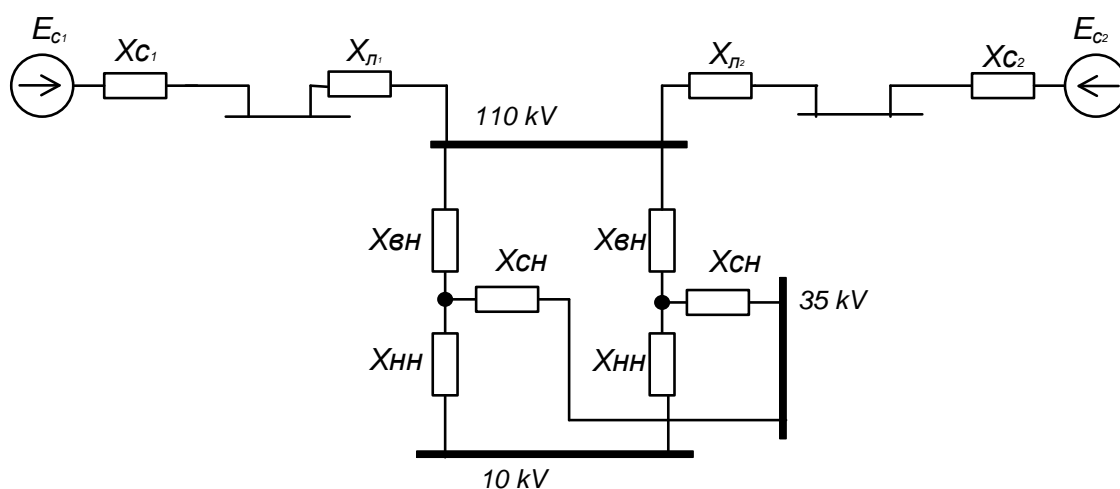


Рисунок 4 – Электрическая схема замещения

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения:

$U_{ср}$: 500; 515; 330; 340; 230; 154; 115; 37,5; 20; 18; 17,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ. При этом считаем, что номинальные напряжения всех

элементов данной ступени одинаковы и равны U_{cp} . Расчет производим в системе относительных единиц.

Все сопротивления схемы нумеруются порядковыми номерами.

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Расчет ведется в относительных единицах, поэтому принимаем определенные базисные условия: $S_6 = 100$ МВА

Проводим расчет параметров элементов схемы замещения.

Сопротивление системы X_{C1} находим как

$$X_C = \frac{S_6}{S_k} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}} \quad (3)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$ - ток к.з. на шинах, кА.

Сопротивления системы:

$$X_{C1} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4,7} \cdot \frac{100}{(115)^2} = 0,107 \text{ о.е.}$$

$$X_{C2} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4} \cdot \frac{100}{(115)^2} = 0,126 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (4)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

U_{cp} – напряжение из среднего ряда, кВ.

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 10,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,035 \text{ о.е.},$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 10,8 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0327 \text{ о.е.},$$

Продолжаем расчет схемы замещения схемы замещения, для этого упрощаем ее (рисунок 5):

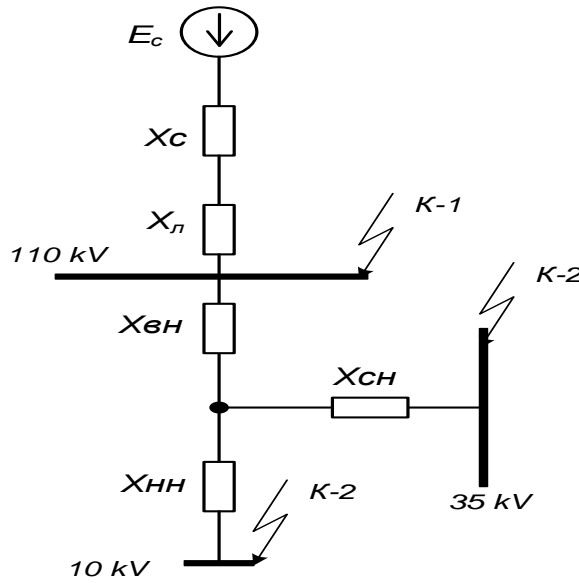


Рисунок 5 - Упрощенная схема замещения

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов:

- трехобмоточный трансформатор номинальной мощностью $S_{T. ном} = 40$ МВА:

$$U_{KB-C} = 12,5 \% ; U_{KB-H} = 22 \% ; U_{KC-H} = 9,5 \% .$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны автотрансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}) ; \quad (5)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) ; \quad (6)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) . \quad (7)$$

Таким образом для трехобмоточного трансформатора марки - ТДТН 40000/110 имеем:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5 (\%) ;$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0 ;$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5 (\%) .$$

Сопротивления трансформатора определяется по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_{Т.В} = \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Т.НОМ}} ; \quad (8)$$

$$X_{Т.В} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,31 \text{ o.e.};$$

$$X_{Т.С} = \frac{U_{КС}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Т.НОМ}} = 0 \text{ o.e.}; \quad (9)$$

$$X_{Т.Н} = \frac{U_{КН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Т.НОМ}} ; \quad (10)$$

$$X_{Т.Н} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,24 \text{ o.e.}$$

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ($E_c=1$)

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ}}} \cdot I_{\delta} , \quad (11)$$

где $E_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентная ЭДС ;

$X_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное сопротивление;

I_{δ} – базисный ток.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-t/T_a} ; \quad (12)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} , \quad (13)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Определим базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (14)$$

$$I_{\sigma} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,55 \text{ кА}$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –1 (шины 110 кВ):

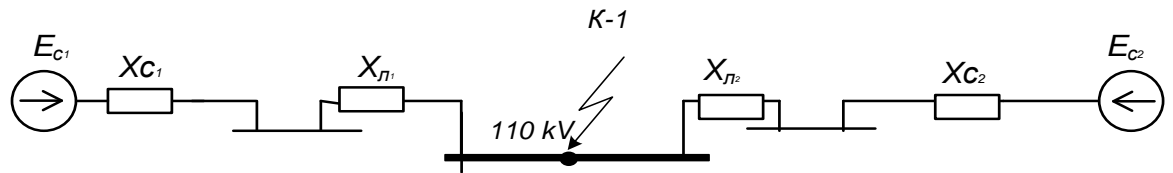


Рисунок 6 - Схема замещения для трехфазного короткого замыкания (шины 110 кВ)

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (15)$$

$$X_1 = 0,107 + 0,035 = 0,142 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2} \quad (16)$$

$$X_2 = 0,126 + 0,033 = 0,159 \text{ о.е.}$$

$$X_{экв} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 0,075 \text{ о.е.} \quad (17)$$

$$I_{п0(K-1)}^{(3)} = \frac{E_C}{X_{экв}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,075} \cdot 0,55 = 7,3 \text{ (кА)}. \quad (18)$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –2 (шины 35 кВ):

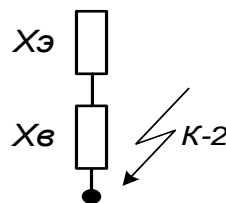


Рисунок 7 - Схема замещения для трехфазного короткого замыкания (шины 35 кВ)

$$I_{\text{пО(К-2)}}^{(3)} = \frac{E_C}{X_{\text{экв}} + X_B} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,075 + 0,31} \cdot 0,55 = 1,43 \text{ (кА)}. \quad (19)$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К-3 (шины 10 кВ):

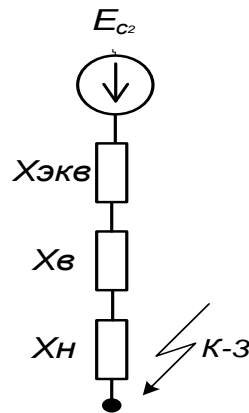


Рисунок 8 - Схема замещения для трехфазного короткого замыкания (шины 10 кВ)

$$I_{\text{пО(К-3)}}^{(3)} = X_{\text{экв}} + \frac{E_C}{X_{\text{экв}} + X_{\sigma} + X_{н}} \cdot I_{\sigma} = 0,075 + \frac{1}{0,075 + 0,31 + 0,24} \cdot 0,55 = 0,92 \text{ (кА)}. \quad (20)$$

Токи приведены на $U=110\text{кВ}$, пересчитаем их на соответствующее напряжение:

$$I_{\text{пО(К-2)}}^{(3)} = I_{\text{пО(К-2)110}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{с-н}}} = 1,43 \cdot \frac{110}{35} = 4,5 \text{ кА} \quad (21)$$

$$I_{\text{пО(К-3)}}^{(3)} = I_{\text{пО(К-3)110}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{н-н}}} = 0,92 \cdot \frac{110}{10} = 10,12 \text{ кА} \quad (22)$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-1 (шины 110 кВ):

$$I_{\text{пО(К-1)}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{пО(К-1)}}^{(3)} = 6,32 \text{ (кА)}. \quad (23)$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-2 (шины 35 кВ):

$$I_{\text{пО(К-2)}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{пО(К-2)}}^{(3)} = 1,24 \text{ (кА)}. \quad (24)$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-3 (шины 10 кВ):

$$I_{\text{пО(К-3)}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{пО(К-3)}}^{(3)} = 0,796 \text{ (кА)}. \quad (25)$$

Данные токи приведены на $U=110\text{кВ}$, пересчитаем их на соответствующее напряжение:

$$I_{\text{пО(К-2)}}^{(2)} = I_{\text{пО(К-2)110}}^{(2)} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{с-н}}} = 1,24 \cdot \frac{110}{35} = 3,9 \text{кА} \quad (26)$$

$$I_{\text{пО(К-3)}}^{(2)} = I_{\text{пО(К-3)}}^{(0)} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{н-н}}} = 0,796 \cdot \frac{110}{10} = 8,76 \text{кА} \quad (27)$$

Определим ударные токи:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I^{(3)}_{\text{к}}, \quad (28)$$

где i_y - ударный ток, кА;

K_y – ударный коэффициент принимаем по табл. 3.8 /16/.

Для 110 кВ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 7,3 = 19,1 \text{ кА}$$

Для 35 кВ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,43 = 3,26 \text{ кА}$$

Для 10кВ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 0,92 = 1,67 \text{ кА}$$

Результаты расчётов токов КЗ сводим в таблицу 5.

Таблица 3 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{пО}}^{(3)}=I_{\text{пт}}$	$I_{\text{пО}}^{(2)}$, кА	T_a , с	K_y	i_{a0} , кА	i_y ,кА
К1 (110)	7,3	6,32	0,03	1,85	3,6	19,1
К2 (35)	4,5	3,9	0,02	1,61	2,62	3,26
К3 (10)	10,12	8,76	0,05	1,81	15,49	1,67

1.4.4 Расчет рабочих токов

$$I_p = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (29)$$

где $S_{\text{НАГР}}$ – мощность нагрузки, МВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ;

I_p – рабочий ток, кА.

Для стороны 110 кВ рабочий ток определяется как

$$I_p = \frac{20,11 + 15,89}{\sqrt{3} \cdot 110} = 188,95 \text{ A.}$$

Для стороны 35 кВ рабочий ток определяется как

$$I_p = \frac{15,89}{\sqrt{3} \cdot 35} = 262,12 \text{ A.}$$

Для стороны 10 кВ рабочий ток определяется как

$$I_p = \frac{20,11}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1161,05 \text{ A.}$$

1.5 Выбор основного электрического оборудования

1.5.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие или жесткие шины. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование подороже и понадежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

1.5.2 Критерии выбора электрооборудования

1.5.2.1 Выбор выключателей проводим в соответствии с /16/.

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

Выключатели выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току.

Для того, чтобы проверить выключатель на термическую стойкость необходимо рассчитать тепловой импульс:

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (30)$$

где B_K – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

I_K – ток трехфазного короткого замыкания, кА ;

$t_{отк}$ – время отключения, с ;

T_a – постоянная апериодичности, с , принимаем по табл. 3.8 /16/.

Время отключения ($t_{отк}$) находим из выражения

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (31)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с ;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с .

Принимают $t_{рз} = 0,1 \text{ с}$, $U_n = (35 \div 750) \text{ кВ}$;

$t_{ов} = 0,05 \text{ с}$;

$t_{рз} = 1,5 \text{ с}$, $U_n = (6 \div 10) \text{ кВ}$;

$t_{ов} = 0,05 \text{ с}$.

1.5.2.2 Выбор разъединителей проводим согласно /16/.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств.

Выбор и проверка разъединителей проводится без учета отключаемого тока и мощности по номинальным значениям тока и напряжения, проверяется по электродинамической и термической стойкости.

1.5.2.3 Выбор измерительных трансформаторов тока проводим в соответствии с /16/.

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Сопротивление нагрузки (Z_2) определяется по формуле

$$Z_2 = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{к}}, \quad (32)$$

где $Z_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, принимают 0.05 Ом при установке до трех приборов и 0.1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_{\text{н}}^2}, \quad (33)$$

где ΣS – суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

I_n – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \quad (34)$$

где $\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление алюминиевого провода, Ом·м/мм²;

$S = (4, 6, 10)$ мм² – площадь сечения провода;

l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец), м.

1.5.2.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения проводим согласно /16/.

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по классу напряжения, классу точности и проверяются по вторичной нагрузке.

1.5.2.5 Выбор шин проводим в соответствии с /16/.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению) и проверяют на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Проверка сечения шины на термическую стойкость к токам КЗ производится по выражению:

$$\sigma_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (35)$$

где C – Функция по табл. 3.14, /16/, для алюминиевых шин

$$C=91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}.$$

Проверка по условию короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см, определяемой как

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (36)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (37)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (38)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие:

$$1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0 \quad (39)$$

В некоторых конструкциях ОРУ 35 кВ и выше часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами. Согласно ПУЭ /19/ выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (40)$$

Проверка сечения шины на термическую стойкость к токам КЗ производится по (18). Проверку на электродинамическую стойкость ПУЭ не требует.

1.5.2.6 Выбор КРУ проводим в соответствии с /16/.

Комплектные распределительные устройства 6 – 10 кВ имеют два конструктивных исполнения в зависимости от установки аппаратов ВН: в выкатном исполнении (КРУ, в которых аппарат ВН расположен на выкатной тележке) и в дистанционном исполнении (КСО и КРУН). Достоинствами КРУН являются: возможность быстрой замены аппарата резервным, установленным на тележке,двигаемой в ячейку вместо аппарата, подлежащего осмотру или ремонту; компактность устройств, чему в большей степени способствует применение специальных скользящих втычных контактов вместо громоздких разъединителей; надежная защита токоведущих частей от прикосновения и уплотнения для предотвращения запыления, а также удобство обслуживания и дешевизна по сравнению с КРУ внутренней установки.

1.5.3 Выбор электрооборудования на ОРУ 110 кВ

1.5.3.1 Выбор выключателей проводим в соответствии с /16/.

Расчет теплового импульса по (30) и (31):

$$B_K = 7,3^2(0,1+0,05+0,03) = 9,6 \text{ кА}^2\cdot\text{с}.$$

Таблица 4 – Выбор выключателя на ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_p = 188,95 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p \leq I_{ном}$
$I^{(3)}_K = 7,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{откл}$
$i_y = 19,1 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 102 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$B_K = 9,6 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$B_K = 4800 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$B_K \leq (I^2_{тер} \cdot t_{тер})$

Принимаем ВГБУ-110 - 40/2000 У1 – элегазовый баковый выключатель автокомпрессионного типа, оснащен гидроприводом типа ПГВЭ с номинальным напряжением 110кВ по табл. 5.2, /5/.

Разработчик АО «НИВА», изготовитель АО « Электроаппарат» С. Петербург. Предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 и 60 Гц напряжением 110, 220, 330, 500 кВ. Климатическое исполнение выключателя У1, высота над уровнем моря 1000 м, температура окружающей среды от -45°С до +40°С; при гололеде с коркой не более 20 мм допустимая скорость ветра не более 15 м/с; при отсутствии гололеда не более 40 м/с. Допустимое тяжение проводов в горизонтальной плоскости, приложенное к выводам полюса, не более 1500 Н. Окружающая среда не взрывоопасная, атмосфера типа II по ГОСТ 15150. Выключатель типа ВГБУ состоит из трёх полюсов с общим приводом. Полюса крепятся на металлической раме. Полюс выключателя представляет собой герметичный резервуар, выполненный из алюминия, в котором размещено одноразрывное автокомпрессионное дугогасительное устройство.

В выключателе изоляционная тяга соединяется с подвижным контактом дугогасительной камеры. Соединение подвижного и неподвижного контактов с токоведущими частями других элементов выключателя осуществляется специальными контактами, закрепленных на дисковых изоляторах. Контактные части закрыты экраном. Фильтр-поглотитель служит для очистки элегаза от продуктов разложения, образующихся при гашении дуги, а также поглощения остаточной влаги. Все части элегазового выключателя находятся внутри герметизированной оболочки.

Выключатели на 110 кВ имеют один разрыв. Дугогасительное устройство выключателя состоит из подвижной и неподвижной частей, закрепленных на изоляционном цилиндре.

Подвижная часть состоит из блока направляющих корпусов и главного подвижного контакта и неподвижного цилиндра, фторопластового сопла и

дугогасительного контакта. Все эти детали закреплены на полом штоке, который соединен с изоляционной тягой. Переход тока с подвижного контакта на цилиндр осуществляется скользящими контактами.

Дугогасительное устройство представляет собой автокомпрессорную камеру, в которой создается необходимое давление элегаза за счет движения контакт поршня в неподвижном цилиндре. При отключении сначала прохождение тока осуществляется через контакт-поршень и подвижный контакт, а далее через главный контакт и дугогасительный. При этом в цилиндре создается автокомпрессионное давление газа. После размыкания дугогасительных контактов между ними возникает дуга, которая гасится в нуле тока за счет обдува элегазом под действием автокомпрессионного сжатия и автогенерации за счет дуги.

1.5.3.2 Выбор разъединителей приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор разъединителей на ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_p = 118,95 \text{ А}$ $I^{(3)}_к = 7,3 \text{ кА}$ $B_k = 0,284 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{тер} = 20 \text{ кА}$ $I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 4 = 397 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $I_p \leq I_{ном}$ $I^{(3)}_к \leq I_{тер}$ $B_k \leq (I^2_{тер} \cdot t_{тер})$

Выбираем РГН-1-110/1000 УХЛ1 и РГН-2-110/1000 УХЛ1 – разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа, соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами по табл. 5.5, /5/.

1.5.3.3 Выбор трансформаторов тока

Для ОРУ 110 кВ выбираем ТВ 110-У1. Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Трансформатор тока ТВ 110

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 605 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 1,068 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 42,828 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 62 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 96,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{от}^2 \cdot t_{от} = 14^2 \cdot 3 = 588 \text{ А}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать:

$$Z_2 = r_2.$$

$$Z_{2p} = r_{приб} + r_{пр} + r_k \pi, \quad (41)$$

где $r_{приб}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{пр}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

r_k – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2} \quad (42)$$

Для определения $S_{приб}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ (Таблица 7). Все приборы выбираются в соответствии с /23, таб. 4.11/.

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм². Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат;

броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{s_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом} \quad (43)$$

где $l_{расч} = 100$ м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,0283$ Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

s_{np} – сечение проводов, принимаем $s_{np} = 4 \text{ мм}^2$.

$$Z_{2p} = 0,26 + 0,708 + 0,1 = 1,068 \text{ Ом}$$

Таблица 7 – Приборы, подключаемые к ТТ ТВ-110-У1

Приборы	Мощность приборов			Тип
	2	3	4	
1	2	3	4	5
	A	B	C	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА 3020
Ваттметр	0,5	-	0,5	СР 3020

Варметр	0,5	-	0,5	СР 3020
Счетчик ватт-часов	2,5	-	2,5	A2R-3AL-C2-T
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	-	2,5	A2R-3AL-C2-T
Сумма	6,5	-	-	

1.5.3.4 Выбор ошиновки

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 188,95 А.

Принимаем провод АС-240/32, имеющий следующие параметры:

радиус провода $r_0 = 1,08$ см, $I_{дон} = 605 \text{ А} > I_{max} = 210 \text{ А}$. по таблице ПЗ.3 /23/
 Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D=100$ см. Проверка по условиям коронирования:

Начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,995 \text{ кВ/см} \quad (44)$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$D_{CP} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 100 = 126 \text{ см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 121}{1,08 \cdot \lg \frac{126}{1,08}} = 19,188 \text{ кВ/см.} \quad (45)$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 19,188 = 20,531 < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см,}$$

то есть провод АС-240/32 по условиям короны проходит.

1.5.4 Выбор электрооборудования на ОРУ 35 кВ

1.5.4.1 Выбор выключателей приведен в таблице 8.

Расчет теплового импульса по (30) и (31):

$$B_K = 4,5^2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,02) = 0,504 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 8– Выбор выключателей на ОРУ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_P = 262,12 \text{ А}$ $I^{(3)}_K = 4,5 \text{ кА}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $i_{СКВ} = 35 \text{ кА}$	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$ $I_P \leq I_{НОМ}$ $I^{(3)}_K \leq I_{ОТК}$
$I_y = 3,26 \text{ кА}$ $B_K = 3,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{ОТКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_y \leq i_{ДИН}$ $B_K \leq (I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР})$

Принимаем ВГБЭ-35-II - выключатель элегазовый баковый с электромагнитным приводом типа, предназначенный для работы в районе с холодным климатом по табл. 5.2, /5/.

1.5.4.2 Выбор разъединителей приведен в таблице 9.

Таблица 9– Выбор разъединителей на ОРУ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$ $I_P = 262,12 \text{ А}$ $I^{(3)}_K = 4,5 \text{ кА}$ $B_K = 3,44 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$ $I_{ТЕР} = 40 \text{ кА}$ $I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 4 = 1024 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$ $I_P \leq I_{НОМ}$ $I^{(3)}_K \leq I_{ТЕР}$ $B_K \leq (I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР})$

Выбираем РГ 16-35/1000 УХЛ1и РГ 2-35/1000 УХЛ1 - разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа по табл. 5.5, /5/.

1.5.4.3 Выбор трансформаторов тока

Для ОРУ 35 кВ выбираем ТВ 35-У1 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 2,5 мм².

Таблица 10 – Трансформатор тока ТВ 35Б

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 190 \text{ А}$	$I_{1ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 0,76 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 23,386 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 127 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_K = 32,235 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$I^2_{\delta i} \cdot t_{\delta i} = 31^2 \cdot 3 = 2883 \text{ êА}^2\cdot\text{ñ}$	$B_K < I^2_{тн} \cdot t_{тн}$

Таблица 11 – Приборы, подключаемые к ТТ ТВ-35Б

Приборы	Мощность приборов			Тип
	2	3	4	
1	2	3	4	5
	A	B	C	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА 3020
Ваттметр	0,5		0,5	СР 3020
Варметр	2,5		2,5	СР 3020
Счетчик ватт-часов	2,5		2,5	A2R-3AL- C2-T
Счетчик вольт-ампер часов	2,5		2,5	A2R-3AL- C2-T
Сумма	8,5			

1.5.4.4 Выбор ошиновки

Наибольший рабочий ток на шинах 35 кВ $I_p=262,12$ А.

По табл. 7.35 /5/ принимаем гибкие шины АС 70/11, допустимый ток которых 265 А, диаметр провода равен 11,4 мм и жесткие шины трубчатого сечения с наружным диаметром $D = 16$ мм, внутренним - $d = 13$ мм, $I_{доп} = 500$ А по таблице ПЗ.3 /23/

Согласно /1/ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА, а также проверка на корону проводов 35 кВ не производится.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами

$$D= 44 \text{ см}$$

1.5.5 Выбор оборудования 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шакафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные

шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Расчет теплового импульса по (30) и (31):

$$W_K = 8,76^2 \cdot (1.5 + 0.05 + 0.03) = 121,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 12 - Выбор КРУН

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	К-63 У1М	
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_p = 1161,05 \text{ А}$	$I_{номшин} = 1600 \text{ А}$	$I_p \leq I_{номшин}$
$I_{рфид} = 585 \text{ А}$	$I_{номшкафов} = 630 \text{ А}$	$I_{рфид} \leq I_{номшкафов}$
$I^{(3)}_K = 8,76 \text{ кА}$	$I_{отк} = 35,1 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{отк}$
$i_{уд} = 1,67 \text{ кА}$	$i_{скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{скв}$
$W_K = 121,24$ кА	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K \leq (I^2_{тер} \cdot t_{тер})$

КРУ К-63У1М применяется для комплектования распределительных устройств 6-10 кВ: подстанций различного назначения, в том числе подстанций сетевых, подстанций для объектов промышленности, подстанций нефтепромыслов, подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей, а также подстанций железнодорожного транспорта.

КРУ К-63У1М рассчитаны на двустороннее обслуживание. С задней стороны отсеки ввода и сборных шин закрыты съемными стенками. В стенках для удобства проведения регламентных работ предусмотрены двери, в проем которых установлены предохранительные перегородки, обеспечивающие безопасный осмотр оборудования без снятия напряжения.

В КРУ К-63 У1М встроено следующее оборудование:
Ограничитель перенапряжения ОПН-П-10/10,0÷11,5 УХЛ2;

Микропроцессорный блок защиты типа ТЭМП;

Трансформатор тока ТОЛ-10;

Конденсаторы КЭП-6(10)-2 УХЛ1;

Предохранители для трансформаторов напряжения ПKN-001-10 У3;

Предохранители ПКТ102-6(10) У3

Для установки в КРУ примем элегазовые выключатели серии VF – 07.16.40, выбор выключателя приведен в приложении Б. Результаты сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор выключателя на КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 1564 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{CKB} = 125 \text{ кА}$	$I_{yD} = 81,52 \text{ кА}$	$I_{yD} \leq i_{CKB}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1049 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{OTKL} = 40 \text{ кА}$	$I_{\Pi O} = 34,925 \text{ кА}$	$I_{\Pi O} \leq I_{OTKL}$

1.5.5.1 Выбор трансформаторов тока

Для КРУ 10 кВ выбираем ТОЛ - 10.

Таблица 14 – Трансформатор тока ТОЛ - 10

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 1564 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 81,52 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_K = 1049 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\delta i}^2 \cdot t_{\delta i} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ А}^2\text{с}$	$B_K < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Таблица 15 – Приборы, подключаемые к ТТ ТОЛ-10

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА 3020
Счетчик ватт-часов	2,5		2,5	A2R-3AL- C2-T
Счетчик вольт-ампер часов	2,5		2,5	A2R-3AL- C2-T
Сумма	5,5			

Подробный расчет приведен в приложении А.

1.5.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

В сетях средних классов напряжений (в сетях с изолированной нейтралью) наблюдается повреждение трансформаторов типа НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ; вследствие возникновения опасных феррорезонансных колебаний, приводящих к появлению недопустимых токов в обмотках ВН, в некоторых случаях феррорезонансные явления приводят к ложному срабатыванию защит от замыканий на землю.

Для борьбы с этим явлением рекомендуется при проектировании на распределительных устройствах напряжением 6-20 и 35-220 кВ применять трансформаторы напряжения антирезонансного исполнения серия НАМИ и НАМИТ.

Выбор трансформатора напряжения осуществляется по следующим условиям:

- 1) $U_{ном} = U_{сети.ном}$

$$2) \quad S_{ном} \geq S_2$$

Второе условие говорит о том что нагрузка подключаемая ко вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения.

Подробный расчет приведен в приложении Б.

Суммарная мощность измерительных приборов:

$$S_2 = \sqrt{Q_{np}^2 + P_{np}^2}, \quad (46)$$

Найдем суммарную мощность приборов:

$$S_2 = \sqrt{38^2 + 29,21^2} = 47,929 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Для установки на ОРУ напряжением 110 кВ, выбираем трехфазные антирезонансные масляные трансформаторы напряжения серии НАМИ предназначенные для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с изолированной (глухозаземленной) нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты устройств автоматики, сигнализации и управления.

Активная часть трансформатора напряжения НАМИ-110 УХЛ1 (напряжения, антирезонансный масляный) состоит из трех обмоток. Первичная обмотка трансформатора прямой последовательности соединена в "звезду" и тремя фазами подключается к трем фазам сети. Первичная обмотка трансформатора нулевой последовательности соединена между нулевой точкой звезды первичной обмотки трансформатора прямой последовательности и землей.

Трансформатор содержит вторичные обмотки, с классами точности 0.5, 1, 3. вторичное напряжение которых равно 100 и 57 В соответственно.

Устанавливается на открытом воздухе в условиях умеренно-холодного климата.

Таблица 16 – Трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{1ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 47,929$ ВА	$S_{2н} = 560$ ВА	$S_{2p} < S_{2н}$

Аналогично выбираем ТН на сторонах СН и НН.

На средней стороне ставим трансформатор напряжения: НАМИ-35-66У1.

Сравнение расчетных и паспортных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 - Трансформатор напряжения НАМИ-35-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{1ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 169,489$ ВА	$S_{2н} = 250$ ВА	$S_{2p} < S_{2н}$

Для установки в КРУ напряжением 10 кВ, выбираем трехфазные антирезонансные масляные трансформаторы напряжения серии НАМИ предназначенные для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с изолированной (глухозаземленной) нейтралью.

Таблица 18 - Трансформатор напряжения НАМИ-10 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{1ном} = 6, 10$ кВ	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 255,778$ ВА	$S_{2н} = 560$ ВА	$S_{2p} < S_{2н}$

1.5.7 Выбор ОПН

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН.

Предварительный выбор ОПН на стороне 110 кВ.

Для определения расчетной величины рабочего напряжения ОПН необходимо знать расчетную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$ и коэффициента заземления сети (K_B) /4, рис. 2.1/.

Для ОПН установленного в цепи ВЛ на ПС данные величины равны:

$$U_{нр} = 1,1 \cdot U_{ном} = 121 \text{ кВ}$$

$$K_B = 1,48$$

$$U_{рнр} = U_{нр} / K_B = 121 / 1,48 = 81,757 \text{ кВ} \quad (47)$$

Ближайшие к этому значения ОПН -110 УХЛ1 с длительно допустимым рабочим напряжением 84 кВ, основные характеристики данного ОПН приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные характеристики ОПН -110 УХЛ1

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее фазное напряжение, кВ	84
Напряжение на ограничителе (действующее значение), кВ, допустимое в течение	
1	2
20 мин	100,8
20 с.	109,2
3.5 с	117,6
1 с	121,8
0.15 с	130,2
Остающиеся напряжения, кВ, волне 1.2/2.5 мс/кВ и током с амплитудой	
210 А	294 кВ
5 кА	269 кВ

Окончательный выбор ОПН

В ряде случаев при окончательном выборе ОПН наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия (\mathcal{E}), которая приближенно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ocm}}{Z} \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (48)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, равна 610 кВ;

U_{ocm} – остающееся на ограничителе напряжение, 294 кВ;

Z – волновое сопротивление, равно для рассматриваемой ВЛ, 27,63 Ом;

T – время распространения волны,

$$T = L/V = 3600/3 \cdot 10^8 = 12 \text{ мкс} \quad (49)$$

Подставляя числовые значения получаем величину $\mathcal{E} = 341$ кДж.

Обычно во внимание принимается не энергия \mathcal{E} , а удельная

$$\mathcal{E}^* = \mathcal{E} / U_{ном} = 341/110 = 3,1 \text{ кДж/кВ} \quad (50)$$

Определим значение отношения U/U_{ocm}

$$U/U_{ocm} = 610/294 = 2,074$$

Далее по графику зависимости $\mathcal{E}^*(U/U_{ocm})$ приведенному в /4, с.31/ определяем требуемый класс энергоемкости ОПН.

Для рассматриваемого случая принимаем ОПН третьего класса энергоемкости с верхней границей $\mathcal{E}^* = 3.5$ кДж/кВ

Аналогично выбираются ОПН на средней и низкой сторонах.

На стороне СН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН – 35ХЛ1 с классом напряжения 35 кВ.

1.6 Выбор оперативного тока

1.6.1 Назначение оперативного тока

Ко вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации и т. п.;

измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;

контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;

защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование.

Для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным.

Оперативный ток используется для:

Управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

В первую очередь автоматизируют те процессы, где вслед за изменением состояния или режима Оборудования должна быстро (в течение секунд или долей секунды) последовать соответствующая операция управления или регулирования. Это — АПВ линий, автоматический ввод резервного питания в системе СН, автоматическое пожаротушение трансформаторов и кабельных помещений и т. д.

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата — местное управление или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала — дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления — подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный, орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация положения должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом управления. Лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — "мигание".

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму)

обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

1.6.2 Источники оперативного тока

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего

напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6—10 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей — от выпрямительных устройств.

1.6.3 Источники постоянного тока

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

Аккумуляторы типа СК (стационарные, допускающие кратковременный режим разряда) размещаются в открытых сосудах.

Для аккумуляторов типа СК-16 и меньше используют стеклянные сосуды, аккумуляторы больших номеров размещают в деревянных, выложенных свинцом, и керамических сосудах.

Аккумуляторы типа СН (стационарные, с намазанными пластинами) размещаются в герметически закрытых сосудах. Благодаря этому их можно устанавливать в одном помещении с другим электрооборудованием. Эти аккумуляторы могут работать в режиме длительного (например, десятичасового) и кратковременного (вплоть до одноминутного) разряда. Кроме того, в электроустановках находят применение железоникелевые аккумуляторные батареи из элементов НЖ и ТНЖ.

Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. Благодаря этому в наиболее ответственные периоды работы объекта в течение необходимого времени (0,5—2,0 ч) обеспечивается действие релейной защиты, автоматики и тому подобных устройств.

Из-за своей высокой стоимости и сложности в эксплуатации АБ устанавливают на наиболее важных объектах—электростанциях и больших подстанциях. На подстанциях 500 кВ и выше устанавливают по две батареи; на электростанциях общей мощностью свыше 200 МВт устанавливают по две и более аккумуляторные батареи.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режимах постоянного подзаряда и заряда-разряда. На электростанциях и подстанциях наибольшее распространение получил режим постоянного подзаряда. В этом режиме питание нагрузки осуществляется от выпрямительных подзарядных устройств, которые включены в сеть переменного тока. Аккумуляторная батарея при этом нагрузки не несет, а сама потребляет некоторый ток для компенсации саморазряда. При появлении значительной кратковременной (1—2 с) нагрузки аккумуляторная батарея принимает ее на себя. Такая нагрузка может быть вызвана, например, включением масляных выключателей с электромагнитными приводами. Напряжение батареи поддерживается на заданном уровне регулятором подзарядного агрегата.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1—2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока — 0,5 ч.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором размещаются коммутационная аппаратура и контрольно-измерительные приборы.

Расчет аккумуляторных батарей проведен в соответствии с /4/.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Таблица 20 – Расчетная нагрузка

Вид потребителя	Расчетная нагрузка, А	
	Аварийный режим до 30 мин	Наибольший толчковый ток (в конце разряда)
Постоянная нагрузка	10	10
Аварийное освещение	5	5
Привода выключателей	-	296
Расчетные величины	15	311

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяем как

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}, \quad (51)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ - напряжение на шинах, В ;

$U_{пз}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда, В.

$U_{пз} = 2.15$ В.

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 108.$$

Типовой номер батареи выбирается по формуле

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}, \quad (52)$$

где $I_{ав}$ – ток в аварийном режиме по табл. 14;

$j = 24 \text{ A/N}$ по кривой 1 на рис. 7.26 /4/.

Типовой номер АБ равен по формуле (26)

$$N = 1,05 \cdot \frac{15}{24} = 1.$$

Для выполнения условия (27) принимаем СК-8.

Проверим по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq I_{т.маж}, \quad (53)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку;

$I_{т.МАХ}$ – наибольший толчковый ток (по табл.14).

$$46 \cdot 8 = 368 > 311.$$

Проверим на отклонение напряжение при наибольшем толчковом токе по формуле

$$I_{P(N=1)} = \frac{I_{т.МАХ}}{N}. \quad (54)$$

$$I_{P(N=1)} = \frac{311}{8} = 38.8 \text{ A}.$$

По кривой 2 рис. 7.27 /4/ определяем напряжение на аккумуляторе ($U_{ш}/U_{НОМ} = 90\%$. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле равной 5%, то напряжение на приводах будет 85%. По табл. 7.1 /4/ допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80-110%, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Учитывая возможные разряды, ток подзаряда принимаем $0,15 \cdot N$, тогда ток подзаряда равен:

$$I_{пз} \geq 0.15 \cdot N + I_{п} = 0.15 \cdot 8 + 10 = 11.2 \text{ A},$$

где $I_{п}$ – ток постоянной нагрузки (по табл.14).

Напряжение подзаряда определяется:

$$U_{пз} = 2.2 \cdot n_0 = 2.2 \cdot 108 = 236 \text{ В.}$$

Выбираем подзарядное устройство ЗПУ-10П.

На подстанции установлены батареи GB1 (без дополнительных элементов), подзарядно-зарядные агрегаты VS1, VS2. Аккумуляторные батареи собраны из свинцовых кислотных аккумуляторов типа СК-8. Щит постоянного тока собран из комплектных панелей постоянного тока.

Подключение электроприемников и источников питания осуществляется через автоматические выключатели серий А3733С и АК63. Эти автоматические выключатели выполняют функции коммутационных аппаратов и защищают присоединения ЩПТ от КЗ. Щит оборудован устройствами мигающего света УМС, контроля изоляции УКИ и контроля уровня напряжения УКН.

В нормальном режиме постоянная нагрузка питается от подзарядного устройства, которое одновременно служит для подзаряда всей батареи. В этом режиме на шинах управления напряжение равно $2.15 \cdot 108 = 232 \text{ В}$. При разряде до 1.8 В на элемент напряжение снижается до 195 В. При заряде напряжение на каждом элементе поднимается до 2.35 В. Для того чтобы в этом случае напряжение на шинах управления не превышало допустимого значения 230-235 В, выполняется дополнительная отпайка от 100-го элемента.

В качестве источников выпрямленного тока применяются различного рода полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. Источники выпрямленного тока могут быть подразделены на три основные группы: источники для заряда и подзаряда; источники оперативного тока, питающие цепи управления, автоматики, защиты, а также аварийной и предупреждающей сигнализации и т. п.; источники, предназначенные для питания электромагнитов включения масляных выключателей.

К источникам выпрямленного тока следует также отнести предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

На ПС "Агрокомплекс" в качестве подзарядно-зарядных агрегатов используются полупроводниковые выпрямительные устройства типа ЗПУ-10П. Он состоит из следующих основных элементов: силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами, блока обратной связи по току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристоров изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения.

Этот агрегат питается от трехфазной сети СН напряжением 380/220 В. Его выходные параметры: номинальное выпрямленное напряжение 380—260 В, номинальный выпрямленный ток 40—80 А. Агрегат, собранный на полупроводниковых (кремниевых) элементах, предназначен для питания установок постоянного тока на подстанциях всех категорий и может быть применен для зарядки АБ, а также для формовки отдельных аккумуляторов. Потребляемая агрегатом мощность из сети переменного тока (стабилизация напряжения 260—380 В) 17 кВт, в режиме(стабилизация напряжения 220—260 В)— 23 кВт. Коэффициент мощности устройства $\cos \varphi$ равен 0,86; КПД— 90%.

1.7 Релейная защита и автоматика

1.7.1 Общие требования

Согласно ПУЭ /1/ электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;

б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку); в зависимости от режима

работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

1.7.2 Защита трансформаторов

1.7.2.1 Виды повреждений и ненормальные режимы работы трансформатора

В процессе эксплуатации возможны повреждения в трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами. Могут быть также опасные ненормальные режимы работы, не связанные с повреждением трансформатора или его соединений. Возможность повреждения и ненормальных режимов обуславливает необходимость установки на трансформаторах защитных устройств.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах трансформатора, а также "пожар стали" магнитопровода, /6/.

Однофазные повреждения бывают двух видов: на землю и между витками обмотки (витковые замыкания). Наиболее вероятны многофазные и однофазные короткие замыкания на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках. Значительно реже возникают многофазные короткие замыкания в обмотках. Для групп однофазных трансформаторов они вообще исключены. Защита от коротких замыканий выполняется с действием

на отключение поврежденного трансформатора. Для ограничения размеров разрушений ее выполняют быстродействующей.

Замыкание одной фазы на землю опасно для обмоток, присоединенных к сетям с глухозаземленными нейтралью. В этом случае защита должна отключать трансформатор и при однофазных коротких замыканиях в его обмотках на землю. В сетях с нейтралью, изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы, защита от однофазных замыканий на землю с действием на отключение устанавливается на трансформаторе в том случае, если такая защита имеется в сети.

При витковых замыканиях в замкнувшихся витках возникает значительный ток, разрушающий изоляцию и магнитопровод трансформатора, потому такие повреждения должны отключаться быстродействующей защитой. Но использовать для этого токовые, дифференциальные или дистанционные защиты не представляется возможным. В самом деле, при малом числе замкнувшихся витков ток в поврежденной фазе со стороны питания может оказаться даже меньше значения номинального тока, а напряжение на выводах трансформатора практически не изменится.

Опасным внутренним повреждением является также "пожар стали" магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи. Потери вызывают местный нагрев стали, ведущий к дальнейшему разрушению изоляции. Защиты, основанные на использовании электрических величин, на этот вид повреждения тоже не реагируют, поэтому возникает необходимость в применении специальной защиты от витковых замыканий и от "пожара стали". Для маслонаполненных трансформаторов такой защитой является газовая, основанная на использовании явления газообразования. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги при витковых замыканиях или недопустимого

нагрева при "пожаре стали". Электрическая дуга возникает и при многофазных коротких замыканиях в обмотках. Поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора.

Ненормальные режимы работы трансформаторов обусловлены внешними короткими замыканиями и перегрузками. В этих случаях в обмотках трансформатора появляются большие токи (сверхтоки). Особенно опасны токи, проходящие при внешних коротких замыканиях; эти токи могут значительно превышать номинальный ток трансформатора. В случае длительного прохождения тока (что может быть при коротких замыканиях на шинах или при неотключившемся повреждении на отходящем от шин присоединении) возможны интенсивный нагрев изоляции обмоток и ее повреждение.

Вместе с этим при коротком замыкании понижается напряжение в сети. Поэтому на трансформаторе должна предусматриваться защита, отключающая его при появлении сверхтоков, обусловленных неотключившимся внешним коротким замыканием.

Перегрузка трансформаторов не влияет на работу системы электроснабжения в целом, так как она обычно не сопровождается снижением напряжения. Кроме того, сверхтоки перегрузки относительно невелики и их прохождение допустимо в течение некоторого времени, достаточного для того, чтобы персонал принял меры к разгрузке. В связи с этим защита трансформатора от перегрузки при наличии дежурного персонала должна выполняться с действием на сигнал. На подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузки должна действовать на разгрузку или отключение.

К ненормальным режимам работы трансформаторов относится также недопустимое понижение уровня масла, которое может произойти, например, вследствие повреждения бака.

1.7.2.2 Требования ПУЭ по защите трансформаторов

Согласно /1/ п.3.2.51 для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
витковых замыканий в обмотках;
токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
понижения уровня масла;
однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по условиям безопасности.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более (п.3.2.53, /1/).

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сигнального и отключающего элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Защита от понижения уровня масла должна быть выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, следует применять отдельное газовое реле.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений на трансформаторах мощностью 10 МВ·А и более должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами (п.3.2.54, п.3.2.55 /1/).

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) короткого замыкания в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На дифференциальную и газовую защиты трансформаторов не должны возлагаться функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него.

При выборе тока срабатывания максимальной токовой защиты необходимо учитывать возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов и ток самозапуска электродвигателей, питающихся от трансформаторов.

Защиту от токов, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями, на многообмоточных трансформаторах, присоединенных тремя и более выключателями, следует устанавливать со всех сторон трансформатора; допускается не устанавливать защиту на одной из сторон

трансформатора, а выполнять ее со стороны основного питания так, чтобы она с меньшей выдержкой времени отключала выключатели с той стороны, на которой защита отсутствует (п.3.2.59, п.3.3.61, /1/).

На трансформаторах мощностью 0,4 МВ·А и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал. Для подстанций без постоянного дежурного персонала допускается предусматривать действие этой защиты на автоматическую разгрузку или отключение (п.3.2.69, /1/).

Микропроцессорная технология открыла новые возможности в области управления и защиты энергосистем. В первом поколении микропроцессорные устройства разрабатывались с расчетом на замену одного устаревшего устройства на новое.

Новое поколение микропроцессорных устройств уже не является чисто микропроцессорными защитами. Речь идет о новом поколении “разумных“ терминалов, включающих в себя множество функций, таких как контроль, ближнее управление, дистанционная связь для организации более сложных систем управления и, конечно, защиту. Кроме того устройства ШЭ2607 являются информационными устройствами, осуществляющими сбор информации об энергетических параметрах, о месте и характере повреждений, о событиях и др. Информация легко считывается и передается в системы управления.

Указанные терминалы могут использоваться как независимые устройства, так и с компьютером стандартной конфигурации. Такие функции, как дистанционное получение данных, функция автоматического управления открывают новые перспективные возможности по созданию полностью автоматизированных станций и подстанций.

Точное определение места повреждения и возможность использования экспертных систем для анализа аномальных режимов служат примером сокращения рабочих затрат. То же самое может быть сказано о непрерывном

самоконтроле и само диагностировании терминалов, контроле цепей тока и напряжения и исправности связей. Самоконтроль и автоматическое слежение за повреждениями сокращают время простоя, увеличивают срок службы и снижают стоимость технического обслуживания.

К примеру, устройства определения места повреждения, которые находятся в эксплуатации на данное время, определяют место короткого замыкания с очень низкой точностью. Для линии протяженностью несколько сотен километров погрешность может составлять до пятидесяти километров. Это приводит к большому увеличению время простоя поврежденной линии, увеличению времени ремонта и, как следствие, к большим материальным потерям в связи с недоотпуском электроэнергии потребителям.

Более того, новое поколение терминалов защиты линии ШЭ2607 имеют широкие возможности по изменению функций их защиты. Они имеют легко программируемую внутреннюю логику, возможна быстрая смена уставок и т.д., что было невозможно в устройствах более раннего поколения.

1.7.2.3 Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов

В процессе эксплуатации возможны повреждения в трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами. Могут быть также опасные ненормальные режимы работы, не связанные с повреждением трансформатора или его соединений. Возможность повреждения и ненормальных режимов обуславливает необходимость установки на трансформаторах защитных устройств.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах трансформатора, а также «пожар стали» магнитопровода. Однофазные повреждения бывают двух видов: на землю и между витками обмотки (витковые замыкания). Наиболее вероятны многофазные и однофазные короткие замыкания на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках.

Значительно реже возникают многофазные короткие замыкания в обмотках. Для ограничения размеров разрушений ее выполняют быстродействующей.

Замыкание одной фазы на землю опасно для обмоток, присоединенных к сетям с глухозаземленными нейтральными. В этом случае защита должна отключать трансформатор и при однофазных коротких замыканиях в его обмотках на землю. В сетях с нейтральными, изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы, защита от однофазных замыканий на землю с действием на отключение устанавливается на трансформаторе в том случае, если такая защита имеется в сети.

При витковых замыканиях в замкнувшихся витках возникает значительный ток, разрушающий изоляцию и магнитопровод трансформатора, потому такие повреждения должны отключаться быстродействующей защитой. Но использовать для этого токовые, дифференциальные или дистанционные защиты не представляется возможным. В самом деле, при малом числе замкнувшихся витков ток в поврежденной фазе со стороны питания может оказаться даже меньше значения номинального тока, а напряжение на выводах трансформатора практически не изменится.

Опасным внутренним повреждением является также «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи. Потери вызывают местный нагрев стали, ведущий к дальнейшему разрушению изоляции. Защиты, основанные на использовании электрических величин, на этот вид повреждения тоже не реагируют, поэтому возникает необходимость в применении специальной защиты от витковых замыканий и от «пожара стали». Для маслонаполненных трансформаторов такой защитой является газовая, основанная на использовании явления газообразования. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги при витковых замыканиях или недопустимого

нагрева при «пожаре стали». Электрическая дуга возникает и при многофазных коротких замыканиях в обмотках. Поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора.

Ненормальные режимы работы трансформаторов обусловлены внешними короткими замыканиями и перегрузками. В этих случаях в обмотках трансформатора появляются большие токи (сверхтоки). Особенно опасны токи, проходящие при внешних коротких замыканиях; эти токи могут значительно превышать номинальный ток трансформатора. В случае длительного прохождения тока (что может быть при коротких замыканиях на шинах или при неотключившемся повреждении на отходящем от шин присоединении) возможны интенсивный нагрев изоляции обмоток и ее повреждение. Вместе с этим при коротком замыкании понижается напряжение в сети. Поэтому на трансформаторе должна предусматриваться защита, отключающая его при появлении сверхтоков, обусловленных неотключившимся внешним коротким замыканием.

Перегрузка трансформаторов не влияет на работу системы электроснабжения в целом, так как она обычно не сопровождается снижением напряжения. Кроме того, сверхтоки перегрузки относительно невелики и их прохождение допустимо в течение некоторого времени, достаточного для того, чтобы персонал принял меры к разгрузке. В связи с этим защита трансформатора от перегрузки при наличии дежурного персонала должна выполняться с действием на сигнал. На подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузки должна действовать на разгрузку или отключение.

К ненормальным режимам работы трансформаторов относится также недопустимое понижение уровня масла, которое может произойти, например, вследствие повреждения бака.

1.7.3 Расчет защит трансформатора

Согласно /19/ (пункты 3.2.53, 3.2.54, 3.2.55) на понижающих трансформаторах заданной мощности должны быть установлены следующие виды защит:

- Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени;
- Токовая отсечка, установленная на стороне ВН;
- МТЗ;
- Газовая защита.

Данным условиям удовлетворяет шкаф производства фирмы Экра марки ШЭ2607 044-27Е1 УХЛ4, предназначенный для защиты трехобмоточного трансформатора мощностью 63 МВА и ниже, а также трансформаторов собственных нужд. Данный терминал состоит из одного комплекта защит и реализует функции основных и резервных защит трансформатора /24/.

Таблица 21 - Основные технические данные и характеристики шкафа

Номинальный переменный ток $I_{ном}$, А	5 А
Номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}$, В	100 В
Номинальное напряжение оперативного постоянного или выпрямленного тока $U_{пит}$, В	220 В
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50 Гц

1.7.3.1 Состав шкафа и конструктивное выполнение

Шкаф типа ШЭ2607 044 предназначен для защиты трехобмоточного трансформатора, обеспечивает функции основных и резервных защит, и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора;

- две двухступенчатых дистанционных защиты;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН;
- максимальную токовую защиту стороны ВН трансформатора с пуском по напряжению;
- блокировку РПН при перегрузке по току и при снижении напряжения;
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН;
- реле максимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступени газовой защиты Т.

Терминал имеет 12 аналоговых входов для подключения цепей переменного тока и 6 аналоговых входов для подключения цепей переменного напряжения, гальванически развязанные от внутренних цепей терминала с помощью промежуточных трансформаторов тока и напряжения.

Кроме функций защиты, программное обеспечение терминала обеспечивает:

- измерение текущего значения токов, напряжений и частоты;
- регистрацию дискретных и аналоговых событий;
- осциллографирование токов, напряжений и дискретных сигналов;
- непрерывную проверку функционирования и самодиагностику.

Управление терминалом осуществляется с помощью кнопочной клавиатуры и дисплея или (и) по последовательному каналу связи с помощью программы "ЕКРАСМС".

1.7.3.2 Дифференциальная защита трансформатора

ДЗТ имеет три входа для подключения к трем трехфазным группам трансформаторов тока. Обеспечена возможность выравнивания различий по коэффициентам трансформации трансформаторов тока присоединений в пределах от 0,25 до 16 А. Токовые цепи ДЗТ подключаются к главным ТТ,

соединенным по схеме “звезда”, независимо от группы соединения защищаемого трансформатора (Y/Y-0, Y/ Δ -11, Δ / Δ -0). Компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы при этом осуществляется программно.

Погрешность выравнивания составляет не более $\pm 3\%$ от базисного тока стороны ($I_{\text{баз.стор.}}$). Под базисным током стороны ($I_{\text{баз.стор.}}$) понимается значение вторичного тока в плече защиты на определенной стороне /24/.

ДЗТ выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку. Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания ($I_{\text{д0}}$), изменяемой в диапазоне от 0,2 до 1,0 $I_{\text{баз.стор.}}$. Средняя основная погрешность ДЗТ по начальному току срабатывания не более $\pm 5\%$ от уставки.

Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты. Отсечка отстраивается от броска тока намагничивания по уставке. ДЗТ выполнена в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от тормозного тока. Средняя основная погрешность по току торможения блокировки не более $\pm 10\%$ от уставки /24/.

Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе. Уровень блокировки по второй гармонике может изменяться в пределах от 8 до 20 % по отношению к величине основной гармоники в дифференциальном токе. ДЗТ правильно функционирует при КЗ в зоне действия при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40 $I_{\text{баз.стор.}}$ при значении токовой погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %

ДЗТ отстроена от тока внешнего КЗ при максимальной кратности входного тока не более 40 $I_{\text{баз.стор.}}$ при значении полной погрешности

высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 % .

Дополнительная погрешность по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения ДЗТ при изменении температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$ от средних значений параметров срабатывания, определенных при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

Шкаф через промежуточные трансформаторы тока подключен к основным трансформаторам тока всех сторон трансформатора.

Измерительные ТТ трансформатора могут быть соединены в "звезду". В этом случае, для группы соединения трансформатора Y/D-11 программно производится подстройка величины тока и фазового угла. Если измерительные ТТ трансформатора стороны ВН соединены в "треугольник", тогда для группы соединения трансформатора Y/D-11 подстройка не нужна, но при расчете базисного тока необходимо учесть коэффициент схемы. Для всех сторон производится выравнивание входных токов ТТ.

Реле ДЗТ состоит из нескольких узлов:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- токового органа;
- блокировки от бросков тока намагничивания;
- дифференциальной отсечки.

Выравненные токи подаются на входы реле ДЗТ, которые выполнены пофазными и срабатывают при всех видах к.з. в зоне действия защиты.

ФДТС выбирает из токов четырех сторон (ВН, СН, НН1, НН2) наибольший и присваивает ему название I_1' . Из суммы оставшихся трех токов получается ток I_2 . Ток торможения блокировки определяет переключение характеристики срабатывания ДЗТ с наклонного участка на вертикальный: если оба тока I_1' и I_2 превышают значение тока торможения блокировки, то это означает появление внешнего КЗ с большим сквозным током - ДЗТ при этом блокируется.

Дифференциальная отсечка обеспечивает быстрое отключение трансформатора при внутренних КЗ. Уставка срабатывания дифференциальной отсечки должна быть отстроена по величине от броска намагничивающего тока.

Реле ДЗТ фаз А, В, С и дифференциальной отсечки через логические элементы ИЛИ, И, выдержку времени на возврат, действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логический элемент ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании.

В схеме предусмотрен дискретный вход "Вывод ДЗТ" для вывода ДЗТ из работы и светодиод "ДЗТ".

1.7.3.3 Максимальная токовая защита на стороне высшего напряжения трансформатора

МТЗ ВН выполняется в трехфазном исполнении и содержит:

- реле максимального тока;
- реле выдержки времени для действия на различные выключатели всех сторон трансформатора;
- пусковые органы напряжения первой и второй секций низшего напряжений. Реле тока МТЗ ВН включаются:
 - на линейные токи при соединении главных ТТ стороны ВН в "треугольник" при схеме соединения трансформатора Y/D-11.

Для реле максимального тока обеспечивается диапазон уставок от 0,35 до $30I_{ном}$. Средняя основная погрешность по току срабатывания не более $\pm 5\%$ от уставки.

МТЗ ВН выполняется с пуском по напряжению первой и второй секций низшего напряжений. Пуск по напряжению осуществляется с помощью реле минимального напряжения, реагирующего на уменьшение междуфазных напряжений ($U_{AB<}$, $U_{BC<}$) и с помощью реле максимального напряжения, реагирующего на увеличение напряжения обратной последовательности ($U_{2>}$).

Реле минимального напряжения имеет уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне от 10 до 100 В.

Средняя основная погрешность по напряжению срабатывания составляет не более $\pm 5\%$ от уставки.

Реле максимального напряжения имеет уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне от 6 до 24 В (в фазных величинах).

Средняя основная погрешность по напряжению срабатывания составляет не более $\pm 5\%$ от уставки.

Коэффициент возврата реле минимального напряжения составляет не более 1,1, реле максимального напряжения - не менее 0,9.

Дополнительная погрешность по напряжению срабатывания реле минимального и максимального напряжений при изменении температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$ от среднего значения, определенного при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

Реле тока МТЗ ВН при группе соединения трансформатора Y/D-11 и соединения ТТ на сто-роне ВН в "треугольник" реле подключается на линейные токи "треугольника". Такое включение реле тока МТЗ ВН выполняется для подавления токов нулевой последовательности.

Предусмотрен пуск МТЗ ВН через логический элемент И с выхода элемента ИЛИ в зависимости от положения выключателя НН1, выключателя НН2. Пуск по напряжению осуществляется пусковыми органами напряжения НН1 ($U_{\text{мф}} <$ и $U_2 >$) с выхода элемента ИЛИ, пусковыми органами напряжения НН2 ($U_{\text{мф}} <$ и $U_2 >$) с выхода элемента ИЛИ. Накладками можно вывести пуск по напряжению НН1 или НН2. При отключении обоих выключателей НН1 и НН2 пуск по напряжению МТЗ ВН выводится через элемент И.

1.7.3.4 Устройство для блокировки РПН при перегрузке и при уменьшении напряжения

Устройство для блокировки РПН содержит:

- однофазное реле максимального тока, включенное на ток фазы А стороны ВН трансформатора;

- реле минимального напряжения, включенных на междуфазные напряжения ($U_{AB} <$, $U_{BC} <$) ТН сторон НН1 и НН2 трансформатора. Выходы реле объединены по схеме ИЛИ.

Для реле максимального тока обеспечивается диапазон уставок от 0,35 до $3I_{ном}$. Средняя основная погрешность по току срабатывания составляет не более $\pm 5\%$ от уставки. Реле минимального напряжения имеет уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне от 80 до 100 В. Средняя основная погрешность по напряжению срабатывания составляет не более $\pm 5\%$ от уставки.

Блокировка РПН трансформатора обеспечивается при перегрузке по току ВН, а также при снижении напряжения на сторонах НН1, НН2 ниже $0,85U_{ном}$. Реле тока защиты от перегрузки для блокировки РПН включается на ток фазы А стороны ВН. Выходы реле тока и выходы органов контроля напряжения НН1, НН2 ($U_{мф} < 0,8 \dots 1,0 U_{ном}$) через элемент ИЛИ действуют на срабатывание реле.

1.7.3.5 Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)

Токовая защита нулевой последовательности на стороне ВН использует расчетное значение тока $3I_0$, полученное суммированием фазных токов ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и содержит:

- реле тока;
- реле выдержки времени.

Диапазон уставок по току срабатывания реле тока ТЗНП от 0,05 до $30I_{ном}$. Средняя основная погрешность по току срабатывания реле тока ТЗНП составляет не более $\pm 10\%$ от уставки.

Дополнительная погрешность по току срабатывания реле тока ТЗНП от изменения температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$ от среднего значения, определенного при температуре $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$. Коэффициент возврата реле тока ТЗНП не менее 0,9. Время срабатывания реле тока ТЗНП при подаче двукратного значения тока

срабатывания не более 0,025 с. Время возврата реле тока ТЗНП при сбросе тока от $10I_{cp}$ до нуля не превышает 0,04 с.

Реле тока ТЗНП использует расчетное значение тока $3I_0$, полученное суммированием фазных токов ТТ стороны ВН, соединенных в “звезду”.

ТЗНП через элемент И с выдержкой времени через ИЛИ действует на срабатывание реле, контактами которого осуществляется отключение с АПВ выключателей и пуск УРОВ. С выдержкой времени ТЗНП через элемент ИЛИ, выдержку времени на возврат, элементы ИЛИ действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логические элементы ИЛИ, и реле выдается сигнализация о срабатывании.

Предусмотрена накладка для ТЗНП из работы и светодиодная сигнализация о срабатывании ТЗНП.

1.7.3.6 Дистанционная защита

Шкаф ШЭ2607 044 содержит:

- две двухступенчатые дистанционные защиты;
- пусковой токовый орган;
- сигнализацию при неисправностях в цепях напряжения;
- цепи логики.

Первая дистанционная защита (ДЗ1) включается на фазные токи ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и междуфазные напряжения (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) стороны НН1. Вторая дистанционная защита (ДЗ2) включается на фазные токи ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и междуфазные напряжения (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) стороны НН2. Для исключения влияния однофазных КЗ на стороне ВН производится компенсация тока нулевой последовательности в фазных токах ВН для дистанционной защиты /24/.

Первая ступень ДЗ предназначена для согласования с защитами отходящих линий (ошиновки), вторая - для резервирования основных защит Т и защиты секций НН. Каждая из ступеней ДЗ содержит по три реле

сопротивления (РС), включенные на фазные токи (I_A , I_B , I_C) и соответствующие междуфазные (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) напряжения.

1.7.3.7 Газовая защита трансформатора

В терминале обеспечивается прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора. Предусмотрен вход для перевода ГЗТ на сигнал. При этом обеспечивается светодиодная индикация о работе сигнальной ступени ГЗТ (“ГЗТ сигн.”), отключающей ступени ГЗТ (“ГЗТ откл.”), о переводе газовой защиты на сигнал (“ГЗ переведена на сигнал”).

Сигнал на отключение от ГЗТ и ГЗ РПН логические элементы ИЛИ действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логические элементы ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании.

1.7.3.8 Дуговая защита НН

Для дуговой защиты используются сигналы срабатывания датчиков дуговой защиты (блок-контактов НН1 или НН2), которые принимаются на входы через элементы ИЛИ, И, выдержку времени на срабатывание, через элемент ИЛИ, выдержку времени на возврат, действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логический элемент ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании.

Предусмотрена накладка для вывода дуговой защиты из работы и светодиодная индикация о срабатывании дуговых защит НН1 и НН2 (“Дуговая защита”).

1.7.4 Дополнительные функции терминала

В состав терминала БЭ2704V044 входит регистратор событий (изменений состояния) до 128 логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри терминала). Точность регистрации события по времени 0,001 с. Емкость буфера памяти регистратора позволяет запомнить до 1024

событий во времени. При переполнении буфера новая информация записывается на место самой старой информации (по времени записи).

Терминал обеспечивает осциллографирование всех входных аналоговых сигналов (18 входных сигналов) и до 48 дискретных сигналов, выбираемых из списка 128 логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри) с частотой 24 выборки за период. В кольцевой энергонезависимой памяти осциллографа сохраняются данные последних осциллограмм длительностью от 30 до 60 с при максимальном наборе осциллографируемых сигналов. При уменьшении числа осциллографируемых сигналов это время пропорционально возрастает.

Назначение регистрируемых и осциллографируемых сигналов осуществляется релейным персоналом с помощью дисплея и клавиатуры терминала или с использованием ПК и системы мониторинга “EKRASMS”.

В комплект поставки, по требованию заказчика, может входить оборудование для создания локальной сети между терминалом и ПК. Заказчику предлагается оборудование с применением интерфейса типа RS485.

1.7.5 Конфигурирование терминала

Перед выставлением уставок защит необходимо произвести конфигурирование терминала БЭ2704V044. В программе EKRASMS задаются:

- группа соединения защищаемого трансформатора;
- базисные токи сторон ВН, НН1, НН2.

Включение главных ТТ на всех сторонах производится по схеме “звезда”. При группе соединения защищаемого по схеме $Y/\Delta-11$ и соединении главных ТТ стороне ВН по схеме “звезда”, компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы осуществляется программно. Если главные ТТ трансформатора стороны ВН соединены в "треугольник", тогда для группы соединения трансформатора $Y/D-11$ подстройка не нужна, но необходимо при расчете базисного тока учесть коэффициент схемы.

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для грубого выравнивания токов. На первом отводе при $W1 = 1$ виток обеспечивается диапазон токов 4,001 - 16,000 А, на втором отводе при $W1 = 4$ витка обеспечивается диапазон токов 1,001 - 4,000 А, на $W1 = 16$ витков обеспечивается диапазон токов 0,251 - 1,000 А. Таким образом для ДЗТ в терминале обеспечивается выравнивание токов в диапазоне от 0,25 до 16 А. Переключение отводов входных ТТ осуществляется на зажимах X1, X2 терминала.

Номинальные токи по сторонам находятся с помощью выражения:

$$I_{ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (55)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН;

S_T - номинальная мощность Т.

Номинальный ток на стороне ВН:

$$I_{ном.110} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,194; \text{ А}$$

Номинальный ток на стороне СН:

$$I_{ном.35} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,829; \text{ А}$$

Номинальный ток на стороне НН:

$$I_{ном.6} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3853; \text{ А}$$

Далее необходимо произвести расчет базисных токов по сторонам с помощью выражения:

$$I_{в.ном} = \frac{K_{сх} \cdot I_{ном}}{k_I} \quad (56)$$

где k_I - коэффициент трансформации главного ТТ соответствующей стороны;

$K_{сх}$ - коэффициент схемы.

Номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_{I1} = \frac{400}{5} = 80 ;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 110Б-I У1

$$k_{I2} = \frac{1000}{5} = 200 ;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 35Б-I У1

$$k_{I2} = \frac{3000}{5} = 600 ;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТЛШ – 6 У3

Номинальные токи во вторичных цепях:

$$I_{в.ном1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном10}}{k_{I1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 210,194}{80} = 4,545 \text{ А};$$

$$I_{в.ном2} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном35}}{k_{I1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 659,829}{200} = 5,714 \text{ А};$$

$$I_{в.ном3} = \frac{1 \cdot I_{ном10}}{k_{I3}} = \frac{1 \cdot 3853}{600} = 6,421 \text{ А}.$$

Полученные значения базисных токов присоединений ввести в терминал с помощью программы EKRASMS или через клавиатуру терминала.

По базисным токам главных ТТ производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ по сторонам для грубого выравнивания токов в соответствии с таблицей 22.

В случае, когда значение тока $I_{баз}$ выходит за пределы диапазона, рекомендуется использовать внешние выравнивающие трансформаторы или автотрансформаторы, например АТ31 или АТ32

Таблица 22 - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V044

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V044			
		Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН1	Сторона НН2
1	2	3	4	5	6
0,251-1,000	А	X2:5-X2:1	X2:10-X2:6	X1:5-X1:1	X1:10-X1:6
	В	X2:15-X2:11	X2:20-X2:16	X1:15-X1:11	X1:20-X1:16
	С	X2:25-X2:21	X2:30-X2:26	X1:25-X1:21	X1:30-X1:26
1,001-4,000	А	X2:5-X2:2	X2:10-X2:7	X1:5-X1:2	X1:10-X1:7
	В	X2:15-X2:12	X2:20-X2:17	X1:15-X1:12	X1:20-X1:17
	С	X2:25-X2:22	X2:30-X2:27	X1:25-X1:22	X1:30-X1:27
4,001-16,000	А	X2:5-X2:4	X2:10-X2:9	X1:5-X1:4	X1:10-X1:9
	В	X2:15-X2:14	X2:20-X2:19	X1:15-X1:14	X1:20-X1:19
	С	X2:25-X2:24	X2:30-X2:29	X1:25-X1:24	X1:30-X1:29

1.7.6 Выбор уставок ДЗТ

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ (чувствительного органа) при отсутствии торможения определяется:

$$I_{д0расч} = K_{отс} \cdot (K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{нн} + I_{нб.выр*}) \quad (57)$$

где $K_{отс} = 1,5$ - коэффициент отстройки /24, стр. 45/;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности высоковольтных трансформаторов тока:

$K_{одн} = 1,0$ - для трансформаторов тока с номинальным током 1 А,

$K_{одн} = 2,0$ - для трансформаторов тока с номинальным током 5 А

и при использовании вместе трансформаторов тока с номинальным током 1 и 5А /24, стр. 45/;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем "началу торможения" берется равным 0,05;

$\Delta U_{нн}$ - относительное значение половины суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне НН;

$I_{нб.выр*}$ - относительное значение тока небаланса, вызванного неточностью выравнивания берется равным 0,03.

$$I_{d0\text{расч}} = 1,5 \cdot (2 \cdot 0,05 + 0,21 + 0,03) = 0,51$$

Коэффициент торможения определяется:

$$K_{т.расч} = 1,2 \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{нн} + I_{нб.выр*}) \quad (58)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим берется диапазоне 1,5...2,0;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ принимается равным 0,10

$$K_{т.расч} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,21 + 0,03) = 0,468$$

Типовое значение уставки $K_m = 0,5$. Высокие значения K_t выбираются в случае резко отличающихся условий работы ТТ при внешних КЗ (сильно отличающиеся нагрузки ТТ по сторонам трансформатора).

Ток начала торможения ДЗТ принимается равным 0,6 - для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов, на которых возможно несинхронное АВР, для всех остальных случаев принимается равным 1.

Ток торможения блокировки ДЗТ определяется:

$$I_{торм.бл} \geq I_{T0} + \frac{I_{d0}}{K_m} \quad (59)$$

где I_{T0} - Ток начала торможения ДЗТ

$$I_{торм.бл} = 1 + \frac{0,51}{0,468} \approx 2$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется:

- по условию отстройки от броска тока намагничивания $I_{I \Delta \bar{v}} \geq 6,5$;

- по условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ

$$I_{ОТС} = 1,5 \cdot I_{кз.отн} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{нн} + I_{нб.выр*}) \quad (60)$$

где $I_{кз.отн}$ - максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ.

$$I_{кз.отн} = \frac{696}{210,194} = 3,311 \text{ о.е.};$$

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 3,31 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,21 + 0,03) = 1,936$$

Уровень блокировки по второй гармонике.

Бросок тока намагничивания обнаруживается по соотношению уровня второй гармоники к уровню основной гармоники. Рекомендованное значение 10 %.

1.7.7 Расчет максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению

Выбор уставок ТЗНП, МТЗ ВН, токового реле для блокировки РПН необходимо производить в соответствии с требованиями "Руководящих указаний по релейной защите трансформаторов и автотрансформаторов" и настоящим руководством по эксплуатации.

Примечание. Необходимо учесть, что уставки для всех реле тока задаются в амперах.

Для трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием в качестве резервной защиты рекомендуется установка со стороны питания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению.

Первоначально определяется ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_6} \cdot k_c \cdot I_{нагр.макс} \text{ А}; \quad (61)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 209,946 = 787,296 \text{ А};$$

$$I_{с.з*} = \frac{\sqrt{3} \cdot 787,296}{80} = 17,045 \text{ А};$$

Чувствительность защиты проверим при КЗ на шинах СН и НН в расчетных минимальных режимах:

$$k_u = \frac{I_{k1.min2}}{I_{c.3}} = \frac{1094}{787,296} = 1,3; \quad (62)$$

$$k_u = \frac{I_{k2.min2}}{I_{c.3}} = \frac{696}{787,296} = 0,88. \quad (63)$$

Поскольку чувствительность МТЗ без пуска по напряжению оказывается не достаточной, применим блокировку со сторон СН и НН трансформатора.

$$I_{c.3} = \frac{k_3}{k_6} \cdot k_c \cdot I_{нагр.мах} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1 \cdot 209,946 = 314,918 \quad (64)$$

Чувствительность защиты в тех же расчетных точках составит:

$$k_u = \frac{I_{k1.min2}}{I_{c.3}} = \frac{1094}{314,918} = 3,47; \quad (65)$$

$$k_u = \frac{I_{k2.min2}}{I_{c.3}} = \frac{696}{314,918} = 2,21. \quad (66)$$

Напряжение срабатывания органа блокировки при симметричных КЗ определим приближенно:

$$U_{c.3.} = \frac{U_{Cmin}}{k_B} = \frac{0,7 \cdot 110}{1,2} = 64,167 \text{ кВ} \quad (67)$$

Напряжение срабатывания органа блокировки при несимметричных КЗ:

$$U_{c.3.2} = 0,06 \cdot U_{ном} = 0,06 \cdot 110 = 6,9 \text{ кВ} \quad (68)$$

Чувствительность блокирующих органов проверяется при КЗ на приемных сторонах трансформатора, куда и подключены блокирующие реле, т.е:

$$k_{uU} \geq 1,5$$

$$k_{uU2} = \frac{U_{2кзщц}}{U_{2c.3}} = \frac{33,198}{6,9} = 4,811 \quad (69)$$

Поскольку при КЗ на приемных сторонах трансформатора, $k_{uU} > 1,5$ то дифференциальные защиты шин на этих сторонах можно не устанавливать.

Ток срабатывания защиты от симметричного перегруза, действующей на сигнал, определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена защита.

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_8} \cdot I_{нагр.маx} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 209,946 = 275,554 \text{ А} \quad (70)$$

Выдержки времени МТЗ согласуются с выдержками времени защит линий на сторонах СН и НН. Все типы защит, уставки которых рассчитаны выше, будут осуществлены путем установки шкафов типа ШЭ2607 044-27Е1УХЛ4.

1.8 Расчет релейной защиты ошиновки

Для защиты ошиновки устанавливается шкаф типа ШЭ2607 051

1.8.1 Назначение шкафа

Шкафы типов ШЭ2607 051, ШЭ2607 051051 предназначены для защиты ошиновок трансформатора (автотрансформатора) напряжением 110...750 кВ, для защиты ошиновок напряжением 110 кВ и выше одного или двух параллельно работающих блоков генератор-трансформатор, а также для защиты сборных шин с фиксированным присоединением элементов с числом защищаемых присоединений не более четырех /25/.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов, а шкаф ШЭ2607 051 состоит из одного комплекта. Каждый комплект содержит:

- реле дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО);
- трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на междуфазные напряжения;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на напряжения обратной последовательности;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- логику “очувствления” ДЗО;

- логику опробования;
- логику запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска УРОВ;
- цепи для действия в защиты генератора;
- цепи запрета АПВ.

Цепи переменного тока шкафа обеспечивают подключение к вторичным цепям главных трансформаторов тока с номинальным вторичным током 1 или 5 А.

1.8.2 Выбор уставок

Выбор уставок ДЗО включает в себя определение значений параметров срабатывания реле, выдержек времени и положений программируемых накладок.

1.8.2.1 Выравнивание токов присоединений

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для выравнивания токов. На $W1 = 1$ виток обеспечивается диапазон токов 4 - 16 А, на $W1 = 4$ витка обеспечивается диапазон токов 1 - 4 А, на $W1 = 16$ витков обеспечивается диапазон токов 0,25 - 1 А.

Необходимо произвести расчет базисных токов присоединений ТТ в следующей последовательности:

- 1) главные ТТ присоединений располагаются в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;
- 2) при $I_{ном.} = 1$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимается равным $I_{баз.} = 1,001$;
- 3) при $I_{ном.} = 5$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимается равным $I_{баз.} = 5,000$;
- 4) базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации ($K_{ТТ2}$) определяются с помощью выражения:

$$I_{баз2} = I_{баз1} \cdot \frac{K_{ТТ1}}{K_{ТТ2}} \quad (71)$$

где $I_{баз2}$ - базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации главного ТТ Ктт2;

$I_{баз1}$ - базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации главных ТТ Ктт1.

$$I_{баз2} = 5 \cdot \frac{200}{80} = 12,5 \text{ А}$$

Для остальных присоединений расчет аналогичен.

Полученные значения базисных токов присоединений ввести в терминал с помощью программы EKRASMS или через клавиатуру терминала.

По значениям базисных токов присоединений в соответствии с таблицей 23 производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала для выравнивания токов.

Таблица 23 - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V051

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V051			
		ВН1	ВН2	ГТ-1	ГТ-2
1,001-4,00	А	X2:2-X2:5	X2:7-X2:10	X1:2-X1:5	X1:7-X1:10
	В	X2:12-X2:15	X2:17-X2:20	X1:12-X1:15	X1:17-X1:20
	С	X2:22-X2:25	X2:27-X2:30	X1:22-X1:25	X1:27-X1:30
4,001-16,00	А	X2:4-X2:5	X2:9-X2:10	X1:4-X1:5	X1:9-X1:10
	В	X2:14-X2:15	X2:19-X2:20	X1:14-X1:15	X1:19-X1:20
	С	X2:24-X2:25	X2:29-X2:30	X1:24-X1:25	X1:29-X1:30

1.8.2.2 Выбору уставок ДЗО

Начальный ток срабатывания и селективность ДЗО

Начальный ток срабатывания (ИД0) выбирается обычно максимальным и равным 1,2 Iбаз. при условии, что чувствительность ДЗО к току повреждения достаточна. При этом обеспечивается отстройка ДЗО от обрыва цепей тока.

$$I_{Д0} = 1,2 \cdot I_{баз} \quad (72)$$

$$I_{Д0} = 1,2 \cdot 12,5 = 15 \text{ А}$$

Проверим чувствительность защиты при КЗ на шинах в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.ТТ}}}{I_{Д0}} \quad (73)$$

где $I_{\text{кз.ТТ}}$ – ток двухфазного КЗ во вторичной цепи;

$$I_{\text{кз.ТТ}} = \frac{I_{\text{кз}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{3800 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{80} = 41,136 \quad (74)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{41,136}{15} = 2,742$$

В случае если чувствительность ДЗО недостаточна, устанавливается значение $I_{Д0}$, меньше номинального тока от 0,4 $I_{баз}$. и выше. Так как вероятность обрыва цепей тока незначительна, эксплуатирующее предприятие может самостоятельно принять решение об установке минимальной уставки.

Защита обеспечивает селективность на максимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения ДЗО при условии обеспечения полной погрешности высоковольтных ТТ не более 30 % при токах до 40 $I_{БАЗ}$., что должно быть проверено расчетом нагрузок на высоковольтные трансформаторы тока.

Уставка по длине начального участка характеристики срабатывания.

Длина начального участка характеристики срабатывания должна быть не более тормозного тока, соответствующего максимальному нагрузочному режиму ошиновки с учетом допустимой перегрузки (максимальной мощности или сквозному току $I_{СКВ.МАХ}$ через шины с учетом возможной перегрузки),

$$I_{ТО} \leq \frac{K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{СКВ.МАХ}}}{I_{баз}}, \quad (75)$$

где $1,1 < K_{зан} \leq 1,5$;

$I_{скв.мах}$ - максимальный сквозной ток шин.

$$I_{ТО} \leq \frac{1,1 \cdot 42800}{10} = 4708$$

Уставка по коэффициенту торможения

Коэффициент торможения ДЗО выбирается обычно максимальным и равным 1,2 при условии, что чувствительность ДЗО к току КЗ достаточна.

“Очувствление” ДЗО по Id0

Уставка по Id0 в режиме очувствления должна обеспечить чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого маломощного источника в минимальном режиме его работы. При этом рекомендуется иметь коэффициент чувствительности в пределах 1,5...2.

“Очувствление” ДЗО по длине начального участка тормозной характеристики

Уставка по It0 в режиме очувствления должна обеспечить чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого маломощного источника в минимальном режиме работы.

1.8.2.3 Выбор уставок реле контроля исправности цепей переменного тока

Уставка выбирается с учетом полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока и неточности выравнивания коэффициентов трансформации ТТ в защите 3 %.

Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока определяется по условию отстройки от тока небаланса максимального рабочего (нагрузочного) режима:

$$I_{сп} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}}{K_{ТА}} \quad (76)$$

$$I_{нб} \approx K_{нб} \cdot I_{нагр.мах}$$

где $K_{отс} = 1,2$ - коэффициент отстройки;

$K_{нб} = 0,03$ - коэффициент небаланса;

$I_{нагр.маx}$ - первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки;

$K_{ТА}$ - коэффициент трансформации главного трансформатора со стороны наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки.

$$I_{нб} \approx 0,03 \cdot 209,946 = 6,298;$$

$$I_{ср} = \frac{1,2 \cdot 6,298}{80} = 0,094;$$

Выдержка времени элемента задержки на срабатывание (DT5), действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока выбирается по условиям:

- отстройки от наибольшего возможного времени качаний, которые могут возникнуть после включения присоединений ошиновки и вызвать работу реле контроля исправности цепей переменного тока

$$t_{B5} = t_{КАЧ} + t_{ЗАП}, \quad (77)$$

где $t_{КАЧ}$ - наибольшее возможное время качаний;

$$t_{ЗАП} = 0,5 \text{ с} - \text{ время зааса}$$

- согласования с выдержкой времени DT15, осуществляющей запоминание срабатывания и “очувствление” ДЗО

$$t_{B5} = t_{B15} + t_{ЗАП}$$

Из двух рассчитанных значений принимается большее.

1.8.2.4 Выбор уставок УРОВ

Для УРОВ необходимо выбрать уставки по току срабатывания реле тока и выдержке времени действия на отключение смежных выключателей.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от зааса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с

общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Выдержка времени УРОВ может быть выбрана в диапазоне от 0,2 до 0,3 с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания в диапазоне от 0,05 до 0,1 IБАЗ. В отдельных случаях могут возникнуть дополнительные ограничения по выбору минимальной уставки по току срабатывания реле тока УРОВ (отстройка от максимального емкостного тока для УРОВ выключателей с пофазными приводами, отстройка от токов через емкостные делители и т.д.), которые должны учитываться проектировщиками при выборе уставок.

1.8.2.5 Выбор уставок реле напряжения

Уставка реле максимального напряжения обратной последовательности ($U_{2>}$)

Уставка выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса рабочего режима. По данным опыта эксплуатации такая отстройка обеспечивается при $UCP. = 0,06 U_{НОМ}$.

Уставка реле минимального междуфазного напряжения ($U_{МФ<}$)

Уставка выбирается из условия несрабатывания в рабочем режиме шин при минимальном рабочем напряжении с коэффициентом запаса 0,9.

В ориентировочных расчетах может быть принято $UCP. = 65 В$.

1.8.2.6 Выбор уставок по выдержкам времени

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗО (DT_6)

Уставка выбирается из условия обеспечения надежного отключения выключателей присоединений.

Уставка по времени запоминания команды опробования (DT8)

Уставка выбирается с учетом времени включения опробуемого выключателя, времени действия ДЗО, времени отключения выключателя и времени запаса. Рекомендуемое значение уставки 0,5 с.

Уставка по времени запоминания работы ДЗО (DT9)

Уставка должна перекрывать время автоматической сборки доаварийной схемы ошиновки с учетом времени срабатывания ДЗО, времени отключения выключателей, времени АПВ и времени запаса (0,5 с).

Уставка по времени задержки на цикл АПВ (DT10)

Уставка выбирается с учетом времени АПВ питающего присоединения, включаемого первым.

Уставка по времени запоминания отсутствия напряжения (DT13)

Уставка должна перекрывать время АПВ первого присоединения и выдержку времени DT14.

Уставка по времени задержки при подаче напряжения (DT14)

Уставка выбирается с учетом времени АПВ питающего присоединения, включаемого первым.

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗО (DT15)

Уставка выбирается с учетом того, чтобы ввод "очувствления" ДЗО продолжался в течении цикла АПВ. При этом должна быть достигнута необходимая чувствительность ДЗО в режимах срабатывания ДЗО, опробования, АПВ первого присоединения.

2. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

2.1. Безопасность проекта

Здоровье и безопасность условий труда работников, обслуживающих электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается /11/:

компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применение при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;

рабочее и аварийное освещение;

отопление ОПУ;

электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;

заземление корпусов аппаратов;

устройство путей перекатки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;

ограждение территории подстанции;

выгораживание подъездов к ОПУ;

грозозащита подстанции а также защита оборудования от волн перенапряжений;

обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;

устройство подъездов к подстанции;

телефонизация и радиофикация подстанции;

санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

2.1.1. Заземление подстанции

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений: рабочее, защитное (для обеспечения безопасности людей) и заземление молниезащиты /1/.

Рабочее заземление сети – это соединение с землей некоторых точек сети (нейтрали обмоток силовых трансформаторов и генераторов и др.) со следующей целью: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, снижение коммутационных перенапряжений, упрощение релейной защиты от однофазных КЗ и т.д. /1/

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей электрическим током в процессе эксплуатации электрических установок /1/.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода в землю тока молнии и атмосферных индуцированных перенапряжений от молниеотвода, защитных тросов и разрядников и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Рабочее и защитное заземление должны выполнять свое назначение в течение всего года, заземление грозозащиты – только в грозовой период /1/.

Так как системы заземления различного назначения в пределах установки практически не могут быть выполнены изолированными друг от друга и должны иметь при замыкании на землю одинаковый потенциал, то все они объединяются между собой в общую систему заземления

подстанции. При объединении уменьшаются суммарное сопротивление заземления и общие затраты на заземляющие устройства /1/.

Однако заземление молниезащиты отдельно стоящих молниеотвода, тросов, разрядников, находящихся за оградой объекта, желательно выполнять по возможности сосредоточенными и обособленными от подстанционных заземлений, чтобы предотвратить занос высоких потенциалов на общую систему заземления, на корпуса каркасы и опорные конструкции оборудования.

Согласно ПУЭ заземляющее устройство, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0.5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории подстанции следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0.5-0.7 м от поверхности земли и на расстоянии 0.8-1.0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение этого расстояния до 1.5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между фундаментами или основаниями двух рядов не превышало 3.0 м /1/.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0.5-0.7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4.0; 5.0; 6.0; 7.5; 9.0; 11.0; 13.5; 16.0 и 20.0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов

и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать $6 \times 6 \text{ м}^2 / 1/$.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, так, чтобы они образовывали замкнутый контур.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных. Сопротивление заземляющего устройства при этом определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю. При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. При этом определения допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключениях могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории – основной /1/.

Внешнюю ограду подстанции не рекомендуется присоединять к заземляющему устройству. Если от электроустановки отходят ВЛ 110 кВ и выше, то ограду следует заземлить с помощью вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, установленных у стоек ограды по всему ее периметру через 20-50 м /1/.

Расчет по допустимому сопротивлению приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств для подстанций небольшой площади, не имеющих естественных заземлителей. Опыт эксплуатации РУ 110 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины сопротивления заземлителя /4/.

2.2 Расчёт заземления ОРУ 110 кВ

Контур заземлителя сетки расположена с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) = (70+2 \cdot 1,5) \cdot (36+2 \cdot 1,5) = 2448 \text{ м}^2 \quad (78)$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 15_{\text{мм}};$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{М.П.}} = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{15^2}{4} = 176,715 \text{ мм}^2; \quad (79)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{Т.С.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{18,527^2 \cdot 10^6 \cdot 0,27}{400 \cdot 21}} = 105,038 \text{ мм}^2, \quad (80)$$

где $T = t_{\text{от}} = 0,27$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости;

$I_{\text{кз}}$ – ток короткого замыкания, кА.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СР}} \cdot (d + S_{\text{СР}}) \quad (81)$$

$$S_{\text{СР}} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 1,384 \cdot (15+1,384) = 71,234 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{М.П.}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{КОР}} + F_{\text{Т.С.}} \text{ мм}^2; \quad (82)$$

$$F_{\text{М.П.}} = 176,715 \geq F_{\text{min}} = 176,272 \text{ мм}^2;$$

Принимаем $d = 15$ мм.

Для Приморья $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{II-II} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_T = \frac{2 \cdot S}{l_{II-II}} = \frac{2 \cdot 2847}{6} = 949 \text{ м}; \quad (83)$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\bar{A}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{949}{2 \cdot \sqrt{2847}} - 1 = 8; \quad (84)$$

Принимаем: $m = 8$.

Длина стороны ячейки:

$$L_y = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2847}}{8} = 6,67 \text{ м}; \quad (85)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{2847} \cdot (8 + 1) = 960,431 \text{ м} \quad (86)$$

Определяется количество вертикальных электродов.

Принимается: $l_{\bar{A}} = 5$ м – длина вертикального электрода;

$a = (0,25 \div 8) \cdot l_{\bar{A}} = (0,25 \div 8) \cdot 5 = 1,25 \div 40$ м – расстояние между вертикальными электродами $a = 12$.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{2847}}{12} = 18 \quad (87)$$

Принимаю: $n_B = 18$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_{\text{В}} \cdot l_{\text{В}}} \right), \quad (88)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта, /22, стр.177/

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 5,6 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (89)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\text{В}}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (90)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{В}}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (91)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{2,7}{5} \right) = 0,269$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{Э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,269} = 30,8 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{2847}} + \frac{1}{949+18 \cdot 6} \right) = 0,243 \quad \text{Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{6}{\sqrt{2847}} = 0,112;$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,37$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_9 + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (92)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2847}}{(30,8+320) \cdot (60+45)}} = 1,474;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R \cdot \alpha_{II} = 0,243 \cdot 1,474 = 0,358$$

Условие $R_{II} < 0,5$ выполняется.

2.3 Экологичность проекта

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников, закрытых маслоотводов и закрытого маслоборника.

Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформатора выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслоборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Принимается маслоборник емкостью 10 м³.

Специальные мероприятия по шумозащите проектом не предусматриваются, так как для ПС с трансформаторами мощностью менее 40 МВ·А санитарные разрывы зоны вредного шумового воздействия не нормируются, к тому же ПС находится за пределами села.

Предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м и отвозка его на расстояние 2 км. Часть срезанного грунта остается для озеленения ПС.

В проекте учтены требования Основ земельного законодательства Российской Федерации.

Земля, отводимая в постоянное пользование под ПС должна быть восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметой на строительство ПС.

2.4 Чрезвычайные ситуации

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов, а также грозовые перенапряжения, молния.

Чтобы избежать последних причин пожара на подстанции сооружается молниезащита.

2.4.1. Молниезащита подстанции

2.4.1.1 Общие сведения

Одним из важных условий бесперебойной работы подстанции является обеспечение надежной грозозащиты зданий, сооружений и электрооборудования подстанции.

Правильно выполненная молниезащита надежно защищает объект и тем самым значительно повышает его эксплуатационные показатели. В то же время дополнительные затраты на устройство молниезащиты по сравнению с общими затратами на строительство подстанции, как правило, весьма

незначительны (не более 0.2%). Необходимость молниезащиты различных сооружений и установок связана с тем, что при ударах молнии на них оказывается определенное воздействие, представляющее опасность как для самих сооружений и так и для находящихся в них людей. Аварийное отключение подстанции высокого напряжения приводит к длительному перерыву в электроснабжении потребителей и к большому народнохозяйственному ущербу. Поэтому к молниезащите подстанций предъявляются жесткие требования.

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Подстанция располагается в районе с грозовой деятельностью 45 грозовых часов в год - согласно /10/ подлежит обязательной молниезащите.

2.4.1.2. Расчет молниезащиты подстанции

Для защиты подстанции от прямых попаданий молнии используем отдельностоящие стержневые молниеотводы.

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

Просчитана зона защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ.

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 19 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{зо}} = 0,85 \cdot H = 16,15 \text{ м.} \quad (93)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot H) H = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,178 \text{ м.} \quad (94)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_o \cdot (1 - h_x / h_{\text{зо}}) = 20,178 \cdot \left(1 - \frac{11}{16,15}\right) = 6,434 \quad (95)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне шинного портала:

$$r_x = r_o \cdot (1 - h_x / h_{\text{зо}}) = 20,178 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{16,15}\right) = 10,807 \quad (96)$$

Высота защищаемого объекта:

$h_x = 7,5 \text{ м}$ – на уровне шинного портала;

$h_x = 11 \text{ м}$ – на уровне линейного портала.

Расстояние между молниеотводами 1-2, 4-3:

$$L = 25,477 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{C0} = r_o = 20,178 \text{ м}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H). \quad (97)$$

$$h_{\text{сх}} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (25,477 - 19) = 15,012 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{сх}} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{\text{сх}} - h_i}{h_{\text{сх}}}\right) \quad (98)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{cx} = 20,178 \cdot \left(\frac{15,012-11}{15,012} \right) = 5,393 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{cx} = 20,178 \cdot \left(\frac{15,012-7,5}{15,012} \right) = 10,097 \text{ м}$$

Аналогично для остальных молниеотводов.

Полный расчет представлен в приложении В.

Результаты расчёта молниеотводов сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Результаты расчёта молниеотводов в метрах

Номер молниеотвода	H ,	$L_{м-м}$,	r_{CO} ,	h_{cx} ,	Для линейного портала		Для шинного портала	
					r_x	r_{cx}	r_x	r_{cx}
1-2, 3-4, 5-6, 7-8	9	25,477	20,178	15,012	6,434	5,393	10,807	10,097
1-4, 2-3	9	30,892	20,178	14,061	6,434	4,392	10,807	9,415
4-5, 3-6	9	36,704	20,178	13,039	6,434	3,156	10,807	8,572
3-5, 4-6	9	26,433	20,178	14,844	6,434	5,225	10,807	9,982
5-8, 6-7	9	29,772	20,178	14,257	6,434	4,61	10,807	9,563
5-7, 6-8	9	15,398	20,178	16,15	6,434	6,434	10,807	10,807
1-3, 2-4	9	17,516	20,178	16,15	6,434	6,434	10,807	10,807

2.4.2 Порядок тушения пожара на энергообъекте

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций" и /12/.

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслонаполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасным класса В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте был предложен и рассчитан вариант проектирования подстанции “Агрокомплекс”.

Схемы присоединения ПС к энергосистеме и питание потребителей приняты в соответствии с типовыми проектными решениями (схемы принципиальные электрические РУ напряжением 6-750 кВ подстанций), учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

110 кВ - № 110-4Н мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

35 кВ - № 35-9- одна рабочая, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 4 линейных ячеек 35 кВ.

10 кВ - № 10-1-одна рабочая, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 14 линейных ячеек 10 кВ.

Проектируемая ПС принята комплектной, блочной, типа КТПБ/м/-110-4Н/35-9С/10-2×40000-59-А-2-85ХЛ.

Проектируемая мощность силовых трансформаторов выбирается из условия допустимой аварийной перегрузки на 40 % на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течении 5 суток. При этом коэффициент начальной нагрузки трансформатора должен быть: $K_{нн} \leq 0,93$. Выбранные силовые трансформаторы удовлетворяют этому условию.

Расчет токов КЗ выполнен в именованных единицах.

Выбор основного электрооборудования произведен по классу напряжения и максимальному рабочему току и проверен на термическую и

динамическую стойкость, также было учтено географическое расположение подстанции. Все оборудование выбрано для умеренного холодного климата. Объем релейной защиты и автоматики выбран в соответствии с требованием ПУЭ. Расчет РЗ выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите и требованиями ПУЭ.

Выбраны устройства РЗА на трансформаторе:

дифференциальная в трех релейном исполнении с реле ДЗТ-11; газовая защита на реле РГЧЗ-66; токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) от замыканий на землю; максимальная токовая защита от внешних КЗ; максимальная токовая защита от перегрузки на сторонах 110, 35, 10 кВ.

Заземляющее устройство рассчитано по условию требований к напряжению прикосновения. Напряжение прикосновения расчетной модели составило 136 В.

Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи трех стержневых молниеотводов, установленных на концевых опорах ВЛ 110 и 35 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем/ Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: АмГУ, 2004. – 138 с.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 344 с.
- 3 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков – М.: Энергия, 1980. – 608 с.
- 4 Иманов Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей./Иманов Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А.И. – С-П.:Изд-во ПЭИ, 2004.-31с.
- 5 ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 6 ГОСТ 12.2.024-2003. ССБТ. “Шум. Трансформаторы силовые масляные”
- 7 ГОСТ 12.2007.0-75. Изделия электротехнические. Общие требования.
- 8 Долин П.А. Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие/ П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 286 с.
- 10 Дороднова Т.Н. Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. Вып. 13 б)/ Т.Н. Дороднова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
- 11 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем/ А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.
- 12 Инженерные расчеты систем безопасности труда и промышленной экологии/ Под общ. ред. А.Ф. Борисова, -Нижний Новгород: Вента-2, 2000.
- 13 Идельчик В.И. электрические системы и сети/ В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

- 14 Козлов А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Электроавтоматика/ А.Н. Козлов, А.Г. Ротачева. – М.: Благовещенск: АмГУ, 2006. – 94 с.
- 15 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.
- 16 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 17 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем/ Н.И. Овчаренко. – М.: НЦ Энас, 2000. – 504 с.
- 18 Правила устройства электроустановок: Справочник / М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 184 с.
- 19 РД 153. – 34.0 – 03.301 – 00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий // Изд-во ЕЭС России, 2001. – 69 с.
- 20 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство ЭНАС, 2001. – 154 с.
- 21 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений – Взамен РД 34.35.125 – 93; Введ. 01.01.2007 – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353с.
- 22 Рожков Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 23 Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.030 РЭ том 1/ 75 с.
- 24 Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.027 РЭ том 1/ 75 с.
- 25 Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах/ С.А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

