

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 «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка схемы подключения подстанции Приморский Бекон
напряжением 110\10 кВ к сети 110 кВ Приморского края

Исполнитель

студент группы 242-об3

подпись, дата

Н. И. Мосензов

Руководитель

доцент, к.т.н

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

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

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____
_____ 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

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

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента _____ факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника _____

7. Актуальность и новизна работы _____

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

Рецензент _____

должность, Ф.И.О., подпись

« _____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: _____

подпись заверяющего лица

М.П.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)**

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

ВВЕДЕНИЕ

Приморский край как административно–территориальная единица России расположен в южной части Дальнего Востока. Граничит с Хабаровским краем, на западе и юго–западе – с КНР и КНДР, на востоке и юге омывается японским морем.

В данном дипломном проекте рассматривается строительство ПС 110/10 кВ «Приморский Бекон» для обеспечения электроэнергией ТОР «Михайловский» и подключение к сети Приморского края, включающей подстанции «Спаськ», «Дмитриевка», «Черниговка», «Ярославка».

Исходные данные для проектирования: данные по нагрузке трансформаторов подстанций «Спаськ», «Дмитриевка», «Черниговка», «Ярославка» (отчетная и нормированная ПТЭ и ожидаемая на перспективу с учетом выданных техусловий); схема сети Приморской энергосистемы; однолинейная схема подстанций «Спаськ», «Дмитриевка», «Черниговка», «Ярославка»; нагрузки и напряжения по подстанциям в контрольный день замеров на 2015 г.

Данная тема дипломного проекта очень актуальна на сегодняшний день, так строительство новой ПС «Приморский Бекон» обеспечит электроэнергией ТОР «Михайловский», что позволит строительство новых производственных комплексов.

Целью дипломного проекта является строительство новой ПС «Приморский Бекон» и ее подключение к существующей электрической сети 110 кВ.

В ходе дипломного проекта необходимо составить варианты схем электрической сети, и выбрать схему которая будет конкурентно способна по техническим и экономическим показателям по отношению к другим вариантам: первый – ПС «Ярославка», ПС «Дмитриевка», ПС «Черниговка», ПС «Приморский Бекон» питаются от ПС «Спаськ». ПС «Ярославка» соединена двухцепной линией с ПС «Спаськ», ПС «Черниговка», ПС «Дмитриевка», ПС «Приморский Бекон» – отпайками к двухцепной линии; второй :ПС «Ярославка», ПС «Дмитриевка», ПС «Черниговка», ПС «Приморский Бекон»

питаются от ПС «Спаск». ПС «Ярославка» соединена двухцепной линией с ПС «Спаск», ПС «Черниговка», ПС «Дмитриевка. – отпайками к двухцепной линии, ПС «Приморский Бекон» соединена двухцепной линией с ПС «Спаск»; Из двух вариантов подключения сети выбирается наиболее конкурентно-способный вариант.

В ходе проектирования подстанций ПС «Приморский Бекон необходимо решить следующие задачи:

- 1) определение сечения проводов ВЛ 110 кВ;
- 2) механический расчёт проектируемой воздушной линии, на примере ВЛ 110 кВ «Приморский Бекон – Спаск»;
- 3) выбор числа и мощности силовых трансформаторов и главных электрических схем подстанций;
- 4) выбор и проверка основного электрооборудования 110 и 10 кВ для подстанции «Приморский Бекон»;
- 5) проектирование защитных заземлений ОРУ 110 кВ и систем молниезащиты ПС «Приморский Бекон»;
- 6) расчёт надежности ПС «Приморский Бекон»;
- 7) определение необходимых объёмов релейной защиты и автоматики, расчёт уставок основных защит трансформаторов на подстанции «Приморский Бекон».

В экономической части дипломного проекта выполнен расчёт экономически выгодных вариантов предлагаемого проекта сети 110 кВ, определены затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта.

В разделе охраны труда и БЖД рассматриваются вопросы безопасности проведения работ при строительстве ВЛ 110 кВ и подстанций 110/10 кВ, пожарной безопасности на них

1.1 Характеристика района размещения ПС «Приморский Бекон»

1.1.1 Климатические условия района размещения ПС «Приморский Бекон».

Приморский край как административно–территориальная единица России расположен в южной части Дальнего Востока. Граничит с Хабаровским краем, на западе и юго–западе – с КНР и КНДР, на востоке и юге омывается японским морем.

Приморье занимает территорию в 165,9 тыс. кв. км. Столица–город Владивосток. В крае 12 городов краевого подчинения и 25 сельских районов.

Промышленный комплекс является наиболее развитой частью экономики Приморья. Он дает почти треть валового и регионального продукта. Основой экономики края являются богатые природные ресурсы как континентального, так и океанического характера.

Климат Приморья – муссонный. Зима хотя и короче, чем в других частях Дальнего Востока, но холодная и малоснежная. Средняя температура января – 20 , а на морском побережье –12 . Летом на равнинах средняя температура +20 , а на побережье +12–16 .

Для зимней рекреации рекомендуются территории, удаленные от береговой полосы, расположенные на пересеченной местности с ослабленным ветровым режимом и устойчивым залеганием снежного покрова.

В летний период наиболее благоприятные погодные условия характерны для континентальных районов: приханкайских, западных приамурских, нейтральных и южных. Проектируемая нами ПС «Приморский Бекон находится на юге Приморского края.

Климатические характеристики этих районов все же не могут быть признаны оптимальными из–за частой повторяемости душных погод. В околополуденные часы температура воздуха может превышать 30 градусов. Цельсия при практически полном отсутствии ветра. В такие дни необходимо

учитывать возможность перегревания организма человека.

Для южных районов Приморского края изнуряющая жарка характерна духота, что, естественно, резко увеличивает длительность периода с биологически активной солнечной радиацией, до 250 дней. Максимальное число их приходится на март, сентябрь и октябрь, минимальное на июнь и июль, что отрицательно сказывается на возможности проведения отдыха и лечения у моря.

Характеристика ландшафтов включает оценку их привлекательности, экзотичности, комфортности природных условий и сохранности. В Приморском крае выделяется 4 группы ландшафтов.

Важнейшим ресурсом территории традиционного природопользования (ТПП), несомненно являются леса, выполняющие роль хранителя и создателя практически всех биологических ресурсов региона. Высокая сохранность леса определяет наличие значительных по разнообразию и объему древесных лесных ресурсов.

В горно–лесных районах преобладают бурые лесные и буротаёжные подзолистые и неподзолистые почвы. Для равнин характерны буроподзолистые и лугово–бурые оподзоленные почвы, в долинах рек – аллювиальные почвы. Под сельскохозяйственные культуры используются главным образом плодородные почвы низменностей и речных долин.

В южных районах снежный покров неустойчив. С приближением весны, уже в феврале, солнце и ветер быстро «съедают» снег, разрушают лед.

На рисунке 1, показано географическое положение Приморского края.



Рисунок 1 – Географическое положение

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. Сведены все необходимые характеристики района в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда, мм	18
Низшая температура воздуха, С	-20
Высшая температура воздуха, С°	+21

1.2 Характеристика существующей схемы электроснабжения

Питающей станцией на участке ПС «Ярославка», ПС «Черниговка», ПС «Дмитриевка» является ПС «Спаск».

Характеристики подстанции ПС «Спаск».

1. На подстанции установлены: два автотрансформатора типа: АТДЦТН–125000/220/110, $S_{\text{ном1}}=125$ МВ·А и два трехобмоточный трансформатор типа ТДТН –80000/110, $S_{\text{ном}} = 80$ МВ·А;
2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 35 и 10 кВ;
3. Распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ);
4. ОРУ 110 кВ ПС «Спаск», выполнено по схеме – двух секционированная система сборных шин с обходной системой шин от ОРУ 110 кВ отходят пять ВЛ 110 кВ, питание данной ОРУ происходит по линии от ПГРЭС;
5. Распределительное устройство 10 кВ – закрытого типа.

Характеристики подстанции ПС «Дмитриевка»:

1. На подстанции установлены: два трансформатора: двухобмоточный трансформатор типа ТДН–10000/110, $S_{\text{ном}} = 10$ МВ·А и трехобмоточный трансформатор типа ТДТН–10000/110, $S_{\text{ном}} = 10$ МВ·А;
2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжении 10 кВ;
3. Распределительные устройства выполнены открытыми (ОРУ).
4. ПС «Дмитриевка» выполнена по схеме – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

Характеристики подстанции ПС «Черниговка»:

1. На подстанции установлены: два трансформатора: двухобмоточный трансформатор типа ТДН–10000/110, $S_{\text{ном}} = 10$ МВ·А и трехобмоточный трансформатор типа ТДТН–10000/110, $S_{\text{ном}} = 10$ МВ·А;
2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжении 10 кВ;
3. Распределительные устройства выполнены открытыми (ОРУ).

4. ПС «Черниговка» выполнена по схеме – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

Характеристики подстанции ПС «Ярославка»:

1. На подстанции установлены: два двухобмоточных трансформатора типа ТД–10000/35/6, $S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;

2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжении 10 кВ;

3. Распределительные устройства выполнены открытыми (ОРУ).

4. ПС «Парус» выполнена по схеме – два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.



Рисунок 2 – Существующая схема электроснабжения в районе проектирования ВЛ

1.4 Анализ существующих режимов

Электрическая сеть рассматриваемого района филиала ОАО «ДРСК» «Приморские электрические сети» включает в себя 4 ПС 110 кВ: «Спасск», «Дмитриевка», «Черниговка», «Ярославка».

Все ВЛ рассматриваемые в данной выпускной квалификационной работе, их протяжённость и места подключения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики рассматриваемых воздушных линий

ЛЭП		Длина, км	U, кВ	Марка провода
Начало	Конец			
1	2	3	4	5
Спасск	Ярославка	23,2/4,5/12,2	110	2хАС–185/2хАС–150/2хАС–120
Отп. Дмитриевка	Дмитриевка	0,18	110	2хАС–150
Отп. Черниговка	Черниговка	1,1	110	АС–150

По данным контрольных замеров выполним анализ установившихся режимов электрической сети в районе города Артём. В данной работе расчёт режима сети проводится при помощи программно–вычислительного комплекса RastrWin3.

Режим сети – это такое состояние системы, которое определено значениями мощностей электростанций, токов, напряжений, а так же других величин, которые характеризуют процесс производства, передачи и распределения электроэнергии. Для выполнения данного анализа необходимо подготовить исходную информацию. Данными для выполнения анализа являются параметры схемы замещения сети. Расчёт режима сети позволит максимально приблизиться к реальной ситуации в данному районе, и получить необходимые характеристики: перетечи активной и реактивной мощности, уровни напряжения, потери в элементах сети и т.д.

Для расчёта установившегося режима необходимы рассчитать параметры составляющих элементов сети. Данными параметрами являются: активное и индуктивное сопротивление, ёмкостная проводимость линии, активное и

индуктивное сопротивление трансформаторов, генерируемая активная и реактивная мощность источника питания и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (2)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

Реактивная проводимость воздушной линии.

$$B_{\text{вл}} = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (3)$$

где b_0 – удельное ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мСм/км.

Силовые трансформаторы в ПВК RastrWin3 вводятся сопротивлением каждой ступени трансформатора, а так же активной и реактивной проводимостью. Помимо этого необходимо указать коэффициенты трансформации идеализированных трансформаторов, которые не имеют сопротивления.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (4)$$

где $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{НН}}$ – соответственно напряжение высокой, низкой стороны силового трансформатора.

Для трёхобмоточного трансформатора необходимо рассчитать 3 коэффициента трансформации по формулам:

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}}, \quad (5)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}}, \quad (6)$$

где $U_{СН}$ –напряжение средней стороны силового трансформатора.

Третий коэффициент трансформации определяется аналогичным образом, как и для двухобмоточного трансформатора по формуле 4.

Схема замещения трёхобмоточного силового трансформатора изображена на рисунке 4.

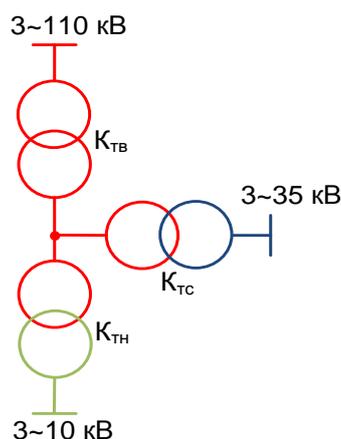


Рисунок 4 – Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

В таблицах 3 и 4 отображены исходные данные, которые были рассчитаны для расчёта исходного режима электрической сети. Нагрузки в узлах сети были взяты из ведомости контрольных замеров 2015 года.

Таблица 3 – Параметры узлов схемы замещения

Тип узла	№ узла	Название	$U_{НОМ}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , Мвар
1	2	3	4	5	6

Тр-р	14	17	Черниговка ВН – Черниговка ср.т. 1				1
Тр-р	17	23	Черниговка ср.т. 1 – Черниговка нн 1				0,09
Тр-р	17	16	Черниговка ср.т. 1 – Черниговка СН 1				0,378
ЛЭП	13	18	Отпайка Дмитриевка 1 – Дмитриевка тт1 ВН	0,04	0,08	0,5	
ЛЭП	12	19	Отпайка Дмитриевка 2 – Дмитриевка тт2 ВН	0,04	0,08	0,08	
Выкл	18	19	Дмитриевка тт1 ВН – Дмитриевка тт2 ВН				
Тр-р	18	25	Дмитриевка тт1 ВН – Дмитриевка тт1 ср.т.				1
Тр-р	19	21	Дмитриевка тт2 ВН – Дмитриевка тт2 НН				0,9
Выкл	20	21	Дмитриевка тт1 НН – Дмитриевка тт2 НН				
Выкл	15	23	Черниговка НН 2 – Черниговка нн 1				
ЛЭП	14	15	Черниговка ВН – Черниговка НН 2				0,09
Тр-р	25	20	Дмитриевка тт1 ср.т. – Дмитриевка тт1 НН				0,09
Тр-р	25	24	Дмитриевка тт1 ср.т. – Дмитриевка тт1 СН				0,318
ЛЭП	11	2	Отпайка Черниговка – Ярославка	6,8	14	89,9	

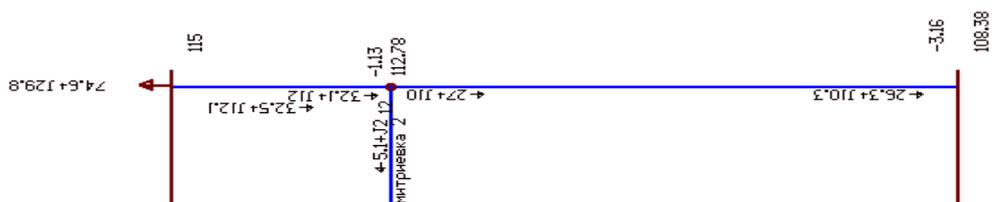


Рисунок 4 – Графическое изображение существующей сети с потоками мощности

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности качественного и надёжного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме включено все необходимое оборудование для осуществления наиболее экономичной передачи электроэнергии до потребителя.

В таблице 5 и 6 соответственно представлены рассчитанные данные о токах, протекающие по линиям электропередачи моделируемого участка сети, и отклонение напряжения в узлах электрической сети

Таблица 5 – Значения токов, протекающие по ЛЭП

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	2	3	4	5	6
13	11	АС-150	450	98	99
12	2	АС-185/ АС-120	390	89	93
11	14	АС-150	450	24	24
13	18	АС-150	450	42	42
12	19	АС-150	450	28	28
11	2	АС-185/ АС-120	390	75	77
1	12	АС-185/ АС-120	390	115	117
1	13	АС-185/ АС-120	390	141	140

Таблица 6 – Отклонение напряжения в узлах сети

№ узла	Название узла	$U_{ном}$, кВ	$U_{факт}$, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Спасск	115	115	0
2	Ярославка	110	110,68	1,87
11	Отпайка Черниговка	110	112,2	1,23
12	Отпайка Дмитриевка 2	110	113,4	0,73
13	Отпайка Дмитриевка 1	35	113,1	0,84

14	Черниговка ВН	110	112,2	1,24
15	Черниговка НН 2	10	10,1	1,24
16	Черниговка СН 1	35		
17	Черниговка ср.т. 1	110	112,2	1,24
18	Дмитриевка тт1 ВН	110	113,1	0,85
19	Дмитриевка тт2 ВН	110	113,5	0,73
20	Дмитриевка тт1 НН	10	10,2	0,85
21	Дмитриевка тт2 НН	10	10,2	0,73
23	Черниговка нн 1	10	10,1	1,24
24	Дмитриевка тт1 СН	35		
25	Дмитриевка тт1 ср.т.	110	113,1	0,85

Из результатов расчётов нормального режима эквивалента сети, производимого в данной выпускной квалификационной работе можно сделать вывод о хорошем состоянии электрической сети. Все линии в состоянии пропускать необходимый переток мощности. Реконструкция сети не требуется.

1.5 Выбор варианта сети

1.5.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети

На начальном этапе проектирования у нас есть существующая схема сети, к которой нам необходимо подключить проектируемую подстанцию и выбрать наиболее конкурентно способный вариант подключения. Спроектированный вариант должен быть наиболее выгодный по техническим и экономическим показателям, т.е. с технической стороны разработанный вариант должен осуществлять бесперебойность питания потребителей следовательно он должен быть надежным. Для повышения надежности схемы составляют из кольцевых и двухцепных участков сети.

Также надо отдать предпочтение простым схемам распределительных устройств подстанций с вытекающими последствиями, простота в эксплуатации, ремонте и т.д.

1.5.2 Отбор конкурентно–способных вариантов

Проведем по техническим показателям схемы сети следовательно по минимальному числу выключателей установленных на высокой стороне распределительного устройства, которое зависит от схемы распределительного устройства и числу отходящих линий от источника питания, а также по суммарной длине линий вариантов сети.

Типы распределительных устройств по проектируемой подстанции и подстанциям требующих реконструкции даны в таблице 4,5. Отбор конкурентно способных вариантов приведен в таблице 6.

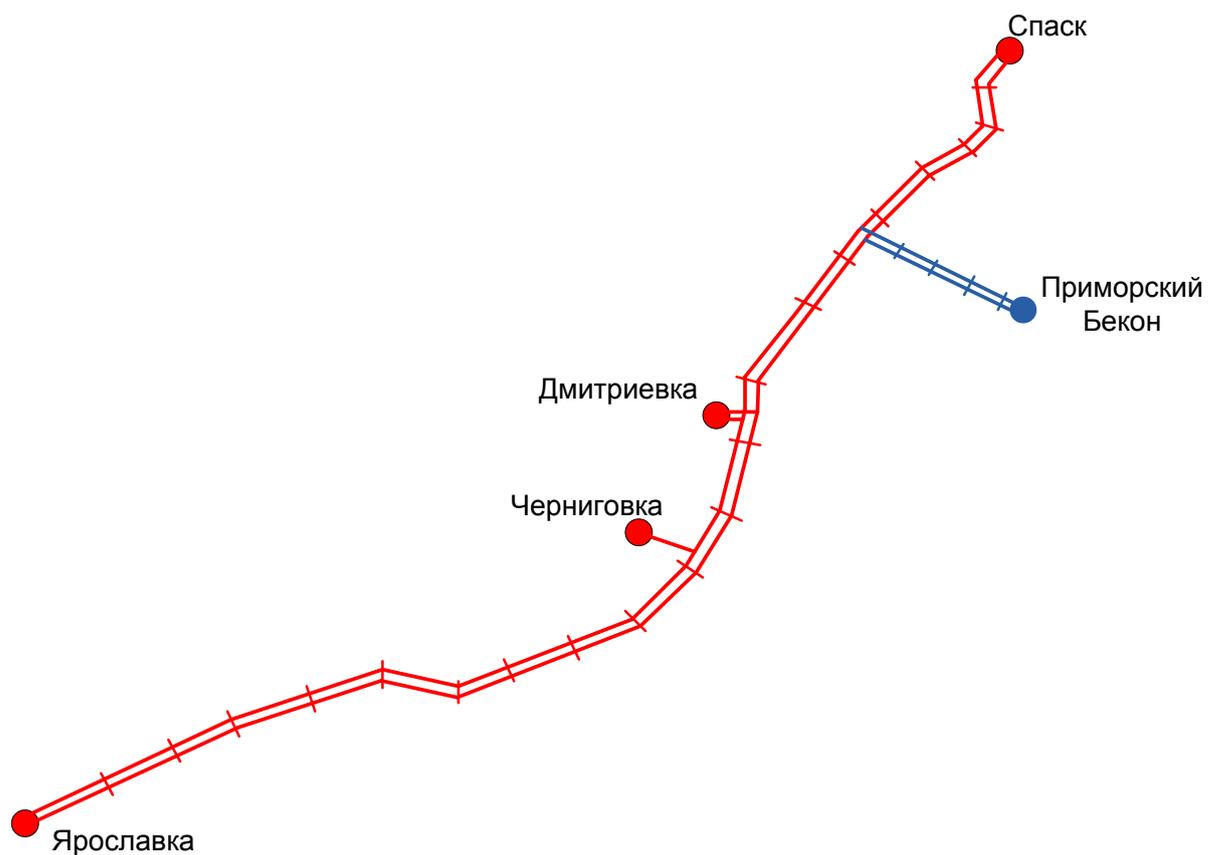


Рисунок 3 – Первый вариант схемы сети

Таблица 4 – Схемы распределительных устройств

ПС	Схема распределительного устройства на стороне ВН подстанции	Количество выключателей
ПС «Приморский Бекон»	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2

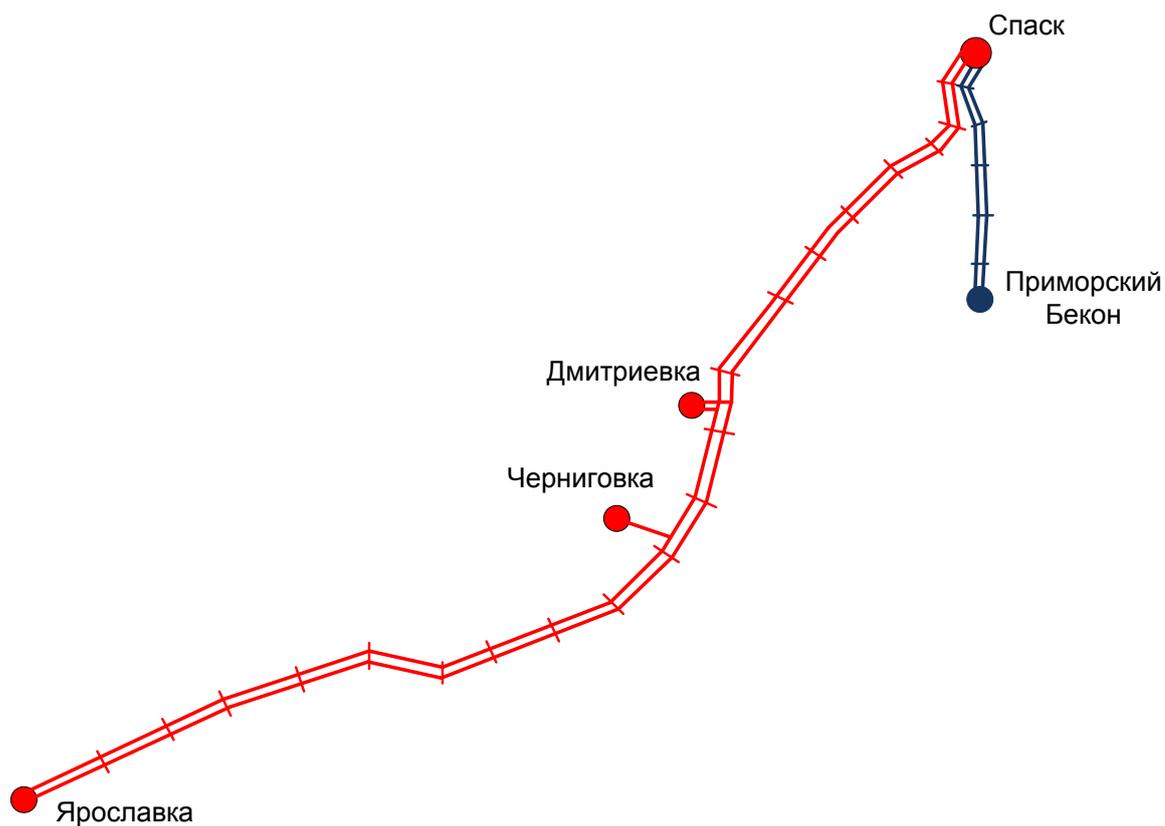


Рисунок 4 – Второй вариант схемы сети

Таблица 5 – Схемы распределительных устройств

ПС	Схема распределительного устройства на стороне ВН подстанции	Количество выключателей
ПС «Приморский Бекон»	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
ПС «Спаск»	Две несекционированные системы шин	2

Суммарные длины линий и количество выключателей необходимых для ввода с проектируемой подстанции показаны в таблице 6.

Таблица 6 – Отбор конкурентно-способных вариантов

Вариант	1	2
Длина линий, км	2х3	2х11
Выключатели, шт	2	4

Из таблицы 6 видно, что схема сети 1 варианта превосходит 2 вариант по суммарным длинам линии и числу выключателей, но второй вариант сети имеет более надежную схему соединения, а также надежные и удобные схемы распределительных устройств с высокой стороны подстанций.

2.3 Разработка перспективного варианта схемы

В проекте расчеты всех режимов сети производятся с помощью программно–вычислительного комплекса (ПВК) RastrWin3.

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности качественного и надёжного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме включено все необходимое оборудование для осуществления наиболее экономичной передачи электроэнергии до потребителя.

В таблицах 5 и 6 представлены основные параметры узлов и ветвей соответственно, необходимые для расчета режима.

Таблица 3 – Параметры узлов схемы замещения

Тип узла	№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{н}}$, МВт	$Q_{\text{н}}$, Мвар
1	2	3	4	5	6
База	1	Спаск ВН	110	34	13,7
Нагр	2	Ярославка ВН	110	29,3	14,6
Нагр	3	Отпайка ПримБекон 1	110		
Нагр	6	Отпайка ПримБекон 2	110		
Нагр	7	ПримБекон ТТ1 ВН	110		
Нагр	8	ПримБекон ТТ1 НН	10	11	4,4
Нагр	9	ПримБекон ТТ2 ВН	110		
Нагр	10	ПримБекон ТТ2 НН	10	10	4
Нагр	11	Отпайка Черниговка	110		

Нагр	12	Отпайка Дмитриевка 2	110	8,5	3,4
Нагр	13	Отпайка Дмитриевка 1	110	5,1	2,0
Нагр	14	Черниговка ВН	110		
Нагр	15	Черниговка тт 2 НН	10	1,7	0,6
Нагр	16	Черниговка тт 1 СН	35		
Нагр	17	Черниговка тт1 ср.т.	110		
Нагр	18	Дмитриевка тт1 ВН	110		
Нагр	19	Дмитриевка тт2 ВН	110		
		Дмитриевка тт1 НН	10	5,1	2
Нагр	20	Дмитриевка тт2 НН	10	8,5	3,4
Нагр	21	Черниговка тт 1 НН	10	2	0,8
Нагр	22	Дмитриевка тт1 СН	35		
Нагр	23	Дмитриевка тт1 ср.т.	110		

Таблица 4 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R, Ом	X, Ом	B, Ом	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	9
ЛЭП	1	3	Спасск – Отпайка ПримБекон 1	1,9	4,8	32,2	
ЛЭП	3	13	Отпайка ПримБекон 1 – Отпайка Дмитриевка 1	2,4	4,7	30	
ЛЭП	1	6	Спасск – Отпайка ПримБекон 2	1,9	4,8	32,2	
ЛЭП	6	12	Отпайка ПримБекон 2 –	2,3	4,5	29	

			Отпайка Дмитриевка 2				
Выкл	7	9	ПримБекон ТТ1 ВН – ПримБекон ТТ2 ВН				
Выкл	8	10	ПримБекон ТТ1 НН – ПримБекон ТТ2 НН				
Тр-р	7	8	ПримБекон ТТ1 ВН – ПримБекон ТТ1 НН				0,09
Тр-р	9	10	ПримБекон ТТ2 ВН – ПримБекон ТТ2 НН				0,09
ЛЭП	13	11	Отпайка Дмитриевка 1 – Отпайка Черниговка	2,9	6,1	39,2	
ЛЭП	12	2	Отпайка Дмитриевка 2 – Ярославка	10,5	20,3	129,3	
ЛЭП	3	7	Отпайка ПримБекон 1 – ПримБекон ТТ1 ВН	0,6	1,26	8,1	
ЛЭП	6	9	Отпайка ПримБекон 2 – ПримБекон ТТ2 ВН	0,6	1,26	8,1	
ЛЭП	11	14	Отпайка Черниговка – Черниговка ВН	0,2	0,5	3,0	
Тр-р	14	17	Черниговка ВН – Черниговка ср.т. 1				1
Тр-р	17	23	Черниговка ср.т. 1 – Черниговка нн 1				0,09
Тр-р	17	16	Черниговка ср.т. 1 – Черниговка СН 1				0,378
ЛЭП	13	18	Отпайка Дмитриевка 1 – Дмитриевка тт1 ВН	0,04	0,08	0,5	
ЛЭП	12	19	Отпайка Дмитриевка 2 – Дмитриевка тт2 ВН	0,04	0,08	0,08	

Выкл	18	19	Дмитриевка тт1 ВН – Дмитриевка тт2 ВН				
Тр-р	18	25	Дмитриевка тт1 ВН – Дмитриевка тт1 ср.т.				1

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	9
Тр-р	19	21	Дмитриевка тт2 ВН – Дмитриевка тт2 НН				0,9
Выкл	20	21	Дмитриевка тт1 НН – Дмитриевка тт2 НН				
Выкл	15	23	Черниговка НН 2 – Черниговка нн 1				
ЛЭП	14	15	Черниговка ВН – Черниговка НН 2				0,09
Тр-р	25	20	Дмитриевка тт1 ср.т. – Дмитриевка тт1 НН				0,09
Тр-р	25	24	Дмитриевка тт1 ср.т. – Дмитриевка тт1 СН				0,318
ЛЭП	11	2	Отпайка Черниговка – Ярославка	6,8	14	89,9	

На рисунке 4 представлена схема рассматриваемого участка сети,
смоделированная при помощи ПК RastrWin3.

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности качественного и надёжного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме включено все необходимое оборудование для осуществления наиболее экономичной передачи электроэнергии до потребителя.

В таблице 5 и 6 соответственно представлены рассчитанные данные о токах, протекающие по линиям электропередачи моделируемого участка сети, и отклонение напряжения в узлах электрической сети

Таблица 5 – Значения токов, протекающие по ЛЭП

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно– допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	2	3	4	5	6
1	3	АС–185	510	184	185
3	13	АС–185/ АС–120	390	126	127
1	6	АС–185	510	185	186
6	12	АС–150/ АС–120	390	130	131
13	11	АС–150	450	103	104
12	2	АС–185/ АС–120	390	84	88
3	7	АС–150	450	59	59
6	9	АС–150	450	56	56
11	14	АС–150	450	24	24
13	18	АС–150	450	24	24
12	19	АС–150	450	47	47
11	2	АС–185/ АС–120	390	80	82

Таблица 6 – Отклонение напряжения в узлах сети

№ узла	Название узла	$U_{ном}$, кВ	$U_{факт}$, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
2	Ярославка	110	110,34	2,07

3	Отпайка ПримБекон 1	110	113,87	0,6
6	Отпайка ПримБекон 2	110	113,86	0,6
7	ПримБекон ТТ1 ВН	110	113,76	0,65
8	ПримБекон ТТ1 НН	10	10,24	0,65
9	ПримБекон ТТ2 ВН	110	113,76	0,65
10	ПримБекон ТТ2 НН	10	10,24	0,65
11	Отпайка Черниговка	110	112,07	1,39
12	Отпайка Дмитриевка 2	110	113	0,98
13	Отпайка Дмитриевка 1	110	112,99	0,98
14	Черниговка ВН	110	112,09	1,39
15	Черниговка НН 2	10	10,9	1,39
16	Черниговка СН 1	35		
17	Черниговка ср.т. 1	110	112,06	1,39
18	Дмитриевка тт1 ВН	110	112,99	0,98
19	Дмитриевка тт2 ВН	110	112,99	0,98
20	Дмитриевка тт1 НН	10	10,17	0,99
21	Дмитриевка тт2 НН	10	10,17	0,98
23	Черниговка нн 1	10	10,09	1,4
24	Дмитриевка тт1 СН	35		
25	Дмитриевка тт1 ср.т.	110	112,99	0,99

Из результатов расчётов нормального режима проектируемого эквивалента сети, производимого в данной выпускной квалификационной работе можно сделать вывод о хорошем состоянии электрической сети. Все линии в состоянии пропускать необходимый переток мощности и не требуют заены.

2.4 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение

Сечение – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линий увеличиваются затраты на сооружение линий и одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

Долгое время выбор сечений проводников осуществлялся по экономической плотности тока.

Данный метод был прогрессивным для своего времени, так как позволял учитывать при выборе сечения не только капитальные затраты на сооружение линий, но и стоимость потерь электроэнергии. Несмотря на указанные достоинства применение экономической плотности тока для выбора сечения воздушных линий приводит к ошибкам, поскольку следует из не вполне обоснованных допущений:

1. Выражение для $J_{\text{эк}}$ получено в предположении линейной зависимости капитальных вложений в линию от её длины. Линейная зависимость нарушается при переходе к массовому строительству воздушных линий на унифицированных опорах.

2. При выводе выражения для $J_{\text{эк}}$ использовалось допущение о непрерывности сечения. В действительности сечения изменяются дискретно.

3. Наибольший ток в линии $I_{\text{нб}}$ постоянен. Данное утверждение является ошибочным, т.к. разных линий наибольший ток разный.

Метод выбора сечений, свободный от указанных недостатков, получил название «метода экономических интервалов».

Экономические интервалы токовых нагрузок для выбора сечения провода определяются для различных стандартных сечений проводов воздушных линий 35–750 кВ. Строятся зависимости приведённых затрат на линию от тока $I_{\text{нб}}$. Для каждого сечения приведённые затраты можно переписать в следующем виде:

$$Z = (p_{\text{н}} + \alpha_{\text{э}})K + 3I_{\text{нб}}^2 r_{\text{л}} \tau \beta, \quad (11)$$

Как видно из выражения это квадратичные зависимости, и чем больше сечение, тем больше пологость парабол. Точка пересечения кривых определяет значение наибольшего тока $I_{\text{нб}}$, при котором приведённые затраты вариантов сечений равны.

При использовании экономических интервалов тока необходимо

уточнение понятия наибольшего тока линии. Сечения проводов надо выбирать по расчётной токовой нагрузке линии I_p , которая определяется по выражению:

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t, \quad (12)$$

где $I_{нб}$ – ток в линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сетей из расчёта режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания в максимум энергосистемы.

Экономические интервалы тока для выбора сечений проводов воздушных линий 35–750 кВ приведены в зависимости от напряжения, расчётной токовой нагрузки, района по гололёду, материала опор и количества цепей в линии. Таблица составлена для всех стандартных сечений проводов для четырёх регионов нашей страны.

Если расчётная токовая нагрузка превышает верхнюю границу интервала использования максимального сечения для данного напряжения, то надо рассмотреть варианты усиления сети

Если расчётная токовая нагрузка меньше нижней границы интервала применения минимального сечения данного напряжения, то необходимо сравнение с вариантом линии более низкого напряжения.

Экономические интервалы токов и мощностей подсчитаны для сечений, которые равны минимально допустимым по условиям короны или больше них. Поэтому проверять по условиям короны надо только воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря.

Сечения проводов воздушных линий необходимо проверить по допустимому нагреву в послеаварийном режиме

Алгоритм выбора сечений для вариантов сети 110 кВ следующий:

1. При помощи ПК RastrWin3 определяем токи, протекающие по выбранным нами линиям электропередачи;

2. По формуле (12) определяются расчётные токи, при условии, что $\alpha_i=1.05$, так как все нагрузки уже спрогнозированы на пять лет вперёд, $\alpha_T=1$, при $K_m=0.8$ – коэффициент попадания в максимум энергосистемы, $T_m=5500$ ч. – время использования максимума нагрузки в Приморской энергосистеме.

3. Согласно экономическим токовым интервалам определяем сечения линий.

Токи, протекающие по линиям электропередачи в перспективном режиме, представлены в таблице 11. По этим данным осуществляем выбор сечения проводов в соответствии с приведённой выше методикой. Расчёт сечения проводов для ЛЭП 110 кВ представлен в приложении В. Все расчётные данные заносим в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор сечений проводов

Участок	Расчётный ток, А	Марка провода	Длительно–допустимый ток при +20°C, А
1	2	3	4
ВЛ 110 кВ			
Отпайка ПримБекон 1 – ПримБекон 1	115	АС–150	450
Отпайка ПримБекон 2 – ПримБекон 2	117	АС–150	450

Можно сделать вывод, что при проверке на длительно допустимый ток все марки проводов выбраны правильно.

11.5.4 Выбор силовых трансформаторов

В данном дипломе на подстанциях для надежного электроснабжения потребителей устанавливаем по два трансформатора, мощность которых должна соответствовать условию $S_{\text{тр.ном}} \geq S_p / 34$.

Следовательно мощность трансформатора находится по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot K_{\text{опт}}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

S_p – расчётная мощность трансформатора;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов;

$K_{\text{опт}} = 0,7$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Соответственно после выбора трансформаторов необходимо произвести проверку, проверка осуществляется по коэффициентам/33/. K_n – коэффициент загрузки в нормальном режиме который определяется по формуле:

$$K_n = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}}{n \cdot S_{\text{тр.ном}}}; \quad (3)$$

И $K_{\text{п.а.}}$ – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{\text{п.а.}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}}{S_{\text{тр.ном}}}, \quad (4)$$

Проведем расчет для разработанного варианта сети.

Расчётная мощность трансформатора для ПС «Парус»:

$$S_2 = \frac{\sqrt{21^2 + 11,5^2}}{2 \cdot 0,7} = 16,77 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформатор ТРДН – 25000/110 /3, с. 146–148/.

Коэффициенты загрузки трансформаторов ПС «Приморский Бекон»:

$$K_{\text{загр}2} = \frac{\sqrt{21^2 + 11,5^2}}{2 \cdot 25} = 0,47;$$

$$K_{\text{п.а.2}} = \frac{\sqrt{21^2 + 11,5^2}}{25} = 0,93.$$

Рассчитанные коэффициенты лежат в допустимых пределах:

$$K_{\text{н1}} \leq 0,75; \quad K_{\text{п.а.1}} \leq 1,4.$$

Участок	Кол-во трансф. п, шт.	Марка трансформатора	Установленная мощность S_T , МВА	$K_{\text{н1}}$	$K_{\text{п.а}}$
1	2	3	4	5	6
Приморский Бекон	2	ТРДН – 25000/110	25	0,75	1,4

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называют всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземлёнными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю [17].

При возникновении короткого замыкания в электрической системе сопротивление цепи сильно снижается, что приводит к увеличению протекающих токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами исходного режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжения в системе. Протекание больших токов приводит к дополнительному нагреву токоведущих элементов и проводников выше допустимого уровня, которое особенно велико вблизи места КЗ. Кроме теплового действия, токи КЗ вызывают между проводниками сильные механические усилия, которые особенно велики в момент прохождения ударного тока. При недостаточной прочности проводников и их креплений они могут быть разрушены при КЗ.

При задержке отключения короткого замыкания может произойти нарушение устойчивости электрической сети, что является одним из наиболее опасных последствий короткого замыкания, так как оно отражается на работе всей системы.

Под расчётом электромагнитного переходного процесса обычно понимают вычисление токов и напряжений при заданных условиях. В зависимости от назначения такого расчёта находят указанные величины для заданного момента времени или находят их изменение в течение всего переходного процесса. При этом решение обычно производится для одной или нескольких точек схемы [19].

Расчёт токов КЗ производится для выбора и проверки проводников и электрических аппаратов на станциях и подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ, периодической составляющей тока КЗ в момент отключения, аperiodической составляющей тока КЗ в момент

отключения в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока [3].

Расчёт токов короткого замыкания будет производиться в модуле ТКЗ программно-вычислительного комплекса RastrWin3. Для выполнения данного пункта заполним необходимые таблицы, аналогично расчётам режимов электрической сети. Для расчёта реактивного сопротивления нулевой последовательности воспользуемся формулой:

$$X_0 = X_L \cdot k_0, \quad (16)$$

где X_L – реактивное сопротивление линии

k_0 – среднее значение отношения индуктивного сопротивления нулевой последовательности к индуктивному сопротивлению прямой последовательности

Значение k_0 для одноцепных линий со стальными заземлёнными тросами равняется 3 [15]. Для трансформаторов сопротивление нулевой последовательности остаётся неизменным и равно индуктивному сопротивлению ветви трансформатора.

При заполнении таблицы узлов несимметрии так же необходимо указать тип используемой нейтрали узла. В ПВК RastrWin3. В данном программном комплексе для обозначения глухозаземленной и эффективно-заземленной нейтрали используется значение «зак», для обозначения изолированной – «У». Составим таблицу узлов и ветвей несимметрии.

Таблица 18 – Таблица узлов несимметрии

№ узла	Название узла	Тип нейтрали	Номинальное напряжение
1	2	4	4
1	Спасск	зак	110
2	Ярославка	зак	110
3	Отпайка ПримБекон 1	зак	110
4	Отпайка ПримБекон 2	зак	110
5	ПримБекон ТТ1 ВН	у	110
6	ПримБекон ТТ1 НН	у	10
7	ПримБекон ТТ2 ВН	у	110
8	ПримБекон ТТ2 НН	у	10
9	Отпайка Черниговка	зак	110
10	Отпайка Дмитриевка 2	зак	110
12	Отпайка Дмитриевка 1	зак	110
13	Черниговка ВН	зак	110
14	Черниговка НН 2	у	10
15	Черниговка СН 1	у	35
16	Черниговка ср.т. 1	у	110
17	Дмитриевка тт1 ВН	зак	110
18	Дмитриевка тт2 ВН	у	110
19	Дмитриевка тт1 НН	у	10
20	Дмитриевка тт2 НН	у	10
21	Черниговка нн 1	у	10
22	Дмитриевка тт1 СН	у	35
23	Дмитриевка тт1 ср.т.	зак	110

Таблица 19 – Таблица ветвей несимметрии

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	X, Ом	X ₀ , Ом	Кт/г
1	2	3	4	5	6
ЛЭП	1	3	4,80	14,400	
ЛЭП	3	13	4,70	14,100	

ЛЭП	1	6	4,80	14,400	
ЛЭП	6	12	4,50	13,500	
Выкл	7	9			
Выкл	8	10			
Тр-р	7	8	55,90	55,900	0,090
Тр-р	9	10	55,90	55,900	0,090
ЛЭП	13	11	6,10	18,300	
ЛЭП	12	2	20,30	60,900	
ЛЭП	3	7	1,26	3,780	
ЛЭП	6	9	1,26	3,780	
ЛЭП	11	14	0,50	1,500	
Тр-р	14	17	142,00	142,000	1,000
Тр-р	17	23	82,00	82,000	0,090
Тр-р	17	16			0,318
ЛЭП	13	18	0,08	0,240	
ЛЭП	12	19	0,08		
Выкл	18	19			
Тр-р	18	25	210,00	210,000	1,000
Тр-р	19	21	139,00	139,000	0,090
Выкл	20	21			
Выкл	15	23			
Тр-р	14	15	139,00	139,000	0,090
Тр-р	25	20	173,00	173,000	0,090
Тр-р	25	24			0,318
ЛЭП	11	2	14,00	42,000	

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания на примере ПС Шахтовая. Расчёт токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай КЗ. Узлами для токов короткого замыкания выберем первую и вторую шины ВН, а так же шины НН данной ПС.

При расчёте токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны Артёмовской ТЭЦ используется расчётные данные о токах короткого замыкания с учётом перспективы.

Подробный расчёт токов короткого замыкания проводим для узла 8.

При помощи ПК RastrWin3 находим периодическую составляющую тока короткого замыкания в начальный момент времени. Значение тока составляет 5.3177кА.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-T_{ов}}{T_a}}, \quad (17)$$

Где $I_{по}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА;

$T_{ов}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (в настоящей работе $T_{ов} = 0,06$ с);

T_a – постоянная времени, с.

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p}, \quad (18)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом;

R_p – результирующее активное сопротивление для точки короткого замыкания, Ом;

ω – угловая частота (314 рад/с).

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению. Примем $T_a = 0,2$ с.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right), \quad (19)$$

Рассчитаем по формуле 17 апериодическую составляющую тока:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 3,115 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,219 \text{ кА.}$$

По формуле 19 рассчитаем значение ударного тока:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,115 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}}\right) = 9,44 \text{ кА.}$$

Аналогично проводится расчёт токов короткого замыкания следующих ПС: «Западная», «Артёмовская», Шахтовая». Результаты расчёта сведём в таблицу 20. Подробный расчёт токов КЗ представлен в приложении Г.

Таблица 20 – результаты расчётов токов прямой последовательности

Расчётный узел короткого замыкания	Вид короткого замыкания	$I_{пп}$, кА	$I_{ат}$, кА	$I_{уд}$, кА	$I_{оп}$, кА	I_0 , кА
1	2	3	4	5	6	7
8	Трёхфазное	18,8271	19.725	51.953	—	—
	Двухфазное	9,4135	9.862	25.976	9,4135	—
	Однофазное	6,7332	7.054	18.58	6,7332	6,7332
	Двухфазное на землю	13,044	13.666	35.994	5,7822	7,2626
7	Трёхфазное	5,3177	5.571	14.674	—	—
	Двухфазное	2,6589	2.786	7.337	2,6589	—
	Однофазное	2,3055	2.415	6.362	2,3055	2,3055

	Двухфазное на землю	4,3073	4.513	11.886	1,0104	3,2968
10	Трёхфазное	18,8271	19.725	51.953	—	—
	Двухфазное	9,4135	9.862	25.976	9,4135	—
	Однофазное	6,7332	7.054	18.58	6,7332	6,7332
	Двухфазное на землю	13,044	13.666	35.994	5,7822	7,2626
9	Трёхфазное	5,3177	5.571	14.674	—	—
	Двухфазное	2,6589	2.786	7.337	2,6589	—
	Однофазное	2,3055	2.415	6.362	2,3055	2,3055
	Двухфазное на землю	4,3073	4.513	11.886	1,0104	3,2968

1.10 Релейная защита и автоматика на подстанции «Приморский Бекон»

1.10.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию в них, движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой /18/.

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к

которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

а) отключать трансформатор от всех источников питания при его повреждении;

б) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;

в) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора, выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания /34/. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении, как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме

того, в отдельных случаях на трансформаторах могут устанавливаться и другие виды защиты /1/.

4. РАЗРАБОТКА ОРУ 110 кВ ПОДСТАНЦИИ «ПРИМОРСКИЙ БЕКОН»

4.1 Выбор схемы ОРУ 110 кВ

В данном пункте рассмотрен выбор схемы соединений открытого распределительного устройства 110 кВ.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категорийность приемников электрической энергии;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы;
- экономичность принимаемого варианта;
- гибкость и удобство в эксплуатации;
- возможность расширения ОРУ в дальнейшем;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из всего описанного выше, а также согласно нормам и правилам приведенным в ПУЭ, принимаем для ОРУ 110 кВ типовую схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Схема ОРУ предоставлена на рисунке 7.

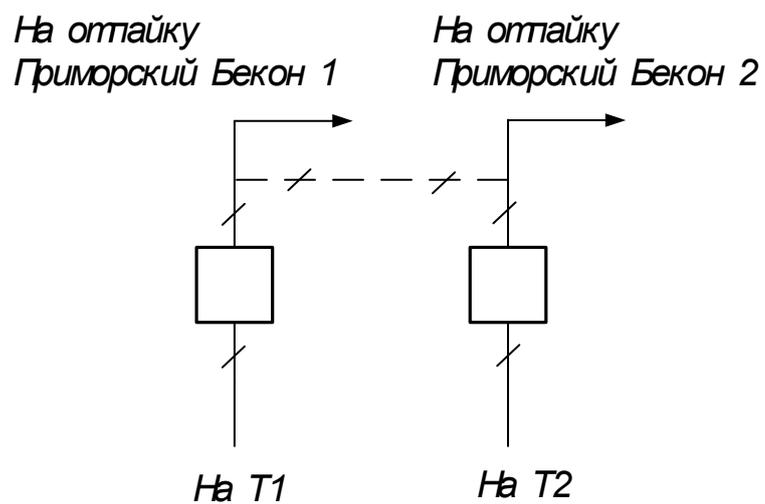


Рисунок 7 – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ «ОСИНОВАЯ РЕЧКА»

При проектировании или реконструкции электроэнергетических объектов выбор электрооборудования является важнейшим этапом, ведь от того, насколько правильно произведен выбор, зависит надежность всей станции или подстанции, а также бесперебойное электроснабжение потребителей.

Все элементы РУ электрической станции или подстанции должны надежно и сколь угодно долго работать в условиях нормальных режимов, и, помимо этого обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шинных, изолирующих конструкций и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным режимам, которые могут возникать в эксплуатации.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям нормального (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение. При проверке аппаратов и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид КЗ принимают трехфазное КЗ.

Кроме того, следует учитывать внешние условия работы оборудования (температурные показатели, загрязненность атмосферы, высоту над уровнем моря и т. д.), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной стойкостью и защищенностью. Для этой цели выше была приведена характеристика района расположения подстанции.

При выборе любого оборудования целесообразно применение устройств одного производителя для наилучшей их совместимости. Необходимо руководствоваться статистическими данными о надежности выбираемого оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также

о стоимости. Определяющим фактором является соответствие выбираемого оборудования выбранной схеме распределительного устройства.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 12. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Таблица 12 – Максимальные рабочие токи в ПС «Осиновая речка»

Номинальное напряжение, кВ	Максимальный рабочий ток, А
110	390
10	2021

4.1 Выбор выключателей

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 [21].

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; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасности; удобство транспортировки и обслуживания [15].

В данном дипломном проекте предусматривается установка вакуумных выключателей на средней и низкой стороне ПС, а на стороне ВН элегазовых выключателей. Вакуумные выключатели являются наиболее перспективными

при номинальных напряжениях 10 кВ.

По сравнению с масляными выключателями, вакуумные выключатели обладают высокими техническими характеристиками:

- большими значениями номинального напряжения и номинального тока отключения;
- высоким ресурсом по коммутационной и механической стойкости;
- минимум обслуживания;
- низкими эксплуатационными затратами;
- отсутствием загрязнения окружающей среды.

Выбор и проверка выключателей осуществляется по следующим параметрам:

- напряжению установки;
- длительному току;
- по включающей способности;
- по отключающей способности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости [23].

Условия выбора:

$$U_{\text{ном.эл.об}} \geq U_{\text{ном.эл.уст}}, \quad (33)$$

где $U_{\text{ном.эл.об}}$ – номинальное напряжение аппарата (электрооборудования);

$U_{\text{ном.эл.уст}}$ – номинальное напряжение электроустановки.

$$I_{\text{ном.эл.об}} \geq I_{\text{раб. макс}}, \quad (34)$$

где $I_{\text{раб. макс}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отк. ном}}. \quad (35)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{отк.ном}, \quad (36)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

β_n – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{зmin} + t_{св}, \quad (37)$$

где $t_{зmin}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{зmin} = 0,01$ с;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} I_{н0} \cdot e^{-\tau / T_a}, \quad (38)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Если условие $I_{н0} \leq I_{отк.ном}$ соблюдается, а $i_{ат} > i_{аном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по условию:

$$(\sqrt{2}I_{n0} + i_{a\tau}) \leq I_{отк.ном} \cdot (1 + \frac{\beta_n}{100}). \quad (39)$$

По включающей способности проверка производится по условиям:

$$i_y \leq i_{вкл}; \quad (40)$$

$$I_{n0} \leq I_{вкл}, \quad (41)$$

где i_y – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА.

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2}I_{n0} \cdot k_y, \quad (42)$$

где k_y – ударный коэффициент.

Выключатели проверяются также на электродинамическую и термическую стойкость.

Электродинамической стойкостью аппарата называют его свойство противостоять действию тока КЗ в течение первых нескольких периодов без механических повреждений, препятствующих его дальнейшей работе.

Заводы–изготовители характеризуют электродинамическую стойкость аппаратов номинальным током электродинамической стойкости, под которым следует понимать наибольший гарантированный заводом–изготовителем начальный ток КЗ, который аппарат выдерживает без механических повреждений. Гарантированные значения тока КЗ не должны быть превышены в течение сколь угодно малого времени. На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{n0} \leq I_{дин}; \quad (43)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (44)$$

где $I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Термической стойкостью аппарата называют его способность противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Термическую стойкость аппаратов заводы–изготовители характеризуют током термической стойкости и временем его прохождения.

Током термической стойкости аппарата называют периодический ток (действующее значение), установленный заводом–изготовителем на основании соответствующих тепловых расчетов и испытаний в качестве номинального параметра аппарата. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение времени термической стойкости. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \quad (45)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²·с;

$I_{мер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{мер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (46)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с.

Согласно ПУЭ время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в}, \quad (47)$$

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

$t_{отк.в}$ – полное время отключения выключателя, с.

Выбор выключателей необходимо провести в РУ 110 и 10 кВ. В качестве примера подробно разберем выбор выключателей на стороне 110 кВ. Сопоставление каталожных и расчетных данных для всех остальных выключателей сведем в таблицы ниже.

В настоящее время на класс напряжения 110 кВ и выше распространены элегазовые колонковые или баковые выключатели, ввиду высокой электрической прочности, а также высокой дугогасящей способности элегаза.

Первоначально принимаем для установки на ПС «Осиновая речка» элегазовый баковый выключатель марки ВЭБ–110–40/2500 У1.

Данный выключатель имеет пружинный привод и встроенный трансформатор тока.

Ток апериодической составляющей, номинальный:

$$I_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА.}$$

Ток апериодической составляющей в месте установки:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 3,61 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,254 \text{ кА.}$$

Ток термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки:

$$B_{к} = 3,61^2 \cdot (2,05 + 0,02) = 26,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ВЭБ–УЭТМ–110–40/2500 У1 приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры выбора выключателя ВЭБ–УЭТМ–110–40/2500 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500$ А	$I_{раб.маx} = 390$ А	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{по}^{(3)} = 3,61$ кА	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 22,63$ кА	$i_{а.т} = 0,254$ кА	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 102$ кА	$i_{уд} = 5,712$ кА	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по}^{(3)} = 3,61$ кА	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} = 5,712$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40$ кА	$I_{по}^{(3)} = 3,61$ кА	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² ·с	$B_{к} = 26,98$ кА ² ·с	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит, может быть принят к установке.

Для установки в КРУ 10 кВ принимаем вакуумный унифицированный выключатель марки ВВУ–СЭЩ–Э–10–31,5/2500 У2 с электро–магнитным приводом того же производителя.

Сопоставление каталожных данных ВВУ–СЭЩ–Э–10–31,5/2500 У2 с расчетными приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры выбора выключателя ВВУ–СЭЩ–Э–10–31,5/2500 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500$ А	$I_{раб.маx} = 2021$ А	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 31,5$ кА	$I_{по}^{(3)} = 18,44$ кА	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$

$I_{a.ном} = 14,03 \text{ кА}$	$i_{a.т} = 1,298 \text{ кА}$	$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,69 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 18,44 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,69 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 18,44 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 703,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбираем выключатель этой марки, так как он прошел проверку.

4.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный главным образом для создания видимого изоляционного промежутка в сети при проведении ремонтных работ, осмотров обесточенных участков и оперативных переключениях, с целью обеспечения безопасности персонала. Коммутации разъединителями в основном производятся при отсутствии тока, но допускается включать и отключать ток холостого хода трансформаторов и зарядный ток линий, токи нагрузки трансформаторов небольшой мощности, а также переключать электрические цепи под током при наличии замкнутой шунтирующей цепи. Разъединителями не допускается отключение цепи под нагрузкой, так как это приводит к возникновению устойчивой дуги, вызывающей КЗ между фазами.

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по максимальному рабочему току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;
- по конструкции;
- по условиям установки.

На ОРУ 110 кВ ПС «Осиновая речка» примем к установке

разъединители наружного исполнения типа РН–СЭЩ–110/1250 УХЛ1 производства ЗАО «Электрощит».

Сопоставление каталожных данных с расчетными для разъединителя РН–СЭЩ–110/1250 УХЛ1 представлены в таблице 16. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей.

Таблица 16 – Параметры выбора разъединителя РН–СЭЩ–110/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 390 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 26,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Продолжение таблицы 16

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,712 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Данный разъединитель прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке.

В установке разъединителей на стороне 10 кВ нет необходимости, поэтому выбор этих аппаратов для данного КРУ не производится.

4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока служат для подключения измерительных приборов и устройств защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выбор трансформаторов тока осуществляем следующим образом:

- по напряжению установки;
- по номинальному току, причем номинальный ток должен быть как

можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности измерения;

- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;
- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (48)$$

где $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2. \quad (49)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k. \quad (50)$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (51)$$

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{пр} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k. \quad (52)$$

Исходя из данного условия, можно найти минимальное сечение провода:

$$S_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}, \quad (53)$$

где γ – удельная проводимость материала провода, 54 м/Ом·мм² для меди;
 $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу:

$$l_{\text{расч}} = 2l, \quad (54)$$

где l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

При включении схемы в неполную звезду:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l. \quad (55)$$

При включении схемы в полную звезду:

$$l_{\text{расч}} = l. \quad (56)$$

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 18.

Таблица 18 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6–10 кВ	3–5
ОРУ 35 кВ	50–60
ОРУ 110 кВ	60–90

В качестве примера произведем подробный расчет для выбора трансформатора тока в линейной ячейке ОРУ 110 кВ. В баковые

выключатели встроены трансформаторы тока серии ТВГ–УЭТМ–110 кВ на различные номинальные токи и классы точности.

В таблице 19 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в данной ячейке.

Таблица 19 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Итого		10	9	10

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,4 - 0,01 = 0,79 \text{ Ом.}$$

Применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина согласно таблице 18 – 75 м, тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{75}{54 \cdot 1,15} = 1,21 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем кабель КРВГ сечением 2,5 мм².

Проверяем соответствие условию выбора трансформатора тока с учетом данного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{75}{54 \cdot 2,5} = 0,56 \text{ Ом};$$

$$R_2 = 0,56 + 0,4 + 0,01 = 0,97 \text{ Ом}.$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТВГ–УЭТМ–110–0,5–400/5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_n$
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,97 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 5,71 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 32,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

В КРУ 10 кВ принимаем к установке трансформаторы тока – ТОЛ–СЭЩ–10. Приборы в ячейках КРУ 10 кВ представлены в таблице 22.

Таблица 23 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ–4ТМ.02.2	2	0	2

Итого		12	9	12
-------	--	----	---	----

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ–СЭЦ–10–01–0,2/0,5S–30–2500/5–У 2 приведено в таблице 24. По результатам расчета для соединения с приборами принят медный контрольный кабель с резиновой изоляцией жил, с оболочкой из поливинилхлоридного пластиката, без защитных покровов КРВГ 2,5 мм².

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ–СЭЦ–10–01–0,2/0,5S–30–2500/5–У 2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2021 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,52 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 31,57 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 850,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Как видно из таблиц, все выбранные трансформаторы тока соответствуют необходимым условиям и могут быть приняты к установке.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [23].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (57)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Для примера подробно произведем выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ. Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Варметр	СВ3021	5	2	10
Итого				37,5

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2don} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \% , \quad (58)$$

где $\Delta U_{2don} = 0,5 \%$ – допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3}$ кВ – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}}, \quad (59)$$

$$I_2 = \frac{37,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,65 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,48 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,042 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение получилось меньше минимально допустимого согласно ПУЭ, поэтому примем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

Примем к установке на ОРУ 110 кВ трансформаторы напряжения индуктивные антирезонансные элегазовые серии ЗНГ–110 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ».

Основные особенности и преимущества данных ТН:

- трансформатор взрыво– и пожаробезопасен, так как в качестве главной изоляции применен инертный негорючий элегаз;
- каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключаящим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании;
- во всех уплотнительных соединениях применены сдвоенные уплотнения из специального полимерного материала, который, в отличие от резины, нечувствителен к воздействию низких температур и практически не подвержен старению;
- высокий класс точности вторичной обмотки для учета (0,2);
- отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции в течение длительного времени;
- возможность пломбирования выводов вторичной обмотки для учета

электроэнергии, что позволяет предотвратить несанкционированный доступ к цепям учета;

– трансформатор практически необслуживаемый, применение элегазовой изоляции с низким уровнем утечек, а также надежных, с большим сроком службы комплектующих практически исключают объем регламентных работ и обеспечивают работу без обслуживания в течение 20 лет при среднем сроке службы 40 лет [33].

Сопоставление каталожных и расчетных данных данного трансформатора напряжения с расчетными приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНГ–110 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 1000$ ВА	$S_{2\Sigma} = 37,5$ ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Аналогичным образом производится выбор трансформаторов напряжения на КРУ 10 кВ. Примем к установке в данных РУ трехфазную антирезонансную группу измерительных трансформаторов напряжения внутренней установки НАЛИ–СЭЦ–10 кВ.

Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблицах 28. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ–СЭЦ–10 кВ представлено в таблицах и 30 соответственно.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр	СВ3021	7,5	1	7,5

трехфазный				
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ–4ТМ.03М	2	7	14
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Итого				46,5

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ–СЭЦ–10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 46,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения выберем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

4.5 Выбор ошиновки

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ, так как распределительное устройство данного напряжения расположены на открытом воздухе [10].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 390 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС–150/19 с максимально допустимым током 450 А, расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (60)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода, для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{26,98}}{90} = 57,71;$$

$$57,71 \leq 150 \text{ мм}^2.$$

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников свыше 35 кВ.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [23].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (61)$$

где m – коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 – радиус провода 0,84, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,95 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (62)$$

где U – линейное напряжение на проводе, принимаем 115 кВ;

D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами 300 см оно равно 378 см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,84 \cdot \lg \frac{378}{0,84}} = 18,27 \text{ кВ/см.}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

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

$$19,55 \leq 29,66.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС–240/32 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

Произведем выбор гибкой ошиновки на ОРУ напряжением 35 кВ, так как распределительное устройство данного напряжения расположены на открытом воздухе [10].

Максимальный рабочий ток на стороне среднего напряжения

подстанции составляет 390 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС–240/32 с максимально допустимым током 605 А.

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (63)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода, для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{122,09}}{90} = 122,77;$$

$$122,77 \leq 240 \text{ мм}^2.$$

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

Так как проверка по условиям короны проводится для гибких проводников, начиная от 110 кВ, то для данного случая проверка не нужна.

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать пучок из нескольких проводов, скрученных по окружности в кольцах–обоймах. В качестве токопроводящих жил будем использовать 3 провода марки А–150. В качестве несущих проводов будем использовать 2 провода АС–150/19.

Проверим по суммарному допустимому току:

$$2021 \leq 2118 \text{ А.}$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{703,87}}{90} = 294,78 \text{ мм}^2.$$

Суммарное сечение токопровода больше минимально допустимого, а значит, соответствует данному условию.

На электродинамическую стойкость данный токопровод также проверять не будем, так как трехфазный ток короткого замыкания составляет 18,44 кА, что меньше требуемого условия (20 кА).

В ЗРУ 10 кВ приняты к установке ячейки КРУ–СЭЩ–70 производства ЗАО «Электрощит».

Основные конструктивные особенности КРУ СЭЩ–70:

- верхнее расположение сборных шин;
- одностороннее обслуживание;
- выдвижной элемент в средней части шкафа с выкатыванием на инвентарную тележку;
- фасадные двери, обеспечивающие локализацию аварии;
- заземляющий разъединитель с пружинной доводкой ножей;
- единый контур заземления;
- рама основания не требует специального нулевого цикла;
- возможность разделки до 12 кабелей в одном шкафу;
- двухступенчатая дуговая защита;
- простые шторки, автоматически закрывающиеся при выкатывании выдвижного элемента;
- возможность установки 2–х, 3–х и 4–х обмоточных трансформаторов тока с пломбированием цепей учёта;
- любой выключатель по желанию заказчика;
- удобный релейный шкаф, вмещающий любые схемные решения на микропроцессорах;
- специальный увеличенный релейный шкаф, позволяющий выполнить любую схему на электромеханике;
- все необходимые блокировки от неправильных действий персонала;
- каркас и большинство деталей из оцинкованной стали [27].

В КРУ 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка,

которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные изоляторы. Ошиновка в данных КРУ входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить необходимые расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно.

Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

- по длительно допустимому току;
- по току термической стойкости;
- по току электродинамической стойкости.

Результаты сравнения номинальных параметров с расчетными для шин в КРУ 10 кВ приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2021 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,69 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 703,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

4.6 Выбор ОПН

В отличие от разрядников, ОПН не имеют искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжения устанавливаются, в том числе, взамен вентильных разрядников всех типов [15].

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор, окончательный выбор.

а) Предварительный выбор ОПН

Расчетную величину рабочего напряжения ОПН определим по формуле:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (64)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на рисунке 16), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

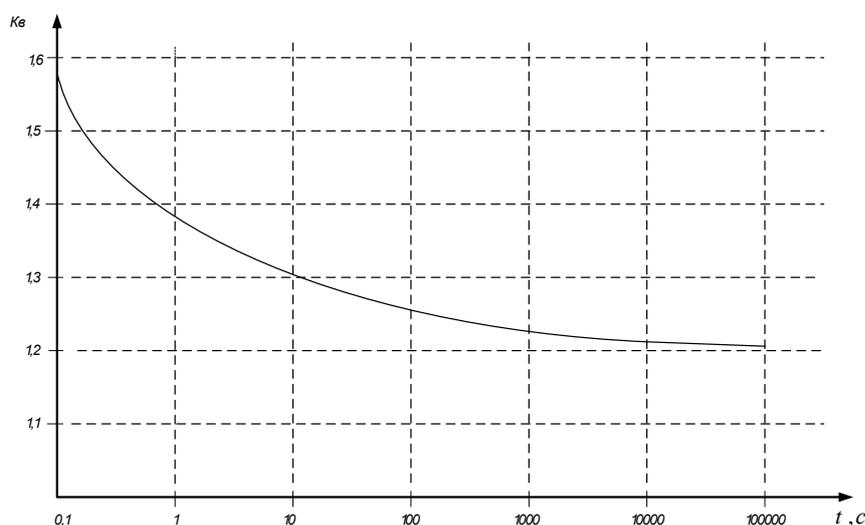


Рисунок 16 – График зависимости коэффициента, учитывающего величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты

Рабочее максимальное напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15U_{ном}$ – в сетях 35–220 кВ.

Выбираем ОПН на напряжение 110 кВ:

$$U_{max.раб} = 1,15U_{ном}; \quad (65)$$

$$U_{max.ном} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения, равного 110 кВ, на изоляцию не более

10 минут: $t = 10 \cdot 60 = 600$ с. Определим по графику $K_B = 1,24$.

$$U_{расч.ОПН} = \frac{126,5}{1,24} = 102 \text{ кВ.}$$

Не менее важным параметром, определяющим электрические характеристики ОПН, является величина импульсного тока I_K .

Если ОПН устанавливаем на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}. \quad (66)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} + \frac{Z_B}{b \cdot L_{II}}, \quad (67)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K ;

Z_B – волновое сопротивление линии;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$b = \frac{b_1 + w}{2}$ – расчетная частота;

b_1 – наименьшая из частот свободных колебаний системы;

w – частоты вынужденной ЭДС.

Ориентировочное значение тока для ОПН, из справочных данных, для напряжения 110 кВ ПС «Осиновая речка» равно: $I_K = 300 - 500$ А.

б) Окончательный выбор ОПН

При окончательном выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия. Энергия \mathcal{E} , поглощаемая ограничителем, вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \Psi U_{ост} \Psi \Psi \Psi n, \quad (68)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (69)$$

L – длина линии, км;

V – скорость распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Обычно принимается не энергия \mathcal{E} , а удельная энергоемкость \mathcal{E}^* :

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (70)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Для величины импульсного тока $I_K = 300-500$ А удельная энергоемкость принимает значение равное 2,3 кДж/кВ.

Время воздействия напряжения, равного 10 кВ, на изоляцию не более 10 минут: $t = 10 \Psi 60 = 600$ с. Определим по графику $K_B = 1,24$.

$$U_{расч.ОПН} = \frac{12}{1,24} = 9,68 \text{ кВ.}$$

Ориентировочное значение тока для ОПН, из справочных данных, для напряжения 10 кВ ПС «Осиновая речка» равно: $I_K = 100-250$ А.

Для величины импульсного тока $I_K = 100-250$ А удельная энергоемкость принимает значение равное 1,8 кДж/кВ.

Выбранные ОПН приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристики выбранных ОПН

Тип ОПН	ОПНп– 110/73/10/550 УХЛ1	ОПНп– 35/40,5/10/400 УХЛ1	ОПНп– 10/11,5/10/300 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	73	40,5	11,5
2) Номинальный разрядный ток, кА	10	10	10
Остающееся напряжение, кВ	180	103	30,1
3) Длина пути утечки, см	294	98	24
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	40	20	10
Выдерживаемый импульсный ток, кА	100	65	45
Максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2 мс, А	550	400	300
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кА, не менее	2,5	2,25	2,0

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «ОСИНОВАЯ РЕЧКА»

5.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию в них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой [15].

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

а) отключать трансформатор от всех источников питания при его повреждении;

б) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого

оборудования связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;

в) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора, выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита, или эти же защиты с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждении, как самого трансформатора, так и других элементов связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах могут устанавливаться и другие виды защиты [1].

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора подстанции «Осиновая речка» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

5.2 Продольная дифференциальная токовая защита

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и шунтирующих реакторов.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Перед началом расчета уставок определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.вн}}} \text{ А}, \quad (71)$$

где $S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{ср.ном.вн}}$ – номинальное напряжение среднего ряда соответствующей стороны, кВ.

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.нн}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.нн}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,64 \text{ А}.$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего.

На подстанции установлены трансформаторы тока: на стороне ВН – ТВГ–УЭТМ–110–0,5–400/5, на стороне СН – ТОЛ–СЭЩ–35–01–0,2/0,5S–30–600/5–У 2, на стороне НН – ТОЛ–СЭЩ–10–01–0,2/0,5S–30–2500/5–У 2.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{тт.вн} = \frac{400}{5} = 80;$$

$$K_{тт.сч} = \frac{600}{5} = 120;$$

$$K_{тт.нн} = \frac{2500}{5} = 500.$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{вн.2} = \frac{I_{ном.вн}}{K_{тт.вн}}, \quad (72)$$

где $I_{ном.вн}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{тт.вн}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{вн.2} = \frac{125,51}{80} = 1,569 \text{ А};$$

$$I_{сч.2} = \frac{390,1}{120} = 3,251 \text{ А};$$

$$I_{нн.2} = \frac{1374,64}{500} = 2,749 \text{ А}.$$

Необходимо проверить установленные трансформаторы тока на предельно допустимую кратность токов. Это можно выполнить через приведенную кратность токов следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{ном.т}} \cdot \frac{I_{кз.вн.тах}}{I_{ном.т}}, \quad (73)$$

где $I_{кз.вн.тах}$ – максимальный ток короткого замыкания, А.

$$K'_{вн} = \frac{400 \cdot 80}{125,51} = 254,96 \geq 3,107;$$

$$K'_{сн} = \frac{600 \cdot 120}{390,1} = 184,57 \geq 1,479;$$

$$K'_{нн} = \frac{2500 \cdot 500}{1374,64} = 909,33 \geq 1,470.$$

Таким образом, все выбранные трансформаторы тока проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб*} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}, \quad (74)$$

где $K'_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{пер} = 1,5$,

$$K''_{пер} = 2,5;$$

ε – полная относительная погрешность трансформатора тока, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{рег*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег*} = 0,02$;

$\Delta f_{выр*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч,
 $\Delta f_{выр*} = 0,02$.

$$I_{нб*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ следует выбрать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot K_{омс} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}), \quad (75)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{омс} = 1,1$.

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,261.$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения (K_{T1}) через $I_{T.расч}^*$ по формуле:

$$K_{m1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{т.расч}^*}; \quad (76)$$

$$K_{m1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3.$$

Сквозной ток для трансформаторов малой мощности принимается равным $I_{скв}^* = 3$. Как видно по формуле (74) коэффициент торможения оказался больше заданного в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{m1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{т.расч}^*}; \quad (77)$$

$$K_{m1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполнено для четвертой тормозной характеристики.

5.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности с тем, чтобы обеспечивалось резервирование при КЗ в трансформаторе.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз.мтз} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (78)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной нагрузке:

$$I_{р.мах.вн} = \frac{S_{ном} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{вн.ном}}; \quad (79)$$

$$I_{р.мах.вн} = \frac{25000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 87,86 \text{ А};$$

$$I_{сз.мтз.вн} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 87,86 = 241,62 \text{ А}.$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{ч.мтз} = \frac{I_{кз.вн}^{(2)}}{I_{сз.мтз.вн}}; \quad (80)$$

$$K_{ч.мтз} = \frac{3130}{241,62} = 12,95 > 1,5.$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени МТЗ (tDefHigh) отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимаем $t_{л.наиб} = 1,5$ с):

$$t_{сз.мтз} = t_{л.наиб} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}; \quad (81)$$

$$I_{сз2} = \frac{I_{сз.мтз} \cdot 100}{K_{мм} \cdot 5} = \frac{241,62 \cdot 100}{400 \cdot 5} = 12,08 \%. \quad (82)$$

5.4 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон трехобмоточного трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенью с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{сз.пер} = \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (83)$$

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

$$I_{сз.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 87,86 = 115,32 \text{ А.}$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток,

неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

5.5 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение [15].

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью $P_T > 6300$ кВА. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности допускающих это по конструкции независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

6 РАСЧЁТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ «ШАХТОВАЯ»

6.1 Расчёт заземления подстанции «Шахтовая»

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй, т.е. заземляться. Данным мероприятием называется защитное заземление электроустановки, и его целью является защита персонала от опасных напряжений прикосновения [15].

В электроустановках заземляются корпуса силовых трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, которое предназначено для создания нормальных условий работы оборудования или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтрали силовых трансформаторов и дугогасящих реакторов. Без рабочего заземления аппарат не сможет выполнить заданных ему функций, или же будет нарушен режим работы электроустановки [15].

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью искровых промежутков, разрядников, ограничителей перенапряжения, тросовых и стержневых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления возможно использование естественных и искусственных заземлителей. В качестве естественных заземлителей применяют металлические и железобетонные конструкции зданий, водопроводные трубы, имеющие электрическое соединение с землёй. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами. Расчёт заземления подстанции подразумевает расчёт стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Расчёт контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м [6].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 1,5), \quad (59)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (24,1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (30,5 + 1,5) = 908 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 20$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot R^2, \quad (60)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{\text{м.п}} = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (61)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{\text{т.с}} = \sqrt{\frac{7400^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 44,22 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}); \quad (62)$$

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln^3 T + b_{\text{к}} \cdot \ln^2 T + c_{\text{к}} \cdot \ln T + \alpha_{\text{к}}, \quad (63)$$

где $a_{\text{к}}, b_{\text{к}}, c_{\text{к}}, \alpha_{\text{к}}$ – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

T – время использования заземлителя. Примем равным 240 месяцам.

$$S_{\text{ср}} = 0,026 \cdot \ln^3(T) + 0,0092 \cdot \ln^2(T) + 0,0104 \cdot \ln(T) + 0,0224 = 0,784$$

;

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,784(20 + 0,784) = 51,175 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{м.п}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с}}; \quad (64)$$

$$314 \geq F_{\text{min}} \geq 95,4 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, следовательно, оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (65)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 908}{6} = 302,6 \text{ м}.$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (66)$$

$$m = \frac{302,6}{2 \cdot \sqrt{908}} - 1 = 4,022.$$

Принимаем: $m = 4$.

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{д}} = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (67)$$

$$L_{\text{д}} = \frac{\sqrt{908}}{4} = 7,53.$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (68)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{908} \cdot (4 + 1) = 301,3 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a \cdot l_{\text{в}}}, \quad (69)$$

где $l_{\text{в}}$ – длина вертикального электрода, равная 5 м;

a – расстояние между вертикальными электродами, равное 12 м.

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{908}}{\frac{12}{5} \cdot 5} = 10,044.$$

Принимаем: $n_{\text{в}} = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right), \quad (70)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_{\text{в}}/\sqrt{S_1}$. В данном случае

принимая равным 0,365 [8].

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{13}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (71)$$

где h_1 – глубина заложения заземлителя, м;

ρ_1, ρ_2 – удельное сопротивление верхнего (50 Ом·м) и нижнего (10 Ом·м) слоёв грунта соответственно;

h_1, h_2 – толщина верхнего и нижнего слоёв грунта соответственно, м.

$$h_{13} = l_{\text{в}} + h_3; \quad (72)$$

$$h_{13} = 5 + 1 = 6 \text{ м.}$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{6}{\frac{9}{50} + \frac{8}{10}} = 6,122 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 6,122 \cdot \left(\frac{0,365}{\sqrt{908}} + \frac{1}{301,3+10+5} \right) = 0,092 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}}, \quad (73)$$

где $I_{\text{м}}$ – ток молнии, кА. Принимаем равным 40 кА.

$$\alpha_{\text{н}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{908}}{(6,122+320) \cdot (40+45)}} = 1,277;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_{\text{н}} = R \cdot \alpha_{\text{н}} \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (74)$$

$$R_{\text{н}} = 0,092 \cdot 1,277 = 0,117 \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение не превышает допустимого значения, следовательно требования, предъявляемые ПУЭ, выполнены в полном объёме.

6.2 Расчёт молниезащиты подстанции «Шахтовая»

Здания и сооружения в зависимости от их назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения объектов, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, комбинированных, сетчатых. В данной работе будет рассматриваться установка стержневых молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на следующем свойстве молнии: это поражение наиболее высоких и хорошо заземлённых сооружений, которые проводят электрический ток. Благодаря этому, защищаемое сооружение, имеющее более низкую высоту по сравнению с молниеотводом, не будет поражаться молнией с высокой долей вероятности, если зона защиты молниеотвода будет полностью охватывать защищаемое оборудование. Зоной защиты молниеотвода считается пространство вокруг молниеотвода, которое обеспечивает защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определённой степенью надёжности. Наименьшей и

постоянной по величине степенью надёжности обладает поверхность зоны защиты, по мере продвижения внутрь зоны надёжность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надёжности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчёт молниезащиты объектов сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Зона рассматриваемого нами одиночного стержневого молниеотвода высотой менее 150 метров представляет собой конус.

Нормируется два вида зон:

1. Зона А – с надёжностью не менее 0,995;
2. Зона Б – с надёжностью не менее 0,95.

Возможное количество поражений молнией в год незащищённого объекта производится по формуле:

$$N = ((S + 6h) \cdot (L + 6h) - 7,7h^2)n \cdot 10^{-6}, \quad (75)$$

где S , L – соответственно, ширина и длина здания или сооружения, м;

h – наибольшая высота здания или сооружения, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 10 до 20 ч, следовательно, $n = 2$.

$$N = ((24,1 + 6 \cdot 6,5) \cdot (30,5 + 6 \cdot 6,5) - 7,7 \cdot 6,5^2) \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 0,004.$$

Так как $N < 1$, то принимаем зону защиты типа Б.

Выполним расчёт зоны защиты типа Б с надёжностью не менее 0,95.

Принимаем высоту молниеотвода равной 20 метрам

Тогда высота зоны защиты определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,92h; \quad (76)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5h; \quad (77)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.}$$

Защищаемым объектом является приёмный блок линии и силовой трансформатор. Рассчитаем зоны защиты для приёмного блока, в данном случае высота защищаемого объекта равна 6,5 метрам.

Рассчитаем зоны защиты между молниеотводами 1 и 2. Расстояние между ними составляет 24,1 м.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $h \leq L \leq 6h$:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 30 \text{ м.} \quad (78)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - 0,14(L - h); \quad (79)$$

$$h_{\text{сх}} = 18,4 - 0,14 \cdot (24,1 - 6,5) = 15,94 \text{ м.}$$

Радиус защиты защищаемого объекта определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{сх}} = r_0 \cdot (h_{\text{сх}} - h_x) / h_{\text{сх}}; \quad (80)$$

$$r_{\text{сх}} = 30 \cdot \frac{(15,94 - 6,5)}{15,94} = 17,76 \text{ м.}$$

Аналогичным образом рассчитаем зону защиты между молниеотводами 2–4. Подробный расчёт представлен в приложении Ж данной выпускной квалификационной работы.

Отметим зоны защиты молниеотводов на графическом листе 8 данной работы. Зоны защиты на уровне приёмного блока ВЛ–35 кВ так же охватывают силовые трансформаторы, установленные на данной подстанции. Следовательно, данные объекты входят в зону защиты на своём уровне и производить отдельный расчёт зон защиты на данном уровне не имеет необходимости.

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Развитие сети 35 кВ Приморского края в моем дипломном проекте представляет собой проектирование воздушной линии электропередач напряжением 35 кВ и реконструкцию подстанций напряжением 35/6 кВ «Парус», «Нефтебаза», «УАМР», «Астафьева». Проектируемая ВЛ 35 кВ предназначена для питания данных подстанций. Необходимость реконструкции возникла в связи с тем, что современное состояние проектируемой сети 35 кВ ПС «Широкая», ПС «Астафьева», ПС «УАМР», ПС «Парус», ПС «Нефтебаза» показывает, что действующая схема сети не позволяет обеспечить электроснабжение с требуемой степенью надёжности. Произошло масштабное старение электрической сетей 35 кВ, сеть исчерпала свой нормативный срок эксплуатации, имеет неудовлетворительное физическое состояние, требует реконструкцию.

4.1 Безопасность проекта

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ /18/, технику безопасности при строительном–монтажных работах в энергетике /2/ и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 35 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;

включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;

отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата,

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ–220 и ОРУ–110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются

контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м.

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок /18/.

Территория ОРУ и подстанции (ПС «Парус») ограждены внешним забором высотой 1,8 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ /6/, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в

электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухохранилища, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ.

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами /17/.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от

находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы /17/.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление. Так как в данный проект посвящен реконструкции сети 35 кВ и реконструкции подстанций «Парус», «Астафьева», «Нефтебаза», «УАМР» в связи с заменой устаревшего оборудования на новой, рассмотрим заземление ПС «Парус».

4.1.1 Расчет заземления ПС «Парус»

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 /23/.

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.

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

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 /7/.

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

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. Расчет заземления ПС «Парус» рассмотрен выше в пункте 1.11.1.

4.2 Экологичность проекта

Все проявления вредного влияния, которое оказывается на окружающую среду различными электротехническими объектами можно разделить на следующие группы.

Акустический шум.

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, ЛЭП и ПС. В последнее время в практике строительства и эксплуатации все чаще приходится сталкиваться с вопросами борьбы с шумом от подстанций, близких к жилым массивам. Источниками шума на ПС являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, воздушные выключатели. Снижение шума достигается специальным размещением ПС, применением шумозащитных перегородок /25/.

Изъятие из пользования земель под ЭС.

Для реализации проекта необходимо реконструкция ВЛ 35 и подстанций «Широкая», «Нефтебаза», «Парус», «УАМР», «Астафьева».

Во время строительства и эксплуатации ВЛ 35 кВ и ПС «Широкая», «Нефтебаза», «Парус», «УАМР», «Астафьева», при условии соблюдения всех

проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет.

Нарушение почвенно–растительного покрова при строительстве обусловлено устройством котлованов для заглубления опор ВЛ, под фундаменты ПЖЗ и тепловой стоянки, прохождением строительной техники.

В период эксплуатации ВЛ воздействие на почвенный покров будет оказываться только при выполнении профилактических и ремонтных работах. Но поскольку эти работы имеют эпизодический характер (2,3 дня в году) сколько–нибудь заметного вреда почвенному покрову они оказывать не будут /28/.

Использование земельных ресурсов в проекте обеспечивается изъятием земли в постоянное и временное пользование в соответствии с «Нормами отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ» (14278–т1) и «Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи» (Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г. Москва).

Место прохождения трассы проектируемой ВЛ 35 кВ и места расположения площадок под проектируемые ПС 35/6 кВ «Широкая», «Нефтебаза», «Парус», «УАМР», «Астафьева» выбраны с учетом минимального изъятия сельскохозяйственных угодий.

Сооружение энергетических объектов требует отчуждения значительных площадей. Для строительства всех сетей напряжением 35 кВ и выше под подстанции и опоры линий электропередачи отводится в среднем 0,1–0,2 га на каждый 1 МВт прироста нагрузки. Значительные площади занимают водохранилища ГЭС, определяющие более чем на 90% размеры изымаемой из пользования земли под все энергетические объекты /29/.

Воздействие ГЭС и ГАЭС на окружающую среду связано с сооружением плотин и водохранилищ. Это обстоятельство, кроме отчуждения больших площадей земли с их природными богатствами, сказывается на изменении ландшафта, уровня грунтовых вод, на переформировании берегов,

увеличении испарения воды и т. Д. При сооружении крупных водохранилищ ГЭС, кроме того, создаются условия для развития тектонической активности.

Земля, отводимая в постоянное пользование под ПС «Широкая», «Нефтебаза», «Парус», «УАМР», «Астафьева» и ВЛ 35 кВ должна быть восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметами на строительство.

4.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

4.3.1 Пожарная безопасность

В связи с тем, что на ПС «Парус», «Астафьева», «Нефтебаза», «УАМР» устанавливаются элегазовые выключатели уровень возникновения ЧС на ОРУ снижается. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно–технические мероприятия /5/.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение

материального ущерба от него /16/.

Противопожарная защита обеспечивается максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных, а также ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды; применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью; системами противодымной защиты; применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.); установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций; устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций; применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях /16/. Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 35 кВ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 кВ, подразделяется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону

горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ /16/.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП–10, газовые углекислотные ОУ–2, ОУ–5, ОУ–8, порошковые ОПС–10 и специальные огнетушители типа ОУБ /2, 5/.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений. Углекислотно–бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными

средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему /2/.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована /5/.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева /6/.

4.3.2 Защита от прямых ударов молнии

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. Необходимо защитить линейные (высота 7,5 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадут в зону защиты молниеотводов /7/.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных порталах. Высота молниеотвода на линейном портале – 18 метров. Защита подстанции «Парус» от прямого удара молнии осуществляется семью молниеотводами, установленными на отдельно стоящих конструкциях. Подробный расчет приведен в пункте 1.11.2.

В данном разделе рассмотрены вопросы обеспечения безопасности персонала, обслуживающего проектируемые объекты, снижения уровня влияния опасных и вредных факторов, загрязнения окружающей среды, предусмотрены меры для защиты от чрезвычайных ситуаций. Выполнены расчеты молниезащиты и защитного заземления подстанции «Парус».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассматриваемые ВЛ 35 кВ и подстанции 35/6 кВ спроектированы в соответствии с действующими нормами и правилами, выполнение которых обеспечивает безопасное обслуживание линий электропередачи 35 кВ и подстанций с высшим уровнем напряжения 35 кВ, включая правила взрыво- и пожаробезопасности.

Спроектированная линия 35 кВ «Парус – Широкая» выполнена на промежуточных одноцепных свободностоящих стальных опорах ПЗ5 – 1 и анкерных угловых одноцепных свободностоящих стальных опорах УЗ5–1+5 с подвеской проводов АС–95/16. Принимаем к установке изолятор ЛК – 70/35. Предусмотрены зажимы: поддерживающие–глухие и натяжные–болтовые. Фактические коэффициенты запаса прочности изоляторов и арматуры соответствуют нормам. Было выполнено проектирование электрической части подстанций 35/6 кВ «ПС «Астафьева», ПС «УАМР», ПС «Парус», ПС «Нефтебаза». ОРУ 35 кВ подстанций «ПС «Астафьева», ПС «УАМР», ПС «Парус», ПС «Нефтебаза» выполнено по схеме «мостика с выключателями в цепях линии». Рассчитали токи короткого замыкания и провели выбор коммутационной аппаратуры.

На подстанции «Парус» предусмотрено защитное заземление, выполненное в виде сетки, вертикальных и горизонтальных проводников. Также спроектирована система молниезащиты, выполненная семью молниеотводами. Также был произведен расчет надежности ПС «Парус».

В экономическом разделе дипломного проекта были рассчитаны эффекты, полученные в результате ввода нового сетевого объекта.

В разделе «Безопасность и экологичность» дипломного проекта рассмотрены вопросы электробезопасности на ВЛ 35 кВ и на ПС 35/6 кВ, перечислены мероприятия по её обеспечению. Определены мероприятия для обеспечения пожарной безопасности на подстанциях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.
2. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2-е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2002. – 319 с.
3. Гордон С.В. Сооружение линий электропередачи. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 432 с.
4. ГОСТ 27514–87. «Короткие замыкания в электроустановках»
5. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования Постановление Госстандарта СССР от 14.06.1991 N 875 ГОСТ от 14.06.1991 N 12.1.004–91 Государственные стандарты и другие документы.
6. ГОСТ 12.4.009–83 Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.– 24 с.
7. Заземления в сетях высокого напряжения. /Под ред. Карякина Р.Н. – М., Энергоатомиздат, 2002.
8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Москва: Энергоатомиздат, 1989.
9. Крюков К.П., Новгородцев Б.Н. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – Л.: Энергия, 1980. – 309 с.
10. Кожевников Н. Н., Чинакаева Н. С., Чернова Е. В.. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение. М.: Издательство МЭИ, 2000 г.
11. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы. Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. –

2003. – 256 с.

12. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.

13. Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2003.

14. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. РАО «ЕЭС России». СО 34.20.611–2003. М., 2003.

15. Надежность и эффективность сетей электрических систем. Веников В.А., Фокин Ю.А. – М.: Высш. шк., 1989. – 151 с.

16. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995.

17. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. – Министерство энергетики и электрификации СССР, Управление по технике безопасности и промышленной санитарии, М.: Энергоатомиздат, 1986.

18. Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.

19. Поспелов Г. Е., Федин В. Т. Электрические системы и сети. Проектирование: Учеб. пособие для вузов. Минск: «Высшая школа», 1988.

20. Ротачёв Ю. А. Релейная защита и автоматика: Учебно–методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун–т – Благовещенск, 2000.

21. РД 34.20.504 – 94 Типовая инструкция по эксплуатации ВЛЭП напряжением 35 – 800 кВ. М.: Служба передового опыта ОРГРЭС, 1996.

22. РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2001.

23. РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических

сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

24. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

25. СНиП 23–03–2003 «Нормы проектирования. Защита от шума».

26. Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. Ун–т, 2006.

27. СНиП 21–01–97* Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 N 18–7 СНиП от 13.02.1997 N 21–01–97* Строительные нормы и правила РФ.

28. 14278тм–т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38–750 кВ».

29. Справочник по проектированию линий электропередачи/М.Б. Вязьменский, В.Х. Ишкин, К.П. Крюков и др.: под ред. М.А. Реута и С.С. Рокотяна. – 2–е изд., перераб. и доп. – М., Энергия, 1980. – 296 с.

30. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/В.В. Ершевич, А.Н. Зейлингер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

31. Техника безопасности при строительном–монтажных работах в энергетике. Справочное пособие /Под ред. П.Н. Долина – М., Энергоатомиздат, 1990 – 544 с.

32. Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35–1150 кВ. – М.:НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.

33. Электрические системы. Электрические сети/В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2–е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1998. – 511 с.

34. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2002.

35. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. М.: Издательство МЭИ, 1998 г.

36. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. М.: Издательство МЭИ, 1998 г.

37. <http://amurstat.gks.ru/news/Lists/List/Attachments/86/new4.mht>

38. Федеральный закон от 24.07.2009 N 212-ФЗ (ред. от 03.12.2011) "О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования"