

Министерство науки и высшего образования 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 – «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Загородная филиала АО «ДРСК»
«Приморские электрические сети»

Исполнитель

студент группы 142об1

_____ Д.А. Лепшин

Руководитель

доцент

_____ А.Г. Ротачева

Консультант по разделу

безопасность и экологичность

канд.техн.наук, доцент

_____ А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

_____ Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Лепшина Дмитрия Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Загородная филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика Владивостокского района. 2 Основные технические решения 3. Расчет токов короткого замыкания. 4. Выбор оборудования. 5. Релейная защита и автоматика 6. Молниезащита и заземление. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Вариант подключения ПС Загородная 2. Схемы замещения и результаты расчетов ТКЗ и таблицы выбора оборудования 3. Однолинейная схема ПС Загородная 4. План и разрез ПС Загородная 5. Молниезащита и заземление ПС 110 кВ Загородная 6. Устройства РЗА ПС Загородная

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность Булгаков А.Б., канд.тех. наук, доцент

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 102 с., 8 рисунков, 34 таблиц, 128 формул, 33 источника.

СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

Целью данной бакалаврской работы является реконструкция подстанции Приморского края напряжением 110 кВ Загородная. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения существующих и планируемых потребителей, также заменить устаревшее советское оборудование на современное.

Актуальность работы заключается в том, что на подстанции Загородная установлено устаревшее оборудование, срок эксплуатационной службы которого вышел за свои пределы, поэтому необходимо реконструировать данную подстанцию, также в данном районе прогнозируется существенный рост электрической нагрузки потребителей.

В выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция подстанции Загородная Приморского края в связи с истекшим сроком службы основного оборудования и увеличением нагрузки. Разработана схема подключения подстанции Загородная, выбрано основное оборудование, рассчитана релейная защита, молниезащита и заземление, маслоприёмник.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика климата города Владивостока	9
1.1 Расчёт нагрузок электрической сети	10
2 Определение расчётных мощностей нагрузок	15
2.1 Выбор мощности трансформаторов	15
3 Расчет токов короткого замыкания	19
4 Выбор и проверка оборудования подстанции	26
4.1 Выбор распределительных устройств	26
4.2 Выбор и проверка выключателей	26
4.3 Выбор и проверка разъединителей	28
4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	28
4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	31
4.6 Выбор и проверка токоведущих частей	32
4.7 Выбор и проверка изоляторов	35
4.8 Выбор ОПН	37
4.9 Проверка ячеек КРУ 6 кВ	41
4.10 Выбор и проверка выключателей	43
4.11 Выбор и проверка разъединителей	43
4.12 Выбор и проверка трансформаторов тока	43
4.13 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	46
4.14 Выбор и проверка токоведущих частей	46
4.15 Выбор и проверка изоляторов	48
4.16 Выбор ОПН	49
4.17 Выбор и проверка ТСН	52
4.18 Выбор аккумуляторных батарей	53
4.19 Выбор системы оперативного тока	57

5	Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции	58
5.1	Проверка заземления подстанции	58
5.2	Расчет и проверка молниезащиты	63
6	Релейная защита и автоматика	67
6.1	Виды и типы релейной защиты подстанции Загородной	67
6.2	Релейная защита силового трансформатора	68
6.3	Автоматика отходящих присоединений 6 кВ	77
7	Технико-экономическое обоснование выбранного варианта реконструкции ПС Загородная	81
7.1	Капитальные вложения в подстанцию	81
7.2	Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек	82
7.3	Оценка экономической эффективности	85
8	Безопасность и экологичность	86
8.1	Безопасность	86
8.2	Экологичность	89
8.3	Чрезвычайная ситуация	96
	Заключение	98
	Библиографический список	99

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

СЭС – система электроснабжения;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в том, что реконструкция подстанции 110 кВ Загородная позволит распределить нагрузку более равномерно, заменить существующее устаревшее оборудование, снизить вероятность перегрузок и сбоев в городской электросети, а также повысить надежность электроснабжения для потребителей. Также проектирование подстанции позволит привлечь новые инвестиции, тем самым стимулировать развитие Владивостокском района Приморского края.

Существующая подстанция Загородная советского производства сдана в эксплуатацию в 1976 году, срок всего основного оборудования превысил срока эксплуатации, поэтому возникает необходимость замены всего основного оборудования подстанции Загородная на новое более современное оборудование.

Прежде чем приступить к реконструкции подстанции, необходимо разработать поэтапный детальный план строительства, включающий в себя выбор основных электротехнических решений, а также отвечающий условиям безопасного производства работ на период строительства и эксплуатации.

Целью данной бакалаврской работы является реконструкция ПС Загородная филиала АО ДРСК Приморские электрические сети, для повышения надежности. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения существующих и планируемых к строительству потребителей электрической энергии.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) анализ характеристики рассматриваемого района реконструкции ПС;
- 2) разработка и проработка технических решений;
- 3) расчет и анализ электрических нагрузок;
- 4) выбор числа и мощности силовых трансформаторов;
- 5) анализ выбранного варианта развития электрической сети.

Потребность в реконструкции подстанции Загородная заключается в

том, что согласно данным на технологическое присоединение новых потребителей в Владивостокском районе Приморского края, предполагается увеличение мощности потребителя в связи с этим необходимо реконструкция новой подстанции.

В данной выпускной квалификационной работе было использовано следующее лицензионное и свободное распространяемое программное обеспечение: Microsoft Office Excel 2010, Microsoft Office Visio 2010, RastrWin 3, MathType 6.0 Equation. Графическая часть представлена на 6 листах формата А1.

При замене основного оборудования, учитывающего климатические условия, проводится характеристика территориальных и климатических особенностей Приморского края в Владивостокском районе [22]. Владивостокский район, расположенный в Приморском крае России, обладает уникальными климатическими характеристиками и территориальными особенностями. Район находится на юго-востоке Приморья, на границе с КНР, и имеет выход к Японскому морю.

Климат района муссонный, с выраженной сезонностью: холодная зима с минимальными температурами до -30°C и частыми метелями, а также влажное лето с обильными осадками, достигающими 800–1000 мм в год, и высокой влажностью воздуха. Эти климатические особенности влияют на выбор оборудования ПС, которое должно быть устойчиво к обледенению, сильным ветрам (особенно в прибрежной зоне) и коррозии из-за высокой влажности и соленых морских бризов.

Значительное количество осадков и высокая водность рек повышают риск подтопления и размыва грунтов вблизи подстанций, что требует дополнительных мер по укреплению оснований и организации дренажных систем.

На рисунке 1, показано расположение Владивостокского района, в таблицу 1 внесены климатические условия [22].



Рисунок 1 – Расположение Владивостокского района

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	Западный, северо-западный
Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
Ветровой район	3
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
Район по гололеду	3
Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	- 45.4 °С
Средняя температура воздуха	+5,5
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
Глубина промерзания грунта	2,85 м
Число грозových часов в год	40 часов

Характеристики климатического района будут использованы в работе для выбора оборудования, проектирования молниезащиты и заземляющего устройства подстанции.

1.1 Расчёт нагрузок электрической сети

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были приняты из данных контрольных замеров на соответствующих ПС за 2018 - 2024 г. Максимальные нагрузки ПС были приняты из данных зимних контрольных замеров в часы максимумов нагрузок. Минимальные нагрузки ПС были приняты из данных летних контрольных замеров в часы минимума нагрузок.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок [27]. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных

характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС результат представлен в таблице 5.

По контрольному замеру нагрузка на ПС Загородной составляет 21,3 МВА.

Покажем пример расчета для ПС Загородной.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам [4]:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i ; \quad (1)$$

$$P_{cp} = \frac{1}{24} \cdot (23,1 \cdot 3 + 26,0 \cdot 6 + 23,5 \cdot 8 + 25,8 \cdot 7) = 19,2 \text{ МВт} ;$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i ; \quad (2)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{24} \cdot (9,0 \cdot 3 + 10,1 \cdot 6 + 9,2 \cdot 8 + 10,0 \cdot 7) = 7,2 \text{ МВАр} ;$$

где T – период;

P_i, Q_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям [4]:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} ; \quad (3)$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (23,1^2 \cdot 3 + 26,0^2 \cdot 6 + 23,5^2 \cdot 8 + 25,8^2 \cdot 7)} = 20 \text{ МВт} ;$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i}; \quad (4)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (9,0^2 \cdot 3 + 10,1^2 \cdot 6 + 9,2^2 \cdot 8 + 10,0^2 \cdot 7)} = 6 \text{ МВАр}.$$

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента [4].

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}); \quad (5)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}); \quad (6)$$

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}}; \quad (7)$$

где P_{max} , Q_{max} – максимальная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,96;

$$k_{\phi} = \frac{19,2}{18} = 1,1;$$

$$P_{\text{max}} = 19,2 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 24;$$

$$Q_{\text{max}} = 7,2 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 9,6.$$

Таблица 2 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар
ПС Загородная	24	19,2	20	9,6	7,2	8

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок.

По заявке технологического присоединения к ПС загородная планируется подключение 14 МВт.

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов с учетом суточного графика нагрузки (рисунок 2):

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} + P_{cp}^{пр} \cdot (1 + \varepsilon)^{T_{пр} - T_б}; \quad (8)$$

где $P^{баз}$ – средняя мощность за базовый год, принимаем 2024;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,04 [31];

$T_{пр}$ – прогнозируемое время, принимаем равным к 2029 г.

$T_б$ – базисное время, принимаем равным к 2024 г.

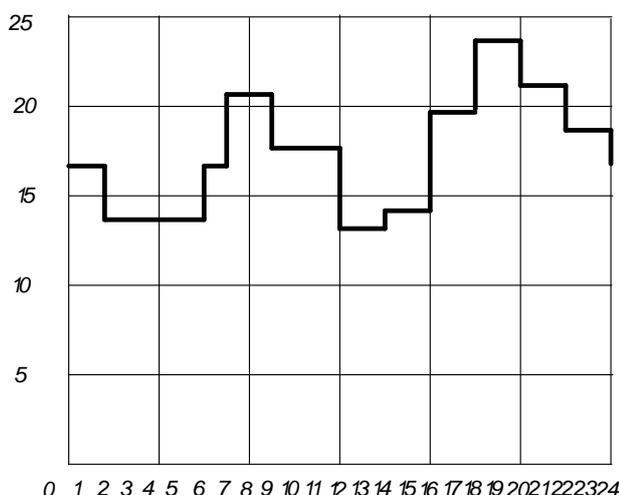


Рисунок 2 – Суточный график нагрузок подстанции Загородная

$$P_{ср.Загородная}^{прог} = 19,2 + 14 \cdot (1 + 0,0313)^{2029-2024} = 40,7 \text{ МВт};$$

$$Q_{ср.Загородная}^{прог} = 14,28 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 18,3 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются максимальная и эффективные мощности. Результаты спрогнозированных вероятностных характеристик нагрузки подстанции Загородная приведены в таблице 10.

Таблица 3 – Прогнозируемые мощности для ПС

Наименование подстанции	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	$P_{макс}$, МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	$Q_{макс}$, Мвар
ПС Загородная	40,7	41,4	49,6	18,3	18,8	21,4

Спрогнозированная нагрузка необходима для дальнейшего расчета режимов, параметров линий и трансформаторов, а также выбора оборудования на проектируемой подстанции.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК

2.1 Выбор мощности трансформаторов

Согласно действующим нормам, мощность трансформаторов понижающих подстанций рекомендуется выбирать таким образом, чтобы допустимая перегрузочная способность после отказа составляла 75-85 процентов, максимальная продолжительность пиковых часов не превышала шести часов в сутки в течении не более пяти суток [14].

Если в составе нагрузки подстанции присутствуют потребители первой категории, то необходимо установить не меньше двух трансформаторов. Для подстанций с напряжением 110 кВ, обеспечивающих электроснабжение потребителей второй и третьей категорий, допускается установка одного трансформатора с мощностью до 63 МВА при наличии в сетевом районе централизованного передвижного трансформаторного резерва, дающего возможность замены поврежденного трансформатора за время не более суток. Для того, чтобы определить мощность силовых трансформаторов, воспользуемся следующей формулой:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot K_3}; \quad (9)$$

где $P_{ср}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – среднее значение реактивной мощности в зимний период;

K_3 – коэффициент загрузки для двух трансформаторов принимается равным 0,7 [10].

n_{mp} - число установленных трансформаторов на подстанции.

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{40,7^2 + 18,3^2}}{2 \cdot 0,7} = 31,9 \text{ МВА.}$$

Для определения номинальной мощности трансформаторов используем расчётную мощность.

При проведении расчета получили значение $S_{тр}=31,9$ МВА. Подходящим будет трансформатор марки ТРДН-40-110-У1 [15]. В случае выхода из строя одного из трансформаторов, тот что остался в работе учитывая допустимые перегрузки сможет обеспечить всю нагрузку подстанции.

Проведём проверку трансформатора в нормальном режиме работы и послеаварийном используя коэффициент загрузки и аварийной перегрузки.

Расчёт производим по следующим формулам:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{ТНОМ}}; \quad (10)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{40,7^2 + 18,3^2}}{2 \cdot 40} = 0,56;$$

$$K_3^{ав} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТНОМ}}; \quad (11)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{40,7^2 + 18,3^2}}{40} = 1,11.$$

При нормальном функционировании двух трансформаторных подстанций, нагрузка на них должна быть не выше 70% от их номинальной мощности. Однако, в случае аварийного отключения одного из трансформаторов, допустимая нагрузка может достигать 140% от номинала. Расчеты показывают, что выбор номинальной мощности трансформатора был осуществлен правильно, т.к. коэффициенты загрузки находятся в требуемых пределах.

Анализ существующей схемы распределительного устройства ВН

ПС Загородная была выполнена по схеме два блока-4Н.

Так как ПС Загородная была подстанцией отпаечной, но планируется увеличение мощности подстанции, возникает необходимость переделать ее в транзитное исполнение.

Исходя из этого, можно выбрать схему РУ-110 – 5АН в качестве оптимального варианта «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [22].

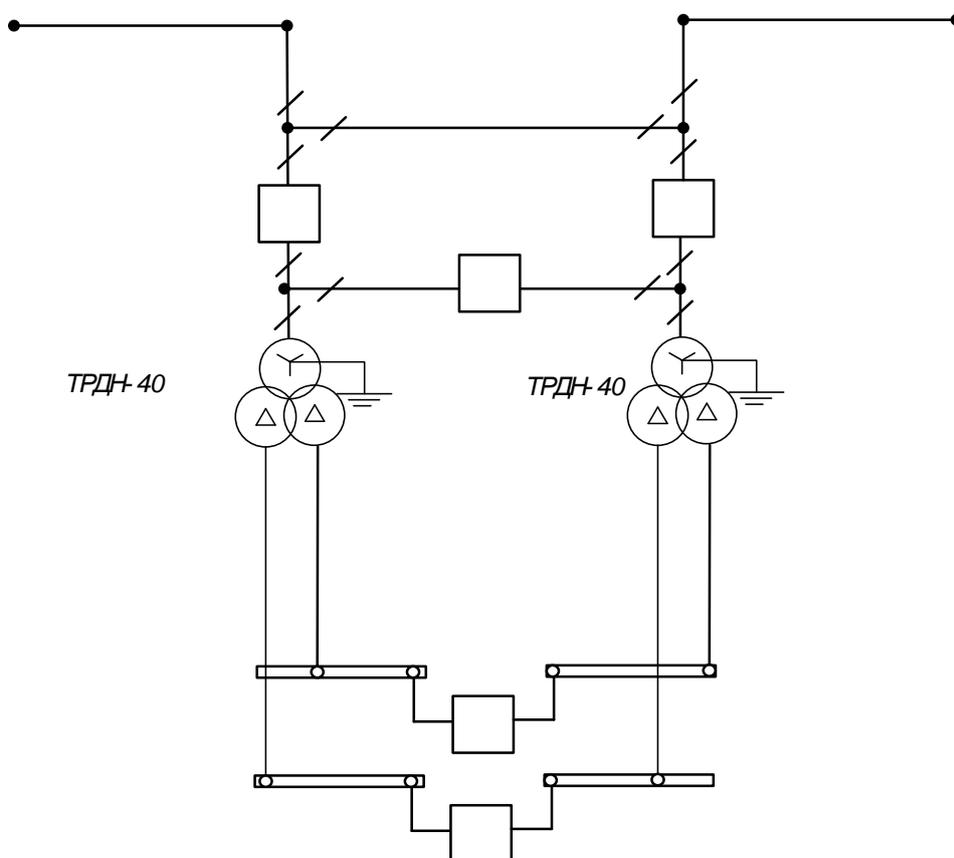


Рисунок 3 – Схема № 110 – 5АН « Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»

Проверка существующей линии электропередачи

На существующей подстанции установлены провода АС 240/32, произведём проверку данного провода.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях [1]:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (12)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП, [6]:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (13)$$

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

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Для воздушных линий 110 – 220 α_t принимается равным 1,05.

Выберем сечение ВЛ для стороны высшего напряжения.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{40,7^2 + 18,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,234 \text{ кА.}$$

$$I_p = 0,234 \cdot 1,05 \cdot 1 = 245 \text{ А.}$$

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Учитывая район по гололеду, материал опор и рассчитанное значение тока по экономическим токовым интервалам принимается провод АС-240/32 с длительно допустимым током 610 А.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

«Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в именованных единицах» [40].

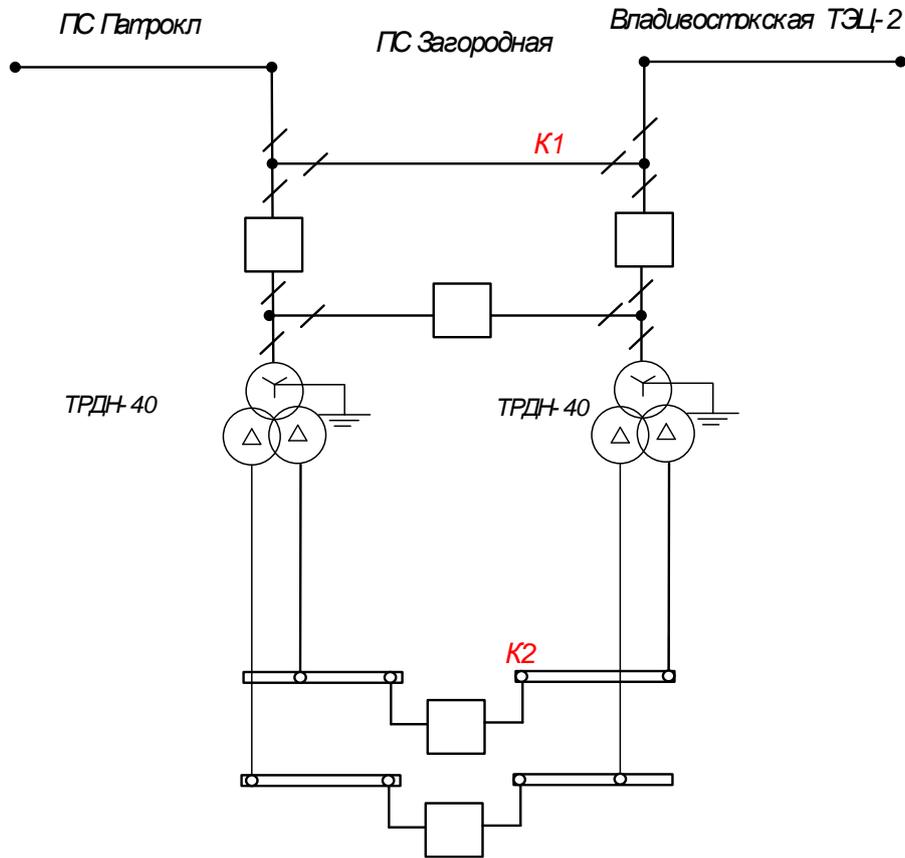


Рисунок 4 – Расчетная схема ТКЗ



Рисунок 5 – Расчетная схема замещения подстанции

Расчет токов короткого замыкания осуществляется в относительных единицах. Расчёт выполняется, не учитывая активные сопротивления и

проводимости элементов сети, а также фазовые сдвиги между векторами ЭДС источников. Поэтому при составлении замещающей схемы для данной электрической схемы необходимо определить только индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подключенных к точке короткого замыкания [18].

«В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y – ударный ток короткого замыкания;

i_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени» [31].

«Определяем параметры схемы замещения. Расчет произведем в относительных единицах. Базисную мощность примем равной $S_б = 1000$ МВА; эдс системы $E_c = 1$, и эдс нагрузки $E_n = 0,85$ в относительных единицах» [31].

Зададимся базисными напряжениями:

$$U_{б1} = 121кВ, U_{б2} = 6,3кВ, U_{б3} = 6,3кВ.$$

Сопротивление системы X_c определяется по формуле:

$$X_{c*} = \frac{S_б}{S_{кз}}; \tag{14}$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания системы;

$S_б$ – базисная мощность.

$$X_{c1*} = \frac{1000}{1600} = 0,625 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{Л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}; \quad (15)$$

где $U_{\sigma 1}$ – базисное напряжение первой ступени трансформации;

$$X_{Л*} = 0,4 \cdot 3,1 \cdot \frac{1000}{110^2} = 1,98;$$

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формулам:

Сопротивления нагрузки определяются по формулам:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}; \quad (16)$$

$$X_{НС.} = 0,35 \cdot \frac{1000}{40,7} = 12,5;$$

$$X_{НН.} = 0,35 \cdot \frac{1000}{18,3} = 29,16;$$

где 0,35 – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки на стороне НН» [31].

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}; \quad (17)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 4,77.$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 57,7.$$

Токи рассчитываем по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{б}. \quad (18)$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К1. Для этого составим схему замещения (рисунок 6).

Эквивалентрируем схему замещения для получения расчётной схемы (рисунок 6).

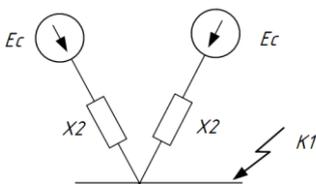


Рисунок 6 –Расчётная схема замещения для точки К1

$$X_1 = X_c + X_n; \quad (19)$$

$$X_{1.} = 0,625 + 1,98 = 2,575 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot X_{нв}}{X_1 + X_{нв}}; \quad (20)$$

$$X_{2.} = \frac{2,575 \cdot 12,5}{2,575 + 12,5} = 2,13 \text{ о.е.};$$

$$X_{3.} = 0,5 \cdot (3,25 + 4,75) + 12,5 + \frac{0,5 \cdot (0,5 \cdot 4,75 + 12,5)}{0,5 \cdot 0 + 4,75} = 23,5 \text{ о.е.};$$

$$X_{4.} = 0,5 \cdot (3,25 + 0) + 4,75 + \frac{0,5 \cdot (0,5 \cdot 0 + 4,75)}{0,5 \cdot 0 + 12,5} = 2,52 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем токи:

$$I_{ni} = \frac{E_{i-k}}{X_i} I_{\sigma i}; \quad (21)$$

$$I_{n1} = \frac{1}{2,13} \cdot 4,77 = 2,2 \text{ кА};$$

$$I_{n2} = \frac{0,85}{2,52} \cdot 14,9 = 5 \text{ кА};$$

$$I_{n3} = \frac{0,85}{23,5} \cdot 57,7 = 2 \text{ кА};$$

$$I_{ПО} = 2 + 5 + 2,2 = 9,2 \text{ кА.}$$

«Для того, чтобы найти $i_{y\partial}$ необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных» [4].

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot K_{y\partial}; \quad (22)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 9,2 = 20,9 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}; \quad (23)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 9,2 = 13 \text{ кА.}$$

Эквивалентим схему замещения для получения расчётной схемы (рисунок 7).

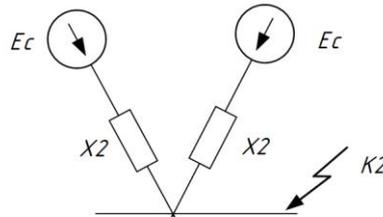


Рисунок 7 – Расчётная схема замещения для точки К2

Расчитываем токи по формуле:

$$I_{ni} = \frac{E_{i-k}}{X_i} I_{\sigma i}; \quad (24)$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{k1} \cdot K_{y0}; \quad (25)$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}. \quad (26)$$

Расчет для точки К3 производится аналогично.

Таблица 4 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_a , кА
К1 (ВН)	9,2	20,9	13
К2 (НН)	16,1	36,3	23,1

Определим максимальные токи через трансформаторные выключатели для выбора и проверки оборудования.

Выключатель на стороне ВН:

$$I_{110} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} ; \quad (27)$$

$$I_{110} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 277,1 ;$$

Секционный выключатель РУ стороны ВН:

$$I = \frac{0,7 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (28)$$

$$I_{ном3} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 133,6 \text{ А.}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I_6 = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} ; \quad (29)$$

$$I_6 = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1388 \text{ А.}$$

Расчитан максимальный рабочий ток для всех выключателей, оборудование будем принимать для максимального из них представленного выше.

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

«Для выполнения задач в данном разделе требуется учесть информацию о значениях токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах подстанции, максимальных токах в этих устройствах, а также о категории потребителей, которые подключены к шинам низкого напряжения данной подстанции, и климатических характеристиках рассматриваемого района, на основе этих данных будет произведен расчет, проверка и выбор необходимого оборудования для подстанции, с учетом максимальных рабочих токов в распределительных устройствах» [27].

Выбор и проверка оборудования будет производиться по току трансформаторной ячейки поскольку ток в них максимален для стороны 10 кВ будет произведен только выбор и проверка КРУ и выключателей поскольку выбор остального оборудования не необходимо в данной работе.

4.1 Выбор распределительных устройств

На напряжение 110 кВ проверяется Открытые распределительные устройства (ОРУ) — распределительные устройства, у которых силовые проводники располагаются на открытом воздухе без защиты от воздействия окружающей среды. На напряжение 35; 10,5 предлагается реконструкция распределительных устройств на комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Проведем проверку ОРУ 110 кВ и КРУ 6 кВ. Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой [28].

4.2. Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ.

Выбор выключателей:

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Расчёт теплового импульса определяется по формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{св} + T_a); \quad (30)$$

где t_{pz} – максимальное время работы релейной защиты;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя» [27].

Для точки К1 шины 110 кВ:

$$B_k = 9,2^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 175,2 \text{ кА}^2\text{с};$$

Проверяем трансформаторный выключателей наружной установки, результат представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Выключатель ВГТ – 110 II – 40/2500 ХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{max1} = 277,1 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{отклНОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9,2 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклНОМ}$
$i_{вкл.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 20,9 \text{ кА}$	$i_y < i_{вкл.}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9,2 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 20,9 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{пр.скв.}$
$I_{вклНОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9,2 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{вклНОМ}$
$i_{aНОМ} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 13 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$
$B_{кНОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 175 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < B_{кНОМ}$

Выключатель в ВГТ-110 II – 40/2500 ХЛ1 удовлетворяет условиям проверки и может быть принят в эксплуатацию.

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Результаты проверки приведены в таблице 6.

На стороне 110 кВ проверяем разъединители марки:

РГНП–1–1–110/1000 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом:

РГНП–2–1–110/1000 УХЛ1– с двумя заземляющими ножами:

Таблица 6 – Разъединитель РГ2 – 110/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 277,1 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 20,9 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{С}$	$B_{\text{к}} = 175 \text{ МА}^2\text{С}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{С}$	$B_{\text{к}} = 175 \text{ МА}^2\text{С}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$

Разъединители укомплектованы приводом с электродвигателем на постоянном токе (ПД – 14П УХЛ1).

4.4. Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее

удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора. ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Таблица 7 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
110	60 – 75

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}; \quad (31)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (32)$$

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

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

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}. \quad (33)$$

ОРУ 110 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{H}} = 0,028 + 0,53 + 0,1 = 0,66 \text{ Ом}.$$

Таблица 8 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Ваттметры	М4В2Р	0,5	0,5	0,5
Варметры	СТ3021	0,5	0,5	0,5
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 9 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТГ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 277,1 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{H}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,66 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{H}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 79 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,9 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 175 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{Кном}} > B_{\text{к}}$

В таблице 15 показаны приборы, подключённые к ТТ, в таблице 16 произведено сравнение расчетных и каталожных данных для существующего ТТ. Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ТГ-110 удовлетворяет всем условиям.

4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке

РУ 110 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S прибор ов
Вольтметр	Э335	2	1	4	8
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	4	40
Счётчик активной энергии	Меркурий 230	8	2	10	80
Счётчик реактивной энергии	Меркурий 230	8	2	10	80
Итого					208

В РУ 110 кВ установлены ТН: НАМИ – 110 произведем их проверку, результаты проверки представлены в таблице 11.

Суммарная мощность приборов:

$$208 \text{ ВА} \leq 260 \text{ ВА}.$$

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 260 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$S_{\Sigma} = 208 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

4.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС – 240/32 с длительно допустимым током 610 А.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах} ; \quad (34)$$

- по термическому действию тока КЗ;

$$\theta_K \leq \theta_{Кдоп} \quad (35)$$

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами.

Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВА для напряжения 110 кВ

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (36)$$

где E_0 - максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (37)$$

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

r_0 - радиус провода:

$$r_0 = 0,1 \cdot \frac{d}{2} \text{ см.} \quad (38)$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (39)$$

где D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad D = 300 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Начальная критическая напряженность эл. поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (40)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{5,7}} \right) = 27,958$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \left(\frac{1,26 \cdot D}{r_0} \right)} \quad (41)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{5,7 \cdot \log \left(\frac{1,26 \cdot 11,4}{5,7} \right)} = 17,019$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (42)$$

$$18.21 < 25.162.$$

Условие выполняется.

4.7 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки выбираем опорные изоляторы:

На стороне 110 кВ: ИО-110-400/

Подвесные изоляторы:

ПС 60/110-И-4 СП(СС).

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (43)$$

$$110 \leq 110;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП}; \quad (44)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F; \quad (45)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н.}$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (46)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (47)$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 \text{ Н.}$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-110-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 12 - Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-110-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

4.8 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}. \quad (48)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–110/105/10 У1 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}; \quad (49)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}; \quad (50)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44\text{кВ};$$

$$105\text{кВ} \geq 89,44\text{кВ}.$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n; \quad (51)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}; \quad (52)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения принимается равным 1100 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{1100}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}; \quad (53)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж.}$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}; \quad (54)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{110} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}.$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$.

Также выполняется проверка ОПН по уровню коммутационных перенапряжений:

$$U_{ки} / (1,15 - 1,2) \geq U_{ост.к}; \quad (55)$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}; \quad (56)$$

где $U_{исн50}$ - 50%-ое испытательное напряжение электрооборудования при коммутационном импульсе.

$$U_{50\%} = U_{50}^- (0,92 - 0,012 l_{разр}^{(0,74 - 0,06 l_{разр}) (l_{разр}^{-3})}); \quad (57)$$

где U_{50}^- - 50%-ое разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, принимается равным 1330.

$$l_{разр} = n_{из} \cdot H_{из}; \quad (58)$$

где $H_{из}$ - строительная высота изолятора, принимается равной 1,2 м;

$n_{из}$ - количество изоляторов в гирлянде, принимается равным 8 штук.

Проверка по защитному координационному интервалу по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25); \quad (59)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень перенапряжений, принимается равным 810.

Проверка по защитному координационному интервалу по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25). \quad (60)$$

Таблица 13 – Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Результат выбора и проверки ОПН приведен в таблице 14.

Таблица 14 - Паспортные и расчетные технические характеристики ОПН-П1-110/105/10 УХЛ1

Паспортные данные	Расчетные данные	Проверка
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$U_{ном.мах} = 105 \text{ кВ}$	$U_{раб.мах} = 89,44 \text{ кВ}$	$U_{ном.мах} \geq U_{раб.мах}$
$U_{ки} = 2096,2$	$U_{ост.к} = 596$	$U_{ки} / (1,15 - 1,2) \geq U_{ост.к}$
$A_{вн} = 0,26$	$(0,15 - 0,25)$	$A_{вн} > (0,15 - 0,25)$
$A_{сп} = 0,26$	$(0,2 - 0,25)$	$A_{сп} > (0,2 - 0,25)$

4.9 Проверка ячеек КРУ 6 кВ

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Необходимо произвести выбор вводной ячейки, секционной и ячеек отходящих линий. Ввиду отсутствия информации о распределении нагрузки по отходящим фидерам, при расчете нагрузка распределяется равномерно по всем ячейкам отходящих присоединений.

Выбор и проверка вводных и секционной ячейки:

Принимаем к установке КРУ-СЭЩ-63-6 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ-СЭЩ-6-1600, в таблице 15 представлены его параметры.

Таблица 15 – Параметры КРУ-СЭЩ-63-6 (1600)

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51

1	2
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

Результаты выбора и проверки вводных и секционных ячеек приведены в таблице 16.

КРУ марки СЭЩ-63-6 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Таблица 16 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 694 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 36,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 537 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Принимаемые ячейки на отходящих линиях – КРУ-СЭЩ-63-6 с выключателем ВВУ-СЭЩ-6-630. Результат выбора и проверки данной ячейки представлен в таблице 17.

Выбранные вводные, секционная и на отходящих присоединениях ячейки удовлетворяют условиям проверки.

Таблица 17 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 694 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 60 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1940 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

4.10 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – коммутационное устройство, которое предназначено для оперативного включения или отключения оборудования или цепей в нормальных или послеаварийных режимах при ручном, автоматическом или дистанционном управлении.

Выключатели выбираются по нормальному режиму и проверяются на отключающую способность и стойкость токам КЗ.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-6.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1388 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 16,1 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 36,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 16,1 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 36,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 16,1 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 537 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне 6 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

4.11 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителя в КРУ 6 кВ не производится, поскольку КРУ 6 кВ используются выкатные элементы.

4.12 Выбор и проверка трансформаторов тока

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-6-900.

Таблица 19– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	0,2	0,2	0,2
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6$ кВ	$U_{уст} = 6$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1388$ А	$I_{раб.мах} = 1388$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 27,3$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_{к.ном} = 255$ кА ² · с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

К установке принимается ТОЛ -СЭЩ-6-630.

Результаты выбора и проверки трансформатора тока в секционной ячейке приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0	0,5
Итого		0,5	0	0,5

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1388 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,15 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 255 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в фидерных ячейках:

К установке принимается ТОЛ -СЭЩ-10-300.

Таблица 23 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока в фидерных ячейках приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 210 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$

1	2	3
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 255 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

4.13 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-6.

Таблица 25 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	14	72,5
Итого				99,5

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$S_{\Sigma} = 99,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

4.14 Выбор и проверка токоведущих частей

Принимаем пакет из 3 алюминиевых прямоугольных шин АД31Т1 сечением 30х4 мм, с номинальным током $I_{ном} = 2500 \text{ А}$.

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп}. \quad (61)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (62)$$

$q_{min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}. \quad (63)$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (64)$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (65)$$

a – расстояние между фазами для 6 кВ равно 0,22 м.

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (66)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (67)$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (68)$$

Таблица 27 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 839,8 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 75 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 53,3 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 10 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 1,7 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

4.15 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$.
2. По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$.

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-6-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}; \quad (69)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,5 \cdot \frac{10540^2}{0,5} = 23,26 \text{ Н}.$$

Таблица 28 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{расч}}$
$F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 23,26 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$

Таким образом, опорный изолятор ИО-6-3,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

4.16 Выбор ОПН

Выбор ОПН для РУ 6 кВ осуществляется по:

1. Наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{РАБ}}. \quad (70)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-6/14/7 УХЛ1 по номинальному напряжению 6 кВ.

$$6\text{кВ} \geq 6\text{кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}; \quad (71)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 6}{\sqrt{3}} = 3,6 \text{ кВ};$$

$$6 \text{ кВ} \geq 3,6 \text{ кВ}.$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса для сетей 6 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{П} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right]; \quad (72)$$

где C – емкость кабельной линии;

$K_{П}$ – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линии определяется как:

$$C = l \cdot C_0; \quad (73)$$

где $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$ – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3x50/16-10,

который использован в сети 6 кВ;

$l = 4,35 \text{ км}$ – длина самой длинной линии в сети 6 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ};$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 35)^2 - (1,77 \cdot 40,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}.$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}.$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$.

Проверка по защитным уровням при грозовых и коммутационных перенапряжениях выполняется аналогично пункту 4.8.

Таблица 29 – Параметры ОПН-П1-6/14/7 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-6/14/7 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	8,5
Номинальный разрядный ток, кА	7
Остающееся напряжение, кВ	101,3
Длина пути утечки, см	163
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,8

Таблица 30 - Паспортные и расчетные технические характеристики ОПН-П1-6/14/7 УХЛ1

Паспортные данные	Расчетные данные	Проверка
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$

1	2	3
$U_{ном.мах} = 8,5 \text{ кВ}$	$U_{раб.мах} = 3,6 \text{ кВ}$	$U_{ном.мах} \geq U_{раб.мах}$
$U_{ки} = 101,3$	$U_{ост.к} = 15,8$	$U_{ки} / (1,15 - 1,2) \geq U_{ост.к}$
$A_{вн} = 0,26$	$(0,15 - 0,25)$	$A_{вн} > (0,15 - 0,25)$
$A_{зр} = 0,26$	$(0,2 - 0,25)$	$A_{зр} > (0,2 - 0,25)$

ОПН-П1-6/14/7 УХЛ1 удовлетворяет условиям проверки и принимается к установке на ПС Загородная.

4.17 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 31.

Таблица 31 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Руст, кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,73	45	32,85
Подогрев КРУ	1	40	-

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
Освещение и вентиляция	1	20	-
Отопление и освещение ОПУ	1	20	-
Освещение	1	20	-
Итого		145	32,85

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8; \quad (74)$$

$$S_{рас} = \sqrt{145^2 + 32,85^2} \cdot 0,8 = 118 \text{кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 160/6/0,4.

4.18 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении

нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

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

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [5].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_u}{U_{ПА}}; \quad (75)$$

где U_u - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{242}{14,4} = 17.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{242}{15,1} = 17.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{242}{11,8} = 21.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0; \quad (76)$$

$$n_{доб} = 21 - 17 = 4.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}; \quad (77)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{349}{25} = 13,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$N = 13$. Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею «Парус электро» НМЛ-12-25 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Тmax}; \quad (78)$$

где $I_{Тmax}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Тmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 13 = 508 \text{ А}.$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{508}{45} = 11,3; \quad (79)$$

Окончательно принимаем «Парус электро» НМЛ-12-18 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{13} = 25.3 \text{ А.} \quad (79)$$

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{II} \text{ А;} \quad (80)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 13 + 20 = 14,2;$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 \text{ В;} \quad (81)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 108 = 236;$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II} \text{ А;} \quad (82)$$

$$I_3 = 5 \cdot 13 + 20 = 85 \text{ А;}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n; \quad (83)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ отечественного производителя ООО «Системы постоянного тока».

4.19 Выбор системы оперативного тока

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) необходима для электропитания устройств РЗА, приводов выключателей, систем телемеханики и связи на подстанции.

Типовой состав СОПТ включает в себя: аккумуляторную батарею, зарядные устройства, щит постоянного тока, шкафы распределения оперативного тока, кабельная распределительная сеть, устройства защиты от перенапряжений и тд.

К СОПТ предъявляются следующие требования:

- обеспечивает рабочее и резервное питание устройств РЗА, управления и приводов высоковольтных выключателей, сигнализации и противоаварийной автоматики;

- обеспечивает резервное питание инверторов резервного питания АСУ ТП и светильников аварийного освещения;

- номинальное напряжение — 220 В;

- суммарное сопротивление каждого полюса СОПТ относительно земли должно быть не менее 150 кОм.

В качестве системы оперативного тока на подстанции Загородная принимается «ExOnSys» серии «М». В состав системы входит зарядно-выпрямительное устройство (ЗВУ) «ExOnChar» производства АО «Электронмаш». ЗВУ предназначено для одновременного питания нагрузки и заряда аккумуляторной батареи (АБ) в автоматическом трёхступенчатом режиме.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Проверка заземления подстанции

На ПС Загородной установлено 4 молниеотвода, и действующее заземление на всей территории ПС, произведем проверку обеспечения безопасности данного количества устройств.

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электроустановок и играют важную роль в обеспечении безопасности при работе с электричеством. Они предназначены для защиты области, где расположена электроустановка, и ее окружения, а также для отвода импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю. Кроме того, они обеспечивают создание заземляющей цепи при срабатывании защиты от замыкания на землю.

Заземляющие устройства представляют собой комплексные системы, физические параметры и форма которых определяются расположением электрооборудования. Обычно они состоят из сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов.

Сопrotивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры реконструируемой ПС в соответствии с 5 листом графической части:

$$A=110 \text{ м};$$

$$B= 90 \text{ м}.$$

Площадь, которая используется под заземлитель ПС (РУ) размером $a \times b$.

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (84)$$

$$S = (110 + 2 \cdot 1,5) \cdot (90 + 2 \cdot 1,5) = 4214 \text{ м}^2,$$

В качестве горизонтального заземлителя выбираем сталь диаметром 11 мм (сечение $F = 95 \text{ мм}^2$). Т.к. ПС 110 кВ, то необходима проверка на термическую и коррозионную стойкость:

$$F_{\text{тер.см}} = \sqrt{\frac{I_{\text{но}}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}; \quad (85)$$

где $I_{\text{но}}$ - ток кз, А. Принимаем равным 16,1 кА;

t - время отключения (время срабатывания р.з. и отключения выключателя), с. Принимаем равным 0,045 с;

β - коэффициент, зависящий от вида проводника (для стали $\beta = 21$), определяется по ПУЭ.

$$F_{\text{тер.см}} = \sqrt{\frac{16,1 \cdot 10^3 \cdot 0,045}{400 \cdot 21}} = 52,7 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (D_{\text{пр}} + S_{\text{сп}}); \quad (86)$$

$$S_{\text{сп}} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k; \quad (87)$$

где a_k , b_k , c_k , α_k - коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем 0,0026; 0,00915; 0,014 и 0,0224 соответственно;

T - время использования заземлителя, мес. Расчётный срок службы принимается равным 20 годам, т.е. $T = 12 \cdot 20 = 240 \text{ мес.}$

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,014 \ln 240 + 0,0224 = 0,782;$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (11 + 0,782) = 28,941 \text{ мм}^2.$$

Выбранный горизонтальный заземлитель должен удовлетворять следующему условию:

$$F \geq F_{кор} + F_{мер.ст}; \quad (88)$$

$$95 \geq 85,641.$$

Условие выполняется.

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм.

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_2 = (a + 3) \cdot \frac{b + 3}{k} + (b + 3) \cdot \frac{a + 3}{k}; \quad (89)$$

где k – расстояние между полосами. Принимаем равным 7 м.

$$L_2 = (95 + 3) \cdot \frac{80 + 3}{7} + (80 + 3) \cdot \frac{95 + 3}{7} = 1204 \text{ м};$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{2,y} = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (90)$$

где m – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}; \quad (91)$$

$$m = \frac{1204}{2 \cdot \sqrt{4214}} \approx 9;$$

$$L_{z,y} = 2 \cdot \sqrt{4214} \cdot (9 + 1) = 1298 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}; \quad (92)$$

где c - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4214}}{7} \approx 37.$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_3 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{z,y} + n \cdot l_6} \right); \quad (93)$$

где ρ_3 - эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ), Ом·м.

A - вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{13}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_1}{\rho_2}}; \quad (94)$$

где h_{13} - глубина заложения заземлителя, равная 5,7 м;

ρ_1 - удельное сопротивление верхнего слоя грунта, толщиной 8 м, равное 90 Ом*м;

ρ_2 - удельное сопротивление нижнего слоя грунта, толщиной 9 м, равное 150 Ом*м.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{90} + \frac{9}{150}} = 38,28 \text{ Ом*м};$$

$$R = 38,28 \cdot \left(\frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298 + 37 \cdot 6} \right) = 0,38 \text{ Ом.}$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_m + 45)}}; \quad (95)$$

где I_m - амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4214}}{(195 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,25.$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_u = \alpha_u \cdot R; \quad (96)$$

$$R_u = 1,249 \cdot 0,385 = 0,48 \text{ Ом};$$

$$0,48 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения, значит заземление выбрано верно.

5.2 Расчет и проверка молниезащиты

Для обеспечения надежной защиты подстанции от прямых ударов молнии используется комплекс многократных молниеотводов высотой $h=30$ метров. Эти системы молниезащиты разработаны специально для защиты крупных сооружений от ударов молнии и обеспечивают безопасный путь разрядов от верхней части сооружения к земле, причиняя незначительный или нулевой ущерб. Самым высоким объектом на подстанции является шинные порталы ОРУ-110, его высота составляет 11 м.

Количество молниеотводов составляет 4 шт. Высота молниеотвод составляет 19 м.

Расстановка молниезащиты представлена на листе 5.

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h; \quad (97)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h; \quad (98)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right); \quad (99)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18}\right) = 9,18 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = h - \frac{L}{7}; \quad (100)$$

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}; \quad (101)$$

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м.}$$

Рассмотрим расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 1-3.

Найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м.}$$

Эффективная высота стержневого молниеотвода определяется по формуле (92):

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле (92):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне шинных порталов по формуле (99):

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18}\right) = 9,18 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 используя формулу (95):

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (100):

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м.}$$

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (95):

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м.}$$

Таким образом существующие молниеотводы и заземление обеспечат условия безопасности подстанции, их приобретение и установку не будет учтена в расчете капитальных затрат на сооружение подстанции.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Виды и типы релейной защиты подстанции Загородной

Для защиты трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов в соответствии с ПУЭ должны быть предусмотрены следующие типы релейной защиты.

От повреждений на выводах и внутренних повреждениях – продольная дифференциальная защита или токовая отсечка.

Продольная дифференциальная защита ставится на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, на трансформаторах меньшей мощности – токовая отсечка. Если токовая отсечка не проходит по условиям чувствительности, то дифференциальная защита может быть установлена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1000 кВА.

От токов внешних коротких замыканий должны быть установлены следующие защиты с действием на отключение:

- максимальная токовая защита для трансформаторов мощностью до 1000 кВА;
- максимальная токовая защита или максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или токовая защита обратной последовательности для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более;
- дистанционная защита на понижающих автотрансформаторах напряжением 220 кВ и более, если это необходимо по условиям резервирования.

От возможной перегрузки на трансформаторах мощностью 400 кВА и более следует предусматривать максимальную токовую защиту с действием на сигнал или на разгрузку и на отключение.

От токов внешних замыканий на землю при наличии заземленной нейтрали для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более устанавливается

максимальная токовая защита нулевой последовательности, если это необходимо по условиям дальнего резервирования.

Линии электропередачи 6-35 кВ относятся к сети с изолированной или компенсированной нейтралью. Следовательно, их защита должна реагировать на трёхфазные, двухфазные КЗ и двойные замыкания на землю. Однофазные замыкания не относятся к коротким замыканиям и могут существовать 2 и более часов. За это время можно переключить нагрузку на другой источник, и уже после этого отключить линию. Поэтому, защита от замыканий на землю может действовать на сигнал. В ряде случаев, защита от замыканий на землю может отсутствовать, например, на воздушных линиях, для которых отсутствуют трансформаторы тока нулевой последовательности. В этом случае поиск места замыкания на землю производится путём поочередного отключения линий.

6.2 Релейная защита силового трансформатора

Покажем расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-3Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока приведён в таблице 32.

Таблица 32 - Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	6 кВ	6 кВ
1	2	3	5	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{CP,НОМ}}$	267,2	1388	1388

Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	400/5	2000/5	2000/5
---	-------	-------	--------	--------

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
\Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ,с} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	2,76	4,81	4,81
Размах РПН, %	-	16		

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{диф}/I_{НОМ}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{диф}/I_{НОМ} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к

действующему значению или $10/\sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{НОМ}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*}; \quad (102)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{НБ} = 0.7$;

$I_{КЗвнешМАХ*}$ - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{3796}{267,2} = 27.$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 8. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

Базовая уставка $I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{НБ,РАСЧ}} = (k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) I_{\text{СКВ}}; \quad (103)$$

где $k_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузки трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{\text{ОДН}}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{\text{ДОБ}}$ - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{\text{СКВ}}$ - сквозной ток.

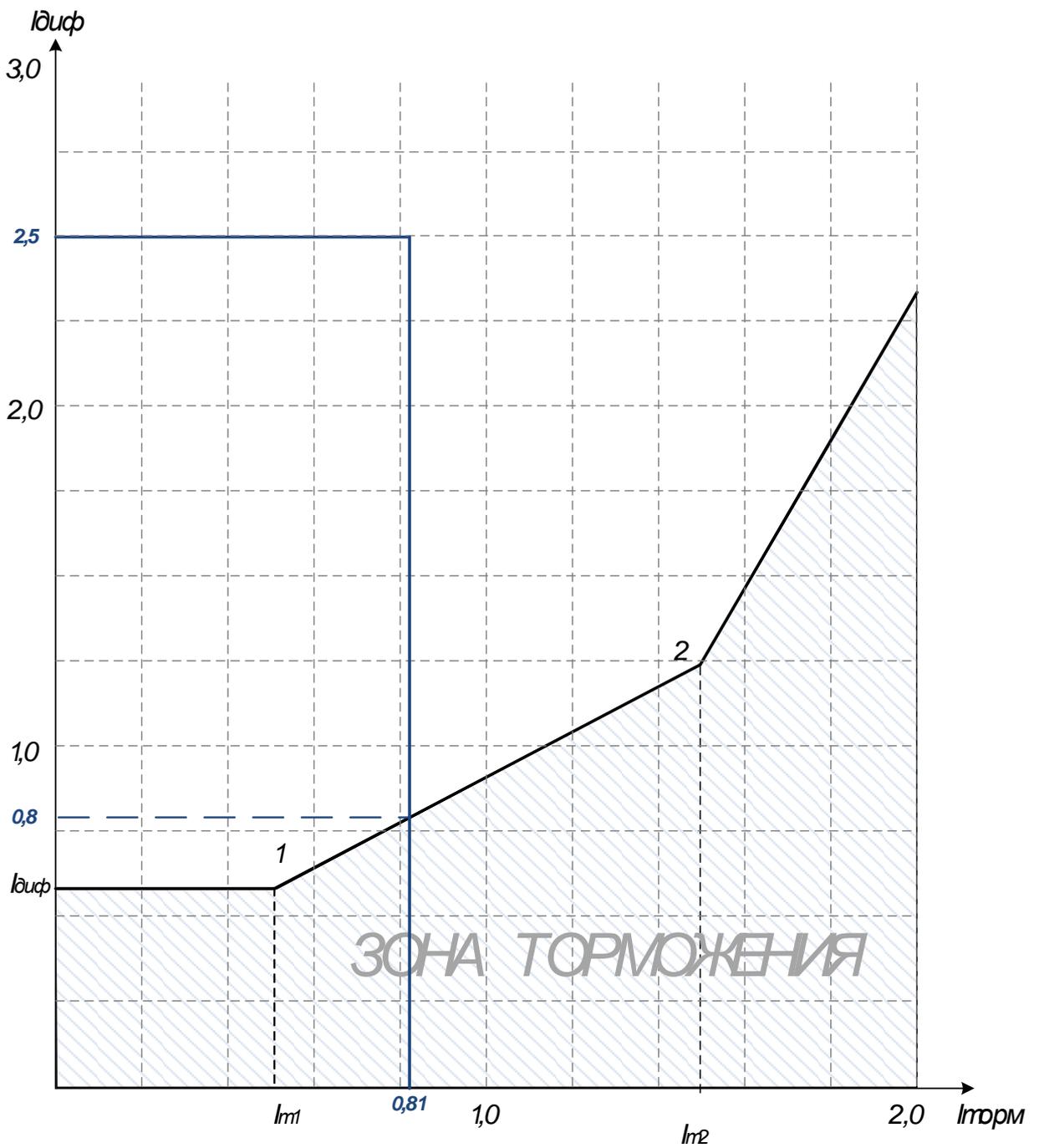


Рисунок 8 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-3Т»

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{СКВ} = 0,34 I_{СКВ}. \quad (104)$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ}; \quad (105)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{диф} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ}. \quad (106)$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{сч.т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}); \quad (107)$$

$$k_{сч.т} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,899.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{диф}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{отс} (k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}) / k_{сч.т}; \quad (108)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,899 = 29,146.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}}; \quad (109)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{29,146} = 1,029.$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}. \quad (110)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1} / I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

Максимальная токовая защита на стороне ВН

МТЗ является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке по аналогичной формуле 15. За исключением коэффициентов:

- коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
- коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95 для терминала;
- максимальный рабочий ток трансформатора принимается таким же.

Таким образом, уставка токового органа МТЗ равно:

$$I_{МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 267,2 = 398 А;$$

$$I_{МТЗ.НН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 1388 = 1678 А;$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зан}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

$k_{в}$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

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

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{МТЗ} = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 с .$$

Защита от перегрузки трансформатора

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95 \cdot 2} \cdot 210 = 121,5 \text{ A};$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита.

$$t_{зп} = 10 \text{ с}.$$

6.3 Автоматика отходящих присоединений 6 кВ

Автоматический ввод резерва на стороне НН:

АВР – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

Представим общие требования к АВР.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Автоматическое повторное включение:

Автоматическое повторное включение (АПВ) на подстанции 110 кВ Загородная и линиях 110 кВ "Загородная-Владивостокская ТЭЦ-2" и "Загородная-Патрокл" применяется для быстрого восстановления питания потребителей и межсистемных связей после аварийных отключений. АПВ бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в современных схемах возможно до восьми циклов). Устройства АПВ должны предусматриваться для автоматического включения выключателей, отключенных релейной защитой, и обязательны для воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий 110 кВ, за исключением случаев, когда отказ от

АПВ обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять при высокой вероятности повреждений с открытой дугой или для коррекции неселективной работы защит. Для кабельных линий 110 кВ и выше решение о применении АПВ принимается индивидуально при проектировании.

АПВ также должно применяться на шинах подстанций, трансформаторах и ответственных электродвигателях, отключаемых для обеспечения самозапуска других агрегатов. Устройства АПВ не должны срабатывать при ручном или дистанционном отключении выключателя, а также при автоматическом отключении защитой сразу после включения оператором. Кроме того, АПВ блокируется при срабатывании защит трансформаторов и вращающихся машин, противоаварийной автоматики и других случаях, когда повторное включение недопустимо.

АПВ должно исключать многократное включение на короткое замыкание при неисправностях в схеме и выполняться с автоматическим возвратом. Трехфазное АПВ (ТАПВ) предпочтительно запускается по несоответствию положения выключателя с оперативной командой, но допускается и пуск от защиты. Обычно применяется ТАПВ однократного или двукратного действия (последнее — если позволяет конструкция выключателя). Для воздушных линий, особенно одиночных с односторонним питанием, рекомендуется двукратное ТАПВ. В сетях 35 кВ и ниже двукратное ТАПВ в первую очередь применяется на линиях без резервирования.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (без шунтирующих связей), таких как "Загородная-Владивостокская ТЭЦ-2" и "Загородная-Патрокл", должно применяться одно из следующих видов ТАПВ (или их комбинация):

быстродействующее ТАПВ (БАПВ);

несинхронное ТАПВ (НАПВ);

ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Выбор конкретного типа АПВ зависит от режимов работы сети, требований к устойчивости и условий синхронизации.

Автоматическая частотная разгрузка на низкой стороне:

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) — один из методов режимной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе. [23]

АЧР (автоматическая частотная разгрузка) входит в подсистему АОСЧ (автоматика ограничения снижения частоты) и действует на отключение части потребителей для предотвращения глубокого снижения частоты при возникновении значительного дефицита мощности.

Отключение происходит несколькими очередями, отличающимися уставками по частоте и времени. После восстановления частоты происходит обратное включение потребителей действием ЧАПВ (частотное АПВ).

Система АЧР выполнена «самонастраивающейся», т. е. при любом снижении частоты и дефиците активной мощности отключается необходимое количество потребителей с некоторым запасом в 5–10 %. Отключение и подключение потребителей осуществляется с соблюдением их категории надежности. По принципу действия и назначению система АЧР делится на две очереди:

- АЧР-1 – быстро действующая категория разгрузки, предназначенная для быстрого отключения значительной части нагрузки. Выполняется с минимальной выдержкой времени при глубокой посадке частоты с разбивкой на очереди, через 0,1–0,2 Гц.

- АЧР-2 – медленно действующая категория разгрузки. Предназначена для подъема частоты в узле, после действия АЧР-1, а также для предотвращения зависания частоты на недопустимом уровне, менее 46 Гц,

выполнена в узком диапазоне частот и в интервале времени от 5 сек. до нескольких минут с разбивкой по очереди через 5–10 сек.

При возникновении большого дефицита активной мощности, сопровождающегося глубокой посадкой частоты, требуется быстрое отключение нагрузки. Здесь действует АЧР-1 со своими очередями, а АЧР-2 работает на отключение потребителей с целью поднятия частоты.

При незначительном дефиците мощности, когда частота не снижается до уставок АЧР-1, работает только АЧР-2, балансируя потребление и затем, отключая не совмещенного потребителя, поднимает частоту. Указанные выше оба случая являются идеальными. Авария, как правило, сопровождается действием почти всех очередей обеих категорий АЧР.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА РЕКОСТРУКЦИИ ПС ЗАГОРОДНАЯ

7.1 Капитальные вложения в подстанцию

При проектировании ПС Загородная будут использоваться существующие ЛЭП, поэтому расчет на их сооружение не требуется, необходима замена только силового оборудования подстанции.

Капитальные вложения:

- капиталовложения на сооружение подстанций;

$$K = K_{ПС} . \quad (111)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы;
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
6. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

- 1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;
- 8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}; \quad (107)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 12,1$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21]. Результаты расчета капиталовложений для варианта представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Капиталовложения для варианта

Элементы сети	K , тыс. руб.	Вводимое оборудование
Трансформаторы	158500	2хТРДН -40000
Постоянная часть затрат	133100	-
Стоимость распределительных устройств	586900	5Н (110)

$$K_{ПС} = (158500 + 3500 + 133100 + 586900 + 5000) \cdot 10,65 \cdot 1,1 = 593950,5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант: $K_{общ} = 593950,5$ тыс. руб.

7.2 Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек

Определим издержки:

$$I = I_{\Delta W} + I_{AM} + I_{ЭиР}; \quad (112)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{ЭиР}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Амортизационные отчисления – это сумма, которая отражает стоимость основных фондов в расчетах по себестоимости продукции для i -го вида оборудования. Она определяется на основе формулы (102).

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (113)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{1560125}{20} = 78010 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{ноПС} \cdot K_{ПС} + d_{ноВЛ} \cdot K_{ВЛ}; \quad (114)$$

где $d_{ноПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС. $d_{ноПС}=0,059$.

$$I_{\text{элр}} = 0,059 \cdot 1087000 + 0,008 \cdot 473473 = 67900 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = W_{\text{но}} \cdot T_{\text{пот}}; \quad (115)$$

где $T_{\text{пот}}$ – тариф на покупку потерь для сетевых организаций равный 2 кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 3273 \cdot 2 = 6546 \text{ тыс.руб.}$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{P_{\text{Эфи}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_T + \Delta P_{xx} \quad (116)$$

Где R_T – активное сопротивление трансформатора;

$$\Delta W_{TP} = \frac{20^2 + 8^2}{110^2} \cdot 1,46 \cdot 2,7 = 3273 \text{ МВт·ч}$$

Зная все значения издержек, определим их сумму:

$$I = 78010 + 67900 + 6,546 = 145900 \text{ тыс. руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат.

Статические приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z_{\text{cx2}} = E \cdot K_{\text{cx2}} + I_{\text{cx2}}; \quad (117)$$

$$Z_{\text{сх2}} = 0,1 \cdot 593950,5 + 145900 = 301925 \text{ тыс. руб.}$$

7.3 Оценка экономической эффективности

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Одной из главных целей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка дохода, полученного от выполнения проекта.

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{ПЕР}}; \quad (118)$$

где $T_{\text{ПЕР}}$ – тариф на передачу электроэнергии, равный 1900 руб./МВт·ч.

$$O = 384,3 \cdot 1900 = 730200 \text{ тыс. руб.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{K}{O}; \quad (119)$$

$$T_{\text{ОК}} = \frac{301925}{73020} = 5,7 \text{ лет.}$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Электрическая подстанция — это комплексное оборудование, которое принимает, преобразует и распределяет электрическую энергию. Она состоит из различных элементов, таких как трансформаторы, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства [21].

На подстанции напряжением 110 кВ изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (такие как искрение, выброс газов и т.п.), вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могут нанести повреждений оборудованию, вызвать короткое замыкание или замыкание на землю, или причинить вред обслуживающему персоналу.

2) В случае возникновения неправильных условий работы электроустановки, когда происходят повреждения из-за короткого замыкания, для их устранения применяются следующие шаги: сначала все выключатели на электроустановке отключаются, затем контакты разъединителя размыкаются, создавая явный разрыв. После этого происходит заземление электроустановки и устранение повреждений.

3) Когда напряжение отключено от определенной цепи, можно провести осмотр, замену и ремонт приборов, токоведущих частей и соответствующих конструкций, принадлежащих к этой цепи, без вмешательства в работу соседних цепей. Для этого обе стороны цепи должны быть явно размыты, а приборы и токоведущие части должны быть заземлены.

4) Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц необходимо соблюдать меры защиты, указанные в главе 1.7, а также следующие мероприятия:

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или использование ограждений для токоведущих частей.

- Применение блокировки аппаратов и защитных устройств для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям.

- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов.

- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений.

- Использование средств защиты и приспособлений, включая средства защиты от воздействия электрических и магнитных полей в электроустановках, где их напряженность превышает нормы [15].

5) Независимо от минимальной температуры, необходимо предусмотреть подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов, а также других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, негативно влияющие на изоляцию или оборудование, должны быть предприняты меры для обеспечения надежной работы установки, такие как использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, стойких к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

- РУ и подстанции должны быть размещены с учетом преобладающего направления ветра.

- РУ и подстанции должны быть выполнены в соответствии с наиболее простыми схемами.

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением, при этом осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, которые находятся близко к токоведущим частям и могут быть доступны для прикосновения персоналом, не должны нагреваться от электрического тока до температуры 50 °С и выше. А те, которые недоступны для прикосновения, — до 70 °С и выше [15].

Во всех цепях распределительных устройств предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединителей, отделителей) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [15].

При работе на ПС высокого напряжения всегда необходимо оформление нарядов-допусков и соблюдение всех норм и правил, предусмотренных при работе на данном типе производства в соответствии с четкой иерархией [17].

Для обеспечения безопасности работы в электроустановках должны проводиться организационные мероприятия, включающие:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Каждая ПС такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также однолинейными подробными схемами всей ПС для возможности переключения. На РУ высокого напряжения также должна быть защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы избежать нежелательного травматизма или летального исхода.

8.2 Экологичность

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и

механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [25].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосорник [25].

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

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосорника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Для подстанции 110/6 кВ «Загородная» проведем расчет размеров маслоприемника для трансформатора ТРДН-40000/110– У1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 34.

Таблица 34 - Параметры трансформатора ТРДН-40000/110– У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТРДН-40000/110	40	61	14,5	5640	4300	5420

Для марки трансформатора ТРДН-40000/110– У1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 5 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для одновременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [15].

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [25].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta ; \tag{120}$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta; \quad (121)$$

где А и В-длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 4,3 + 2 \cdot 1,5 = 7,3 \text{ М}$$

$$B' = 5,42 + 2 \cdot 1,5 = 8,42 \text{ М}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B'; \quad (122)$$

$$S_{МП} = 7,3 \cdot 8,42 = 72,7 \text{ м}^2.$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}; \quad (123)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}; \quad (124)$$

где V_{TM} - объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}; \quad (125)$$

где ρ_{TM} - плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{кг}{м^3}$.

$$V_{TM} = \frac{14500}{890} = 16,3 м^3;$$

$$h_{TM} = \frac{16,3}{72,7} = 0,224 м.$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}. \quad (126)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}); \quad (127)$$

где $I=0,2$ л/с · м² – секундный расход воды, $t=30$ мин=1800с;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B); \quad (128)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 5,64 \cdot (4,3 + 5,42) = 109,6 \text{ м}^2;$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (109,6 + 72,7) = 52,5 \text{ м}^3;$$

$$h_{H_2O} = \frac{52,5}{72,5} = 0,72 \text{ м}.$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,166 + 0,05 + 0,224 + 0,72 = 1,16 \text{ м}.$$

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [2]:

- 1 — чрезвычайно опасные
- 2 — высоко опасные
- 3 — умеренно опасные
- 4 — малоопасные
- 5 — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер

маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию. К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная
3. Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами
4. Отработанный загрязненный уголь
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил. Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998года.
- 2 . ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

8.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, предпринятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [2]. Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м² . Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;

3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;

4) Асбестовое полотно;

5) Совковая лопата;

6) Ящик с песком;

Ящики с песком являются важным элементом системы пожарной безопасности на открытых площадках, особенно в местах, где имеется риск разлива легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Такие площадки могут находиться вблизи подстанций, складов, а также производственных объектов. В соответствии с установленными нормами, на каждые 1000 квадратных метров территории подстанции необходимо предусмотреть не менее 0,5 кубического метра песка. Это означает, что в каждом ящике, размещенном на подстанции, должно содержаться минимум 0,5 кубического метра песка, что обеспечивает достаточное количество материала для ликвидации очагов возгорания.

Конструкция ящика должна быть продуманной. Она должна обеспечивать не только удобство извлечения песка в экстренных ситуациях, но и защищать содержимое от попадания осадков. Это предотвратит намокание песка и сохранит его эффективность при использовании. Ящики следует размещать в доступных местах, чтобы в случае необходимости они могли быть быстро использованы. Кроме того, стоит учитывать, что ящики должны быть выполнены из устойчивых к коррозии материалов, чтобы продлить срок их эксплуатации.

На подстанциях также следует предусматривать системы тушения трансформаторов. Это могут быть как автоматические, так и ручные системы. Автоматические системы, такие как спринклеры или системы водяного орошения, позволяют быстро реагировать на возгорания, минимизируя возможный ущерб. Ручные системы, в том числе огнетушители и переносные установки, также должны быть размещены в доступных местах. Такой

комплексный подход к организации системы пожарной безопасности на подстанциях поможет значительно снизить риски возникновения и распространения огня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе было произведено реконструкция подстанции 110/10 кВ для предприятия Загородная Владивостокского района.

Реконструкция ПС 110 кВ Загородная было вызвана необходимостью замены истекшего срока эксплуатации оборудования и увеличением нагрузки потребителей города Владивостока.

В ходе выполнения реконструкции подстанции Загородная были получены следующие результаты:

1. Проведён анализ характеристик района проектирования и выполнено прогнозирование нагрузок потребителей, что позволило определить перспективные требования к электроснабжению.

2. Осуществлён выбор и проверка силовых трансформаторов с учётом перспективных нагрузок, обеспечивающих надёжную работу подстанции после реконструкции.

3. Выполнен расчёт токов короткого замыкания, на основе которого произведён выбор основного оборудования подстанции, включая выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений, ячейки КРУ, ошиновку и изоляторы.

4. Проведён расчёт заземляющего устройства и молниезащиты подстанции, что гарантирует безопасность её эксплуатации в различных

режимах работы.

5. Выполнена технико-экономическая оценка проекта, включающая расчёт капиталовложений, эксплуатационных издержек, дохода и срока окупаемости, подтвердившая экономическую эффективность реконструкции.

Реализация проекта позволила модернизировать подстанцию Загородная с минимальными затратами, обеспечив надёжное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005

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., 2013. – 319 с.

3 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. – 90 с.

4 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

5 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 01.05.2023).

6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.

7 ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (Дата обращения: 10.05.2023).

8 Градостроительный кодекс РФ "Порядок подготовки проекта правил землепользования и застройки." от 29.12.2004 № 190-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. - 28.04.2023 г. - Ст. 31

9 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168с.

10 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

11 Каталог оборудования среднего напряжения: КРУ СЭЩ 63 [Электронный ресурс] / Schneider Electric. – Электрон. дан. – (Москва), 2023. – Режим доступа: <https://www.se.com/ru/ru/product-range-presentation/61945-seg/#documents> (Дата обращения: 01.06.2025).

12 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

13 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под 129 ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с

14 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

15 Особенности расчета коэффициента нагрузки трансформатора // О трансформаторе URL: <https://otransformatore.ru/vopros-otvet/koeffitsient-nagruzki-transformatora/> (дата обращения: 20.04.2023).

16 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;

17 Прайс Трансформаторы // РУССЕТИ URL: <http://russete.ru/prays-transformatory> (дата обращения: 29.05.2-23).

18 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

19 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

20 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с

21 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. – 632 с.

22 Силовые трансформаторы ТДН, ТДНС: Технические характеристики и габаритные чертежи [Электронный ресурс] / Группа компаний «ТМГ». – Электрон. дан. – (Москва), 2024. – Режим доступа: <https://tmgroup.ru/production/power-transformers/tmgn/> (Дата обращения: 12.05.2025).

23 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

24 Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника"/ АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. - 3-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 315 с

- 25 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
- 26 Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по оперативным переключениям в распределительных сетях ТИ Р М-070-2002 [Электронный ресурс] / . — Электрон. текстовые данные. — М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012. — 16 с. — 978-5- 98908-083-Х
- 27 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 28 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.:ЭНАС, 2012. – 376с
- 29 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.04.2023);
- 30 Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства / В. Г. Герасимов и др.: Энергоатомиздат, 2001. – 518 с.
- 31 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

