

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) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО
«ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением
подстанции Реновация

Исполнитель

студент группы 142-об2

(подпись, дата)

И.Е. Уваров

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

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 Уварова Ильи Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Реновация

(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 района проектирования. 2. Основные технические решения 3. Расчёт 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. Схема района проектирования. 2. Расчет токов КЗ. 3. Расчет электроэнергетического режима 4. Однолинейная схема ПС. 5. Молниезащита и заземление 6. Микропроцессорное устройство защиты трансформатора.

10. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.03.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Александр Николаевич Козлов,
доцент, канд. тех. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____ 05.03.2025

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 131 страницы, 22 рисунков, 40 таблицы, 29 источник.

НАГРУЗКА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ОШИНОВКА, ИЗОЛЯТОР, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

Целью данной бакалаврской работы является проектирование новой подстанции напряжением 110/10 кВ в связи со значительным увеличением нагрузки планируемых к вводу потребителей. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить электроснабжением жилого комплекса «Реновация»

Актуальность работы заключается в том, что проектирование новой подстанции в Приморском крае позволит распределить нагрузку более равномерно, снизить вероятность перегрузок и сбоев в электросети, а также повысить надежность электроснабжения жилого комплекса «Реновация».

Новизна данной темы заключается в том, что подстанция проектируется в районе будущего крупного жилого комплекса Реновация.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района развития электрических сетей	9
1.1 Климатическая характеристика района	9
1.2 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	10
1.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района	10
1.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	17
1.5 Выводы	32
2 Определение расчетных мощностей и нагрузок	36
2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	36
2.2 Выбор главной схемы подстанции	37
2.3 Расчёт линейных объектов	39
2.4 Выбор варианта сети	42
3 Расчет токов короткого замыкания	44
4 Выбор оборудования подстанции реновации	54
4.1 Выбор комплектных распределительных устройств	55
4.2 Выбор выключателей 110 кВ	56
4.3 Выбор выключателей 10 кВ	57
4.4 Выбор разъединителей 110 кВ	57
4.5 Выбор разъединителей 10 кВ	58
4.6 Выбор трансформаторов тока	58
4.7 Выбор трансформаторов напряжения	61
4.8 Выбор гибких шин 110 кВ	63
4.9 Выбор жёстких шин 10 кВ	65
4.10 Выбор изоляторов 10 кВ	67
4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд	68
4.12 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ	70

4.13	Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ	72
4.14	Выбор аккумуляторных батарей	73
5	Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции	78
5.1	Выбор и проверка заземления подстанции	78
5.2	Расчет и проверка молниезащиты	82
6	Защита трансформатора на ПС Реновация	87
6.1	Дифференциальная защита трансформатора	88
6.2	Максимальная токовая защита трансформатора	93
6.3	Защита от перегрузки	95
6.4	Газовая защита	96
6.5	Автоматика ввода резерва	98
7	Технико-экономическая часть развития электрических сетей	101
7.1	Капиталовложения в подстанцию	101
7.2	Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек	103
7.3	Оценка экономической эффективности	105
8	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	107
9	Безопасность и экологичность развития электрической сети	113
9.1	Безопасность	113
9.2	Экологичность	116
9.3	Чрезвычайная ситуация	122
	Заключение	128
	Библиографический список	129

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АУВ – автоматика управления выключателем;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

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;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд.

ВВЕДЕНИЕ

Тема ВКР была выбрана из списка, предложенного АО Дальневосточная распределительная сетевая компания.

Актуальность работы заключается в том, что проектирование новой подстанции в Приморском крае позволит распределить нагрузку более равномерно, снизить вероятность перегрузок и сбоев в электросети. Также проектирование подстанции позволит обеспечить электроэнергией жилой район.

Прежде чем приступить к проектированию 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 проектирование новой подстанции напряжением 110/10 кВ в связи со значительным увеличением нагрузки планируемых к вводу потребителей. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения современного и самого крупного девелоперского проекта на территории Дальнего Востока. Он будет включать не только жильё, но и всю необходимую для жизни инфраструктуру.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) анализ характеристики рассматриваемого района проектирования 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 проектировании новой подстанции заключается в том, что в настоящее время в городе Владивосток Приморского края планируется строительство современного жилого комплекса общей площадью 18 гектар, и инвестициями в 30 млрд.руб.

ВКР направлена на решение задач, по обеспечению населения комфортным и доступным жильем.

В данной выпускной квалификационной работе было использовано следующее лицензионное и свободное распространяемое программное обеспечение:

- Microsoft office word 2010;
- Microsoft office Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Климатическая характеристика района

Сильнейшее влияние океана придает каждому сезону своеобразный характер: — весна в южном и восточном Приморье затяжная, нередко ветреная и пасмурная. Лето и осень в регион приходят с запозданием, зима же весьма холодная для столь низких широт, что связано с влиянием зимнего муссона, приносящего из глубин континента холодный воздух. Общие климатические сведения по региону сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Общие климатические характеристики

Характеристика	-
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченность 0,92	-11,2
Абсолютная температура воздуха, минимум, °С максимум, С	- 17,1 +34
Расчетная температура самых холодных суток, обеспеченность 0,98	-11
Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца	-10
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	27,5
Средняя температура воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	-2,1
Средняя продолжительность теплого периода года с температурой воздуха $> 0^{\circ}\text{C}$	141
Суточный максимум осадков, мм	122
Среднегодовое число дней со среднесуточной температурой воздуха - 40°C и ниже	10
Число дней в году с устойчивым снежным покровом	150
Район по гололеду	IV
Район по ветру	III

1.2 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны три станции ВТЭЦ 1, ВТЭЦ 2 и Восточная ТЭЦ, а также подстанции с высшим классом напряжения 500 кВ: Владивосток, а также 220 кВ: ПС Зеленый угол, ПС Патрокл, ПС Русская, ПС Суходол и ПС Волна и подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ: ПС А; ПС Голубинка; ПС Бурная; ПС Орлиная; ПС Залив; ПС Амурская; ПС 1Р тяга; ПС 2Р; ПС Стройиндустрия; ПС 1Р; ПС Мингородок; ПС Загородная; ПС Уилисс; ПС Голдобин; ПС Чуркин.

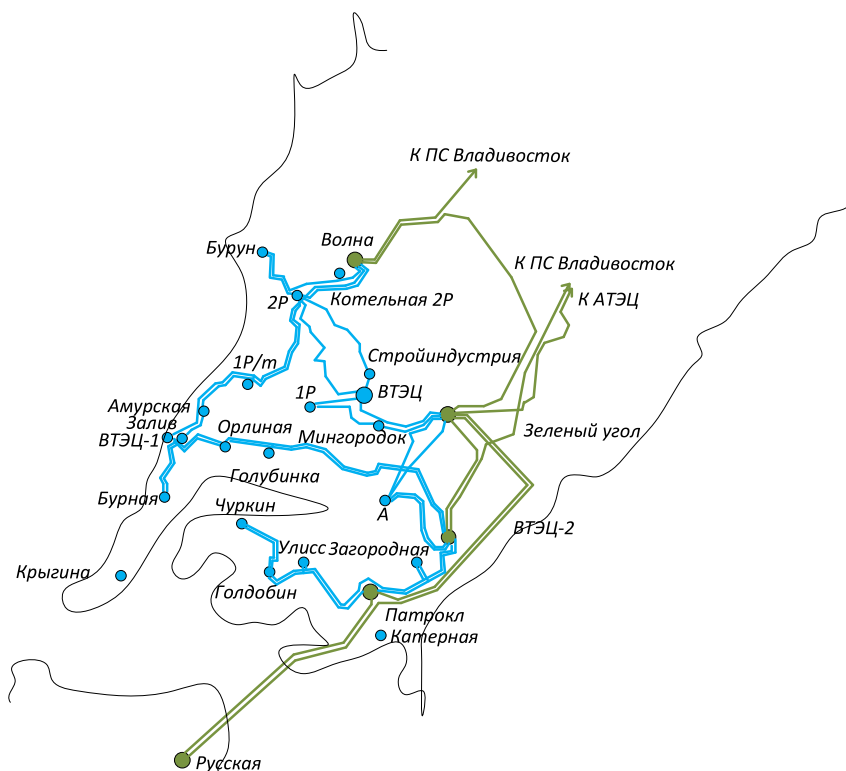


Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

Рассматриваемый участок сети на карте представлен на рисунке – 1. Из выбранного эквивалента сети можно сделать вывод что в городе Владивосток преобладают электрические сети классом напряжения 110 кВ.

1.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи: характеристику источников питания; структурный анализ ЛЭП; структурный анализ ПС.

Характеристика источников питания

Владивостокская ТЭЦ 2

Владивостокская ТЭЦ-2 - это тепловая электростанция, которая производит тепло и электроэнергию. Ее установленная мощность составляет 497 МВт, а тепловая мощность - 1051 Гкал/час. Станция использует связи по основным потокам пара и воды. Основной вид топлива - природный газ с Сахалинской области, а также бурый уголь Павловского разреза.

Пар для турбин генерируются 14 котлоагрегатами Е-210-140, температура перегретого пара - 545°C. Водоснабжение осуществляется через морскую воду, которая используется для охлаждения конденсаторов и промышленных цепей турбинного оборудования. Выдача электроэнергии происходит через открытое и закрытое распределительные устройства по линиям электропередачи:

ВЛ-220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - Артёмовская ТЭЦ;

КВЛ-220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Зелёный угол;

ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Голдобин с отпайками на ПС Загородная и ПС Улисс;

ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Патрокл;

ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС А, 2 цепи;

КВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка;

КВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Залив с отпайкой на ПС Голубинка.

РУ ВН ВТЭЦ 2:

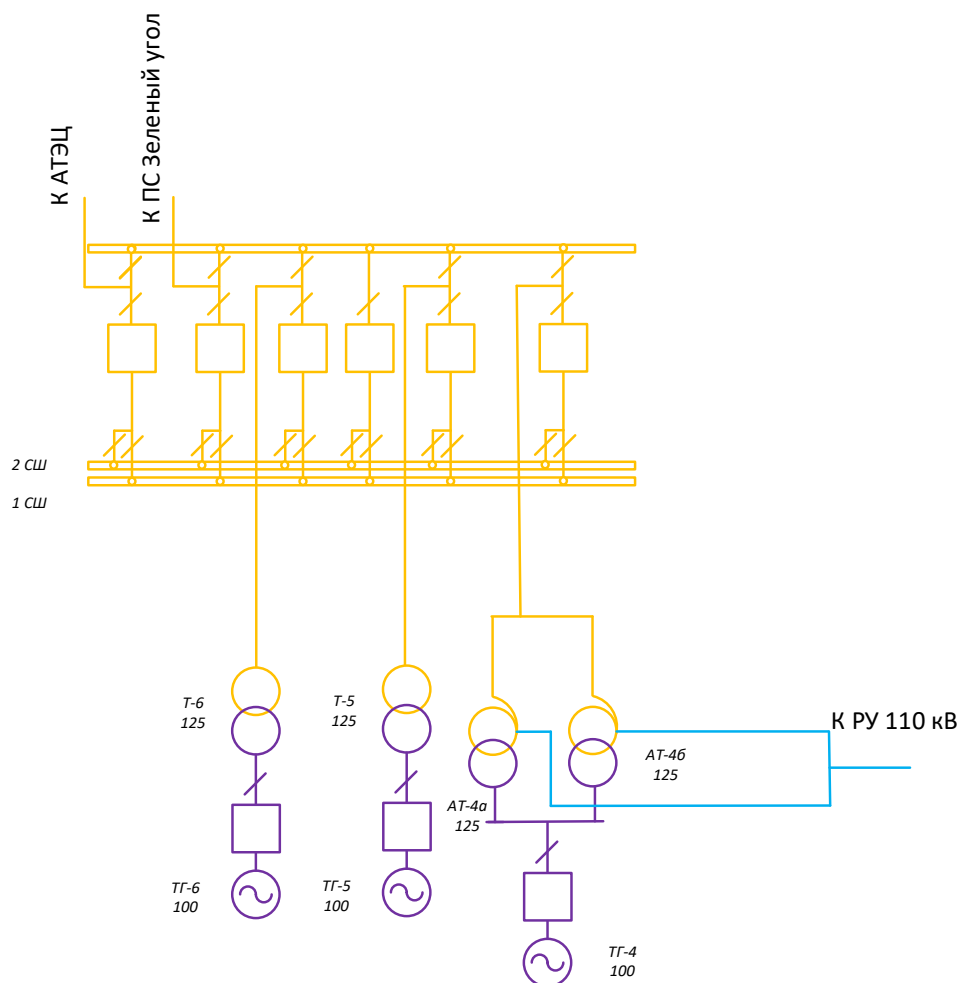


Рисунок 2 – Схема ВТЭЦ 2 220 кВ

UНОМ: 220 кВ

Схема РУ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол- во	U _к , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I _x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН- 125000/220/110	2	11	45	28	430	125	625	0,5
ТДЦ-125000/220/15.7	2	11			305	65	625	0,5

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-100-2У3	2	100	15.75	1500

РУ СН ВТЭЦ 2: $U_{\text{НОМ}}$: 110 кВ

Схема РУ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 6 линейных, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин.

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_K , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I_X , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН- 125000/220/110	2	11	45	28	430	125	625	0,5
ТЦ-125000/110/15.7	2	13			600	250	1125	0,45

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-120-2У3	2	120	15.75	1500
ТВФ-100-2У3	2	100	15.75	1500

Восточная ТЭЦ

По конструкции Восточная ТЭЦ представляет собой тепловую газотурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, тепловая мощность — 431,98 Гкал/ч.

РУ ВН Восточной ТЭЦ:

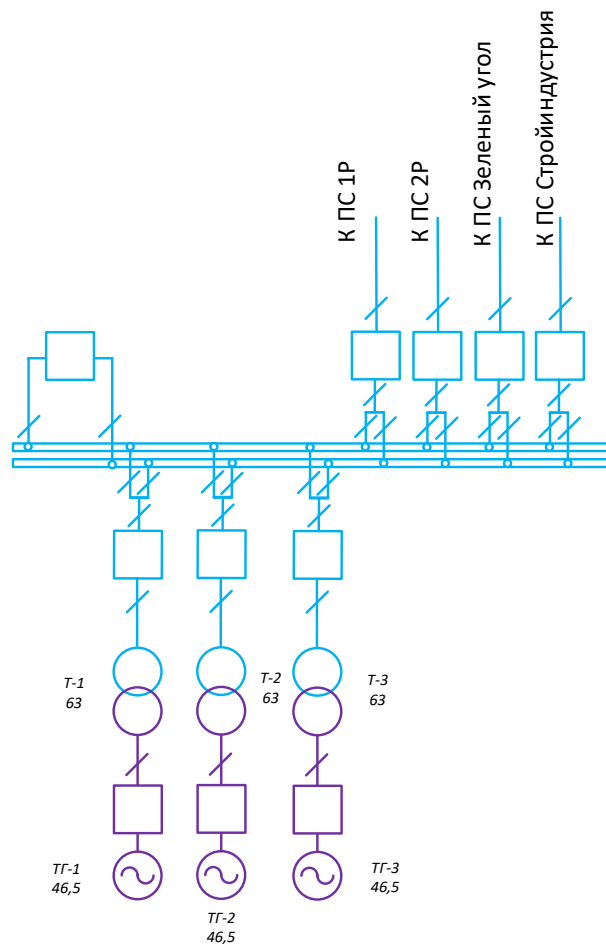


Рисунок 3 – Схема Восточной ТЭЦ 110 кВ

Станция оснащена тремя газотурбинными установками LM 6000 PF Sprint производства General Electric, а также тремя котлами-утилизаторами КУВ-46,4-130 и тремя пиковыми водогрейными котлами КВ-ГМ-116,3-150. Кроме того, имеются два паровых котла ТТ-200. Электроэнергия отпускается в энергосистему через комплектное распределительное устройство напряжением 110 кВ уходящим линиям электропередачи: ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 2Р; ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС СИ; ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 1Р; ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС Зеленый угол.

УНОМ: 110 кВ

Схема РУ: 13 Две рабочие системы шин.

Количество ячеек: 4 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Таблица 6 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-63000/110/15.7	3	10.5			310	70	480	0,6

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
LM 6000 PF Sprint	3	46.5	10.5	3000

Структурный анализ ЛЭП

Таблица 8 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Марка и сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ВТЭЦ 2 – Зеленый угол	220	АСК - 300	4.1	ВЛ
Зеленый угол - Патрокл		АСК - 300	8.8	ВЛ
Зеленый угол - Русская		АСК - 300	15.1	ВЛ
Русская - Патрокл		АСК - 300	6.3	ВЛ
Зеленый угол - Волна		АСК - 300	11.41	ВЛ
Зеленый угол - Владивосток		АСК - 300	62.5	ВЛ
Волна - Владивосток		АСК - 300	53.63	ВЛ
ВТЭЦ 2 - Голубинка	110	АС - 240	6.3	ВЛ
ВТЭЦ 2 - Голубинка		АС - 240	6.3	ВЛ
ВТЭЦ 2 - А		АС - 300	2.83	ВЛ
ВТЭЦ 2 - А		АС - 300	2.83	ВЛ
Залив - Бурная		АПвПу2г	2.4	КЛ
Залив - Бурная		АПвПу2г	2.4	КЛ
Голубинка - Орлиная		АСО - 240	1.11	ВЛ

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Голубинка - Залив	110	АС - 300	2.7	ВЛ
Орлиная – ВТЭЦ 1		АС - 240	1.24	ВЛ
Залив - Амурская		АС - 240	1	ВЛ
ВТЭЦ 1 – Оп 46		АС - 240	4.66	ВЛ
Амурская – Оп 28		АС - 240	1.9	ВЛ
Оп 46 – 1Р тяга		АС - 120	0.1	ВЛ
Оп 28 - 1Р тяга		АС - 120	0.1	ВЛ
Оп 46 – Волна		АС - 240	4.6	ВЛ
Оп 28 - 2Р		АС - 240	3.5	ВЛ
2Р – Волна		АС - 300	2.3	ВЛ
2Р – Стройиндустрия		АС - 300	3.4	ВЛ
2Р – Восточная ТЭЦ		АПвПу2г	5.2	КЛ
ВТЭЦ – Стройиндустрия		АПвПу2г	0.7	КЛ
ВТЭЦ – Зеленый угол		АПвПу2г	3.9	КЛ
ВТЭЦ – 1Р		АПвПу2г	2.2	КЛ
1Р – Мингородок		АС - 300	2.4	ВЛ
Зеленый угол – Мингородок		АС - 240	0.86	ВЛ
Зеленый угол - А		АС - 240	3.27	ВЛ
Зеленый угол - А		АС - 240	3.27	ВЛ
Волна - Бурун		АС - 300	4.29	ВЛ
Волна – 2Р		АС - 300	1.96	ВЛ
ВТЭЦ 2 – Оп.11		АС - 150	3.1	ВЛ
Патрокл - Оп.11		АС - 150	0.07	ВЛ
Загородная - Оп.11		АС - 120	0.6	ВЛ
Загородная - Оп.29		АС - 120	0.6	ВЛ
Оп.29 – Оп.8		АС - 150	0.2	ВЛ
Патрокл – Оп.8		АС - 150	2.8	ВЛ

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Голдобин – Оп.8	110	АС - 150	0.75	ВЛ
Голдобин - Чуркин		АС - 150	2.43	ВЛ
Голдобин - Чуркин		АС - 150	2.43	ВЛ

Таблица 9 – Интервальная оценка сечений

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км	Суммарная протяженность, км
220	АСК - 300	161.84	161.84
110	АС - 300	20.31	86.59
	АС - 240	33.81	
	АС - 150	7.67	
	АС - 120	1.4	
	АПвПу2г	23.4	

Проведя структурный анализ выбранного района, можно сделать вывод что на всех рассмотренных ПС установлено минимум по два трансформатора, в рассматриваемой сети присутствуют как кабельные, так и воздушные линии большей длиной обладают линии 220 кВ.

1.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Данные контрольного замера по подстанциям Приморского края за 2020-2025 годы;

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 2024 г [58];

- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 2022 г;

Расчет режима производится согласно приказа по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286 [2]:

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были приняты из данных контрольных замеров на соответствующих ПС за 2023 г поскольку значения мощностей за этот год наибольшее. 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.

Таблица 10 – Данные контрольных замеров

Название ПС	15.12.24, 18:00		19.06.24, 18:00	
	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5
ПС 110 кВ Волна	48,9	22,7	41,5	19,3
ПС А 110 кВ	31,9	13,0	27,1	11,0
ВТЭЦ 2 110 кВ	31,2	7,0	26,5	5,9
ПС Залив 110 кВ	24,7	1,9	21,0	1,6
ПС Голубинка 110 кВ	19,1	6,3	16,2	5,4
ПС 2Р 110 кВ	17,9	6,4	15,2	5,5
ПС 6 кВ Волна	15,9	6,4	13,5	5,5
ПС Стройиндустрия 110 кВ	15,8	6,0	13,4	5,1
ПС 10 кВ Зеленый угол	15,5	2,9	13,2	2,5
ВТЭЦ 1 110 кВ	12,1	4,1	10,3	3,5
ПС Русская 220 кВ	11,9	-16,3	10,1	-13,8

1	2	3	4	5
ПС 1Р 110 кВ	10,9	4,2	9,2	3,6
ПС Мингородок 110 кВ	10,5	4,3	8,9	3,7
ПС Бурун	10,4	4,3	8,9	3,7
ВТЭЦ 2 10 кВ	10,3	6,8	8,8	5,8
ПС Амурская 110 кВ	8,1	3,1	6,9	2,7
ВТЭЦ 2 220 кВ	6,7	5,2	5,7	4,4
ПС 110 кВ Зеленый угол	3,3	0,3	2,8	0,3
ПС 1Р тяга 110 кВ	1,5	3,3	1,2	2,8
ПС Патрокл 10 кВ	1,4	0,1	1,2	0,1
ПС Орлиная 110 кВ	0,2	0,1	0,1	0,1

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок [48].

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам [48]:

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

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

где T – период;

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

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям [48]:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_t^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}; \quad (3)$$

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

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 [48].

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

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

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

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [20]

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления P_{min} аналогична вычислению максимальной мощности [48].

$$P_{\text{min}} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\text{min}} \quad (7)$$

$$Q_{\text{min}} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\text{min}} \quad (8)$$

Таблица 11 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110 кВ Волна	48,9	40,7	46,8	41,5	22,7	18,9	21,8	19,3
ПС А 110 кВ	31,9	26,6	30,6	27,1	13,0	10,8	12,4	11,0
ВТЭЦ 2 110 кВ	31,2	26,0	29,9	26,5	7,0	5,8	6,7	5,9
ПС Залив 110 кВ	24,7	20,6	23,7	21,0	1,9	1,6	1,8	1,6
ПС Голубинка 110 кВ	19,1	15,9	18,3	16,2	6,3	5,3	6,1	5,4
ПС 2Р 110 кВ	17,9	14,9	17,2	15,2	6,4	5,4	6,2	5,5
ПС 6 кВ Волна	15,9	13,2	15,2	13,5	6,4	5,4	6,2	5,5
ПС Стройиндустрия 110 кВ	15,8	13,2	15,1	13,4	6,0	5,0	5,8	5,1
ПС 10 кВ Зеленый угол	15,5	12,9	14,8	13,2	2,9	2,4	2,8	2,5
ВТЭЦ 1 110 кВ	12,1	10,1	11,6	10,3	4,1	3,4	4,0	3,5
ПС Русская 220 кВ	11,9	9,9	11,4	10,1	-16,3	-13,6	-15,6	-13,8
ПС 1Р 110 кВ	10,9	9,1	10,4	9,2	4,2	3,5	4,0	3,6
ПС Мингородок 110 кВ	10,5	8,7	10,0	8,9	4,3	3,6	4,1	3,7
ПС Бурун	10,4	8,7	10,0	8,9	4,3	3,6	4,1	3,7
ВТЭЦ 2 10 кВ	10,3	8,6	9,9	8,8	6,8	5,7	6,5	5,8
ПС Амурская 110 кВ	8,1	6,8	7,8	6,9	3,1	2,6	3,0	2,7
ВТЭЦ 2 220 кВ	6,7	5,6	6,4	5,7	5,2	4,3	5,0	4,4

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110 кВ Зеленый угол	3,3	2,7	3,1	2,8	0,3	0,3	0,3	0,3
ПС 1Р тяга 110 кВ	1,5	1,2	1,4	1,2	3,3	2,7	3,1	2,8
ПС Патрокл 10 кВ	1,4	1,1	1,3	1,2	0,1	0,1	0,1	0,1
ПС Орлиная 110 кВ	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (9)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2022-2027 гг. [56];

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Данные летнего и зимнего контрольного замера мощностей представлены в таблице 12.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Волна.

$$P_{Волна.}^{прог} = 48.9 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 56.7 \text{ МВт};$$

$$Q_{Волна.}^{прог} = 22.7 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 26.36 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 12 – Прогнозируемые мощности для ПС

Название ПС	Зима 2030г.		Лето 2030г.	
	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
ПС 110 кВ Волна	56,7	26,36	48,2	22,4
ПС А 110 кВ	36,98	15,05	31,4	12,8
ВТЭЦ 2 110 кВ	36,2	8,1	30,8	6,9
ПС Залив 110 кВ	28,7	2,21	24,4	1,9
ПС Голубинка 110 кВ	22,16	7,35	18,8	6,2
ПС 2Р 110 кВ	20,76	7,46	17,6	6,3
ПС 6 кВ Волна	18,43	7,46	15,7	6,3
ПС Стройиндустрия 110 кВ	18,31	6,999	15,6	5,9
ПС 10 кВ Зеленый угол	17,96	3,38	15,3	2,9
ВТЭЦ 1 110 кВ	14	4,8	11,9	4,1
ПС Русская 220 кВ	13,77	-18,89	11,7	-16,1
ПС 1Р 110 кВ	12,6	4,899	10,7	4,2
ПС Мингородок 110 кВ	12,13	5,01	10,3	4,3
ПС Бурун	12,1	5	10,3	4,3
ВТЭЦ 2 10 кВ	12	7,9	10,2	6,7
ПС Амурская 110 кВ	9,45	3,62	8,0	3,1
ВТЭЦ 2 220 кВ	7,8	6	6,6	5,1
ПС 110 кВ Зеленый угол	3,8	0,4	3,2	0,3
ПС 1Р тяга 110 кВ	1,7	3,8	1,4	3,2
ПС Патрокл 10 кВ	1,6	0,1	1,4	0,1
ПС Орлиная 110 кВ	0,2	0,1	0,2	0,1

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3.

Моделирование существующего участка электрической сети в ПВК RastrWin 3 приведен в приложении Б.

В таблице 13 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети:

$U_{\text{ном}}$ - Номинальное напряжение, кВ;

U - Фактическое напряжение, кВ;

ΔU - Отклонение напряжения, %;

Таблица 13 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU, кВ
1	2	3	4	5	6
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220	240,0	9,1
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220	233,5	6,1
Нагр	3	ПС Волна Н1	220	228,4	3,8
Нагр	4	ПС Волна Н2	220	228,4	3,8
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110	114,2	3,8
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6,3	6,5	2,6
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	233,2	6,0
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220	229,1	4,1
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220	229,1	4,1
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110	114,5	4,1
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5	10,8	3,3
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220	233,1	6,0
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220	229,7	4,4
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220	229,7	4,4
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110	114,8	4,4
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10,5	11,0	4,3
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	233,1	5,9
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220	229,9	4,5
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220	229,9	4,5
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	114,9	4,5
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5	11,0	5,2
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110	114,1	3,8
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110	114,2	3,8
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110	114,2	3,8
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110	114,3	3,9
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110	114,3	3,9
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110	114,3	3,9
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110	114,4	4,0
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110	114,7	4,2
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110	114,8	4,4
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110	114,6	4,2
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110	114,6	4,1
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110	114,5	4,1
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	114,2	3,8

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	114,3	3,9
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110	114,3	3,9
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110	114,4	4,0
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220	233,3	6,0
Нагр	39	Оп 29	110	114,6	4,2
Нагр	40	Оп 11	110	114,8	4,4
Нагр	41	Оп 8	110	114,6	4,2
Нагр	42	Оп 46	110	114,2	3,8
Нагр	43	Оп 28	110	114,2	3,8
Нагр	44	ПС Бурун	110	114,1	3,7
Нагр	45	ПС Бурная	110	114,2	3,9
Нагр	46	ПС 220 кВ Суходол	220	237,8	8,1

Отклонения напряжения соответствуют нормам ГОСТ.

Таблица 14 – Токовая загрузка ветвей в нормальном режиме

Тип	N_нач	N_кон	Название	I загр., А	I загр., %
1	2	3	4	5	6
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	239,0	39,2
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	239,0	38,6
ЛЭП	20	39	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	168,5	37,9
ЛЭП	2	1	ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	258,1	37,4
ЛЭП	39	31	Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	152,8	34,3
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234,8	34,0
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234,8	34,0
ЛЭП	28	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	219,4	31,8
ЛЭП	15	41	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	133,1	30,0
ЛЭП	10	37	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	166,6	27,3
ЛЭП	27	28	ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	144,2	23,6
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	103,6	23,3
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	103,6	23,3
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	135,6	22,2
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	135,6	22,2
ЛЭП	7	46	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Суходол	142,6	17,1

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	46	1	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	129,9	15,6
ЛЭП	46	1	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	129,9	15,6
ЛЭП	36	37	ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	100,8	14,6
ЛЭП	23	42	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	54,3	14,3
ЛЭП	41	31	Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	58,4	13,1
ЛЭП	23	43	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	48,8	12,8
ЛЭП	20	40	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	56,7	12,8
ЛЭП	26	27	ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	75,5	12,4
ЛЭП	17	7	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	81,4	11,8
ЛЭП	26	42	ВТЭЦ 1 110 кВ - Оп 46	69,4	11,4
ЛЭП	25	45	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная	29,9	11,3
ЛЭП	25	45	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная	29,9	11,3
ЛЭП	26	27	ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	67,7	11,1
ЛЭП	34	22	ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	70,9	10,3
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38,3	10,1
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38,3	10,1
ЛЭП	7	12	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	68,2	9,9
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	35,6	8,0
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	35,6	8,0
ЛЭП	25	24	ПС Залив 110 кВ - ПС Амурская 110 кВ	48,3	8,0
ЛЭП	44	22	ПС Бурун - ПС 2Р 110 кВ	43,3	6,3
ЛЭП	7	2	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Волна 220 кВ	43,3	6,3
ЛЭП	24	43	ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	37,3	6,2
ЛЭП	7	38	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	41,7	6,0
ЛЭП	15	40	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	24,9	5,6
ЛЭП	39	41	Оп 29 - Оп 8	24,1	5,4
ЛЭП	12	38	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	37,3	5,4
ЛЭП	22	43	ПС 2Р 110 кВ - Оп 28	22,9	3,8
ЛЭП	5	44	ПС Волна 110 кВ - ПС Бурун	22,7	3,3
ЛЭП	5	42	ПС Волна 110 кВ - Оп 46	16,7	2,7
ЛЭП	5	22	ПС Волна 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	8,1	1,2

Перегруженных линий не обнаружено. На рисунке 4 представлена схема потокораспределения нормального режима.

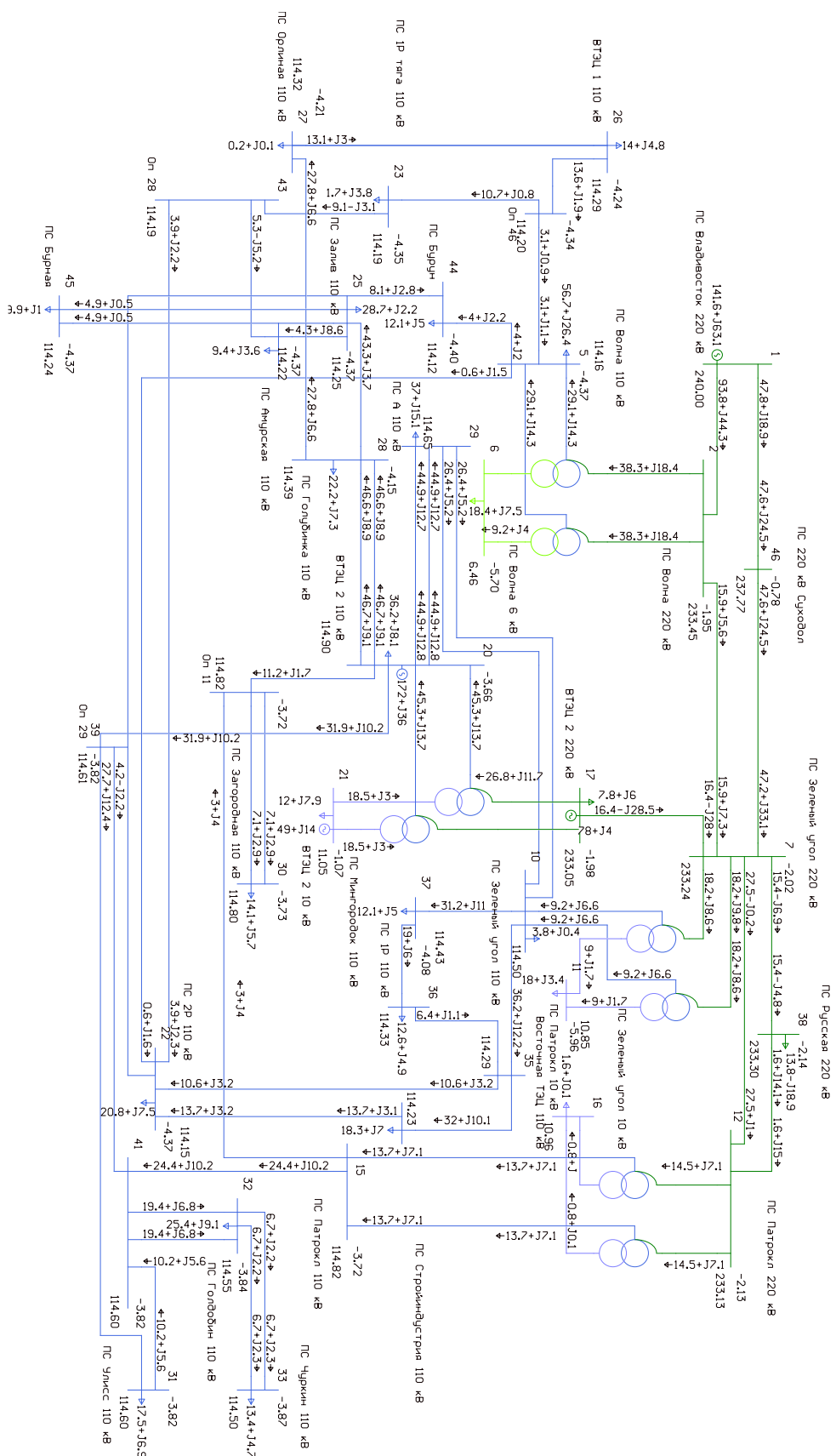


Рисунок 4 – Схема потокораспределения в нормальном режиме

Далее переходим к расчету послеаварийного режима. Послеаварийный режим – режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа. Расчет данного режима рекомендуется выполнять по критерию n-1, который заключается в том, что отключен самый мощный элемент сети. В данном случае отключим линию ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Голубинка. В таблице 15 представлены отклонения напряжения, в таблице 16 токовая загрузка ветвей, на рисунке 4 схема потокораспределения.

Таблица 15 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU , кВ
1	2	3	4	5	6
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220	240,0	9,1
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220	233,3	6,1
Нагр	3	ПС Волна Н1	220	228,0	3,7
Нагр	4	ПС Волна Н2	220	228,0	3,7
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110	114,0	3,6
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6,3	6,5	2,5
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	233,2	6,0
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220	228,9	4,1
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220	228,9	4,1
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110	114,4	4,0
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10,5	10,8	3,2
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220	233,1	5,9
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220	229,7	4,4
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220	229,7	4,4
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110	114,8	4,4
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10,5	11,0	4,3
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	233,0	5,9
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220	229,9	4,5
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220	229,9	4,5
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	114,9	4,4
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10,5	11,0	5,2
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110	114,0	3,6

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110	114,0	3,6
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110	113,9	3,6
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110	114,0	3,6
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110	114,0	3,6
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110	114,0	3,7
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110	114,1	3,7
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110	114,6	4,2
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110	114,8	4,4
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110	114,6	4,2
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110	114,5	4,1
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110	114,5	4,1
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	114,1	3,7
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	114,2	3,8
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110	114,2	3,9
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110	114,4	4,0
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220	233,2	6,0
Нагр	39	Оп 29	110	114,6	4,2
Нагр	40	Оп 11	110	114,8	4,4
Нагр	41	Оп 8	110	114,6	4,2
Нагр	42	Оп 46	110	114,0	3,6
Нагр	43	Оп 28	110	114,0	3,6
Нагр	44	ПС Бурун	110	113,9	3,6
Нагр	45	ПС Бурная	110	114,0	3,6
Нагр	46	ПС 220 кВ Суходол	220	237,7	8,1

Отклонения напряжения в норме.

Таблица 16 – Токовая нагрузка ветвей в послеаварийном режиме

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название	I загр., А	I загр., %
1	2	3	4	5	6
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	395,3	63,9
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	268,0	38,9
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	268,0	38,9
ЛЭП	20	39	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	170,5	38,4
ЛЭП	2	1	ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	260,1	37,7
ЛЭП	39	31	Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	154,6	34,7
ЛЭП	10	37	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	183,7	30,1
ЛЭП	15	41	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	131,4	29,6
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	168,8	27,7
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	168,8	27,7
ЛЭП	28	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	174,8	25,3
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	103,7	23,3
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	103,7	23,3
ЛЭП	27	28	ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	105,4	17,3
ЛЭП	7	46	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Суходол	142,9	17,1
ЛЭП	36	37	ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	117,8	17,1
ЛЭП	34	22	ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	112,3	16,3
ЛЭП	46	1	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	130,1	15,6
ЛЭП	20	40	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	60,5	13,6
ЛЭП	41	31	Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	60,1	13,5
ЛЭП	23	42	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	47,8	12,6
ЛЭП	17	7	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	83,0	12,0
ЛЭП	24	43	ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	69,7	11,4
ЛЭП	25	45	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная	30,0	11,3
ЛЭП	25	45	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная	30,0	11,3
ЛЭП	23	43	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	41,4	10,9
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38,3	10,1
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38,3	10,1
ЛЭП	7	12	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	66,2	9,6
ЛЭП	26	27	ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	55,0	9,0
ЛЭП	26	27	ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	49,4	8,1
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	35,6	8,0

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	35,6	8,0
ЛЭП	44	22	ПС Бурун - ПС 2Р 110 кВ	47,4	6,9
ЛЭП	25	24	ПС Залив 110 кВ - ПС Амурская 110 кВ	37,0	6,1
ЛЭП	7	38	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	41,1	6,0
ЛЭП	39	41	Оп 29 - Оп 8	24,5	5,5
ЛЭП	12	38	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	37,1	5,4
ЛЭП	7	2	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Волна 220 кВ	35,5	5,1
ЛЭП	26	42	ВТЭЦ 1 110 кВ - Оп 46	30,9	5,1
ЛЭП	15	40	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	22,4	5,0
ЛЭП	22	43	ПС 2Р 110 кВ - Оп 28	29,7	4,9
ЛЭП	5	44	ПС Волна 110 кВ - ПС Бурун	19,0	2,8
ЛЭП	5	42	ПС Волна 110 кВ - Оп 46	17,0	2,8
ЛЭП	5	22	ПС Волна 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	10,2	1,5
ЛЭП	22	43	ПС 2Р 110 кВ - Оп 28	12,7	2,1

По результатам расчёта режима при отключении ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Голубинка наблюдаем, что уровни напряжения находятся в допустимых пределах, в послеаварийном режиме отсутствуют ВЛ по которым протекает ток превышающий длительно допустимые значения.

Также произведен расчета послеаварийного режима при отключении АТ на ПС 220 кВ Волна По результатам расчёта режима при отключении АТ на ПС 220 кВ Волна наблюдаем, что уровни напряжения находятся в допустимых пределах, в послеаварийном режиме отсутствуют ВЛ по которым протекает ток превышающий длительно допустимые значения.

1.5 Выводы

В соответствии с анализом текущей схемной обстановки, можно заключить, что в выбранном эквиваленте преобладает значительная протяженность линий номиналом 220 кВ, и согласно расчетам режима, их загрузка является невысокой. Напротив, в сети 110 кВ послеаварийные режимы демонстрируют противоположную ситуацию. После выполнения

расчета существующего режима не было выявлено проблем с параметрами режима, все значения находятся в приемлемых пределах. Исходя из проведенных анализов существующей сети, можно сделать вывод о том, что возможно подключение дополнительных мощностей к сетям 110 кВ.

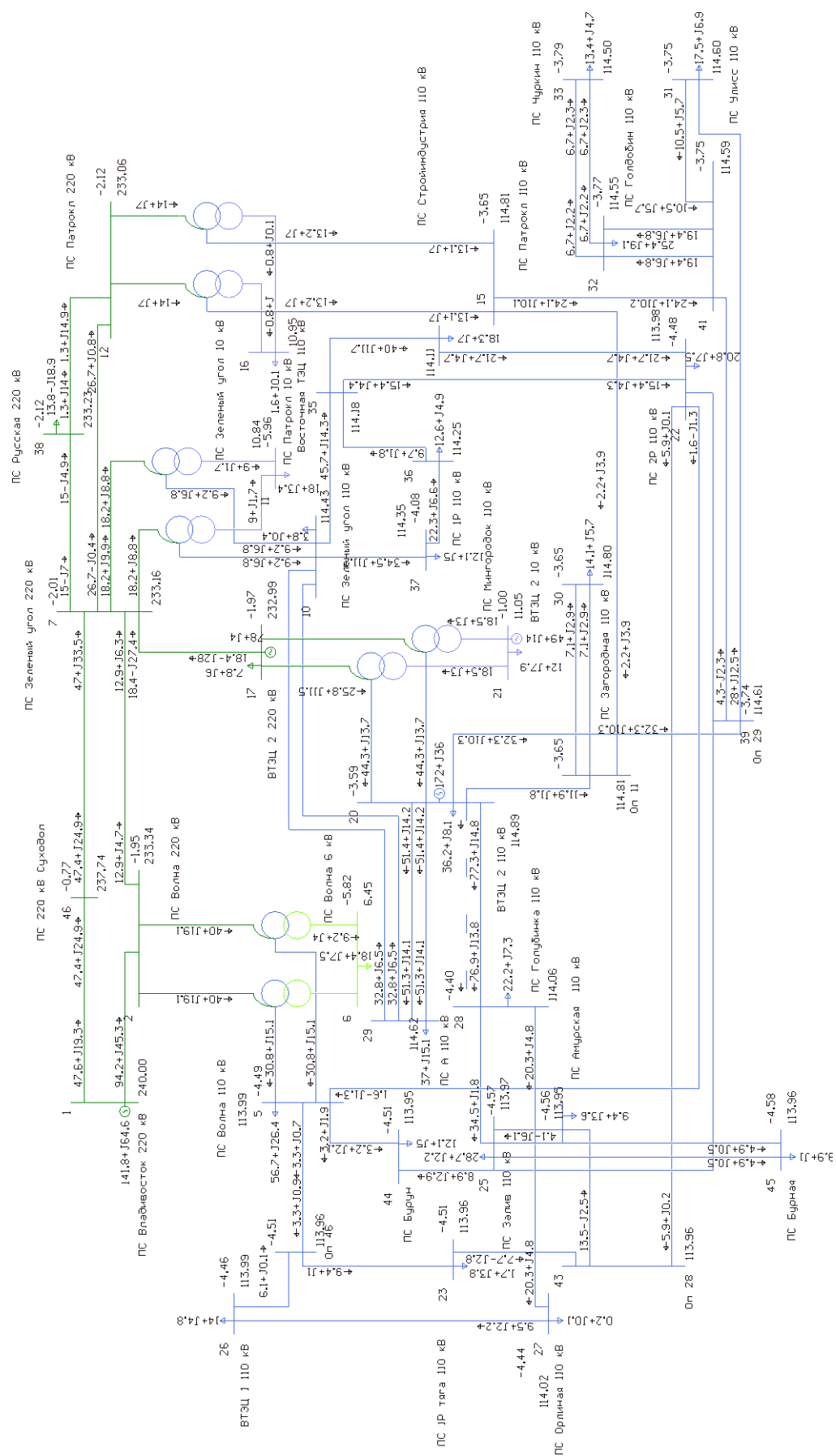


Рисунок 5 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме отключена
ВЛ 110 кВ ВТЭЦ 2 – Голубинка

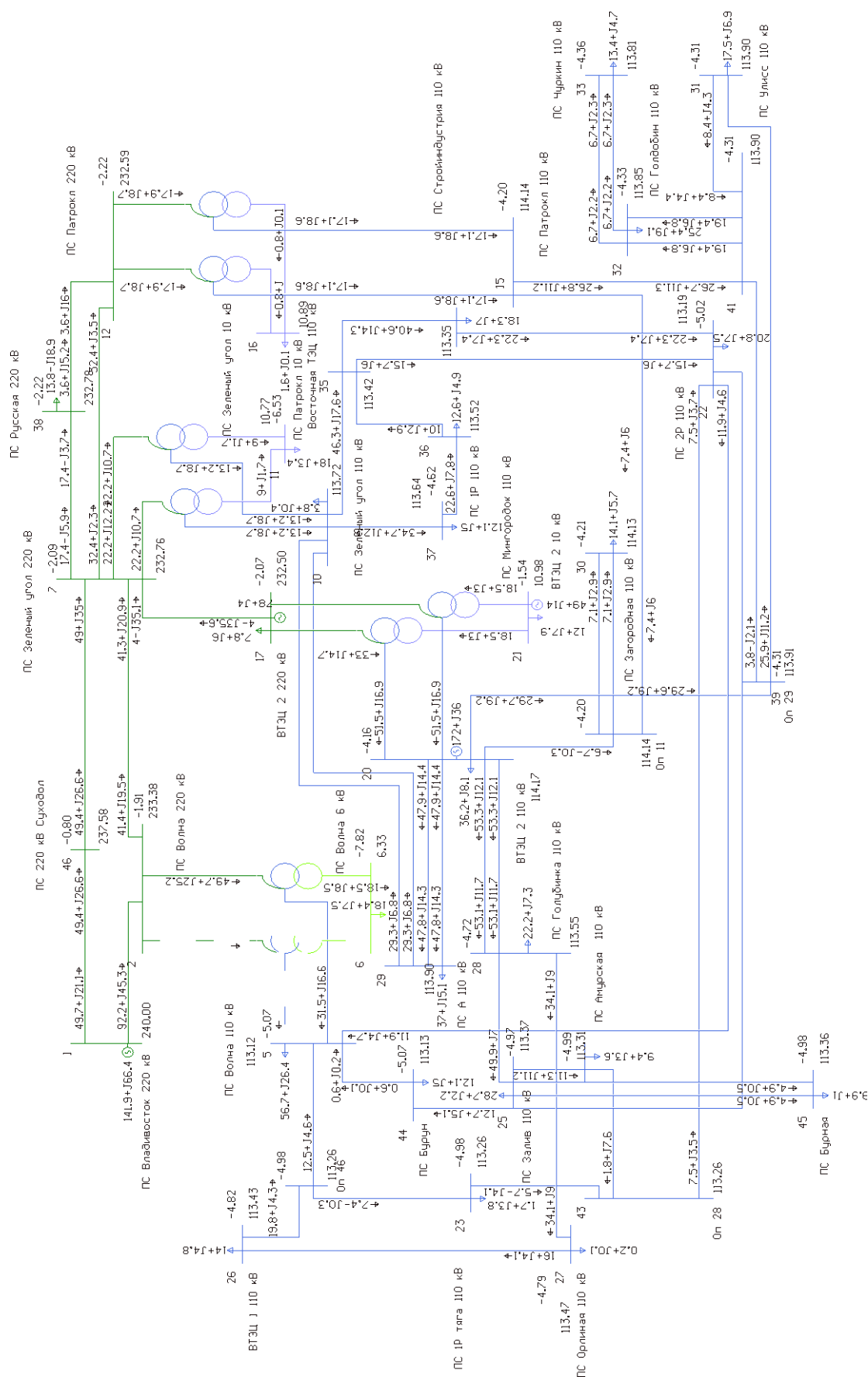


Рисунок 6 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме отключен один АТ на ПС 220 кВ Волна

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК

2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Полная мощность на стороне 10 кВ:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (10)$$

$$S = \sqrt{14,2^2 + 5,68^2} = 15,3 \text{ МВА},$$

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 того, чтобы определить мощность силовых трансформаторов, воспользуемся следующей формулой:

$$S_{mp} = \frac{S}{2 \cdot K_z}, \quad (11)$$

где K_z – коэффициент загрузки, который равен 0,7;

S – полная мощность на низкой стороне, МВА

$$S_{mp} = \frac{15,3}{2 \cdot 0,7} = 10,92 \text{ МВА},$$

Для определения номинальной мощности трансформаторов используем расчётную мощность.

При проведении расчета получили значение $S_{тр}=10,92$ МВА. Подходящим будет трансформатор марки ТДН-16-110-У1.

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

Расчёт производим по следующим формулам:

$$K_3^{норм} = \frac{S}{n_T - S_{Тном}}, \quad (12)$$

$$K_3^{норм} = \frac{10,92}{2 \cdot 16} = 0,4,$$

$$K_3^{ав} = \frac{S}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (13)$$

$$K_3^{норм} = \frac{10,92}{16} = 0,7,$$

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 не находятся в требуемых пределах.

2.2 Выбор главной схемы подстанции

При выборе основной схемы электрических соединений для подстанции следует учитывать ряд важных факторов. Они включают в себя тип проектируемой станции, количество и мощность установленных силовых трансформаторов, уровни напряжения, количество питающих линий и отходящих присоединений, экономическую эффективность предлагаемых

вариантов, а также гибкость и удобство в эксплуатации, аспекты безопасности обслуживания [22].

Для конкретного случая проектируемой подстанции, где требуется установить два трансформатора мощностью 16 МВА и энергия будет подаваться на напряжении 110 кВ, необходимо выбрать экономически выгодную схему для распределительного устройства. В данном случае, подключение подстанции 110/10 кВ к напряжению 110 кВ будет выполнено по транзитной схеме, КЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – ПС Реновация – ПС Орлиная.

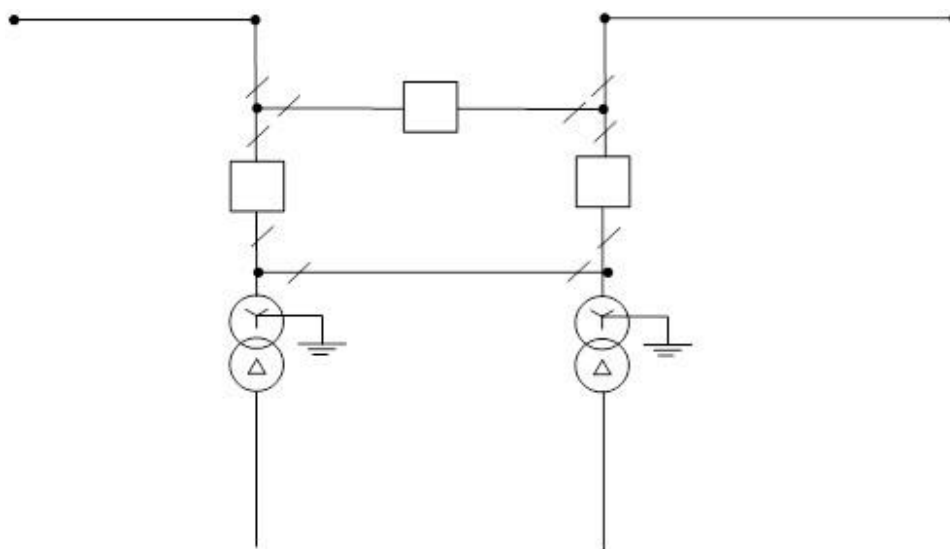


Рисунок 7 – Схема № 110 – 5АН «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»

В процессе разработки подстанции требуется провести технико-экономическую оценку, включающую выбор оптимального конструктивного решения для распределительного устройства (РУ).

Следует учесть, что проектируемая ПС 110/10 кВ будет расположена в черте города, поэтому нужно учитывать следующие основные требования:

- 1) безопасность людей и окружающей среды [15];
- 2) Минимизация негативного воздействия электромагнитных полей на здоровье людей и окружающую среду с целью снижения вредных последствий [15].

3) Разработка архитектурно-градостроительных решений, способствующих улучшению окружающей среды и созданию благоприятных условий для проживания [15].

4) Обеспечение эффективной работы электроустановок, оптимизация их эксплуатации и обслуживания с целью повышения эффективности [15].

5) Создание возможности для проведения модернизационных, реконструкционных и ремонтных работ в сфере электроустановок [15].

6) надежность и качество электроснабжения [15];

7) соблюдение технологических требований производства и потребления электрической энергии [15].

Распределительные устройства (РУ) классифицируются на открытые (ОРУ), закрытые (ЗРУ) и комплектные с элегазовой изоляцией (КРУЭ). ОРУ применяются при напряжении от 110 кВ и выше на открытом воздухе. ЗРУ размещаются в закрытых помещениях и предпочтительны в агрессивных средах, холодных климатических условиях, при ограниченном пространстве или в городской черте для снижения шума и сохранения эстетики. КРУЭ не рассматриваются из-за высокой стоимости.

Выбор типа РУ для подстанции (ПС) 110/10 кВ зависит от доступности места, удобства эксплуатации, безопасности, охраны окружающей среды, климатических условий, технических и экономических факторов. ЗРУ обеспечивают более высокий уровень безопасности и защиты от внешних воздействий, а также снижают уровень шума. ОРУ дешевле в установке и обслуживании.

В городской черте рекомендуется ЗРУ из-за повышенных требований к безопасности. При выборе также учитываются климатические условия, технические особенности оборудования и требования нормативных документов (ПУЭ, Градостроительный кодекс РФ).

2.3 Расчёт линейных объектов

Выбор марки и сечения кабеля к проектируемой подстанции будет основываться на марке и сечения токоведущих частей линии ВТЭЦ-2 – Орлиная,

так как данная подстанция будет устанавливаться в разрез этой линии, на данной линии установлен кабель АПвПу2г 1*800, проверим данный кабель.

Кабели с изоляцией из шитого полиэтилена могут применяться для прокладки в земле, в железобетонных лотках, в трубах, в кабельных помещениях. Выбор номинального сечения жил производится с помощью таблиц длительно допустимого тока.

Таблица 17 - Поправочные коэффициенты при прокладке кабеля

Условие прокладки	Поправочный коэффициент
Глубина прокладки -1,5 м	1,00
Состав грунта – песчано-глинистая почва влажностью 12-14%	0,93
Расстояние между цепями КЛ – 0,5 м	0,92
Расчетная температура грунта: в часы максимума -15°C	1,06

Найдём максимальную токовую нагрузку для кабельной линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max \text{ з}}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (14)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

$P_{\max \text{ з}}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$ - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, кВ.

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение токоведущих частей ЛЭП:

$$I_P = I_{\max} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \quad (15)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

K_1 – коэффициент, учитывающий глубину прокладки кабеля, равный 1;
[10]

K_2 – коэффициент, учитывающий состав грунта. Примем данный коэффициент равным 0,93; [10]

K_3 - коэффициент, учитывающий расстояние между цепями КЛ, примем 0,92; [10]

K_4 - коэффициент, учитывающий расчетную температуру грунта в часы максимума, примем 1,06. [10]

$$I_{\partial.\partial} \geq I_{P.Л} , \quad (16)$$

где $I_{\partial.\partial}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{P.Л}$ - расчетный послеаварийный ток.

Приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{14,2^2 + 5,68^2}}{2 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 40 \text{ кА}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = 1 \cdot 0,93 \cdot 0,92 \cdot 1,06 \cdot 40 = 36,3 \text{ кА}$$

Примем к установке на данном участке кабель АПвПу2г 1*800 при прокладке кабеля в земле, кабель расположен в плоскости, соединен и заземлен с двух сторон, с длительно допустимым током $I_{до} = 512 \text{ А}$. [10]

2.4 Выбор варианта сети

В качестве основного варианта подключение проектируемой ПС к схеме внешнего электроснабжения, расположенной на рисунке 8 принимаем вариант, указанный на рисунке 9.

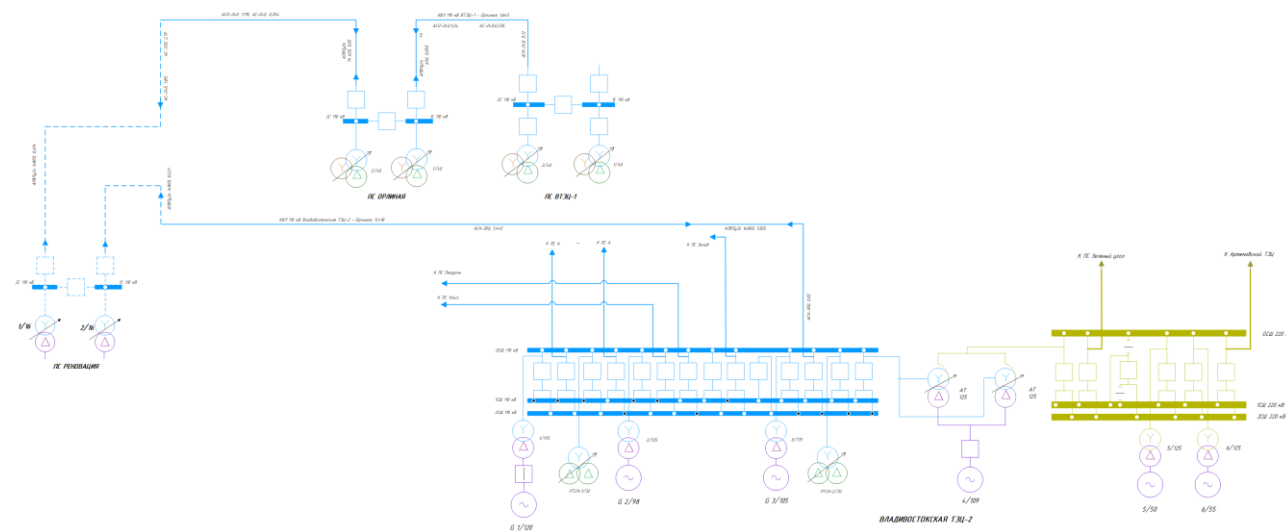


Рисунок 8 – Подключение проектируемой ПС

Данный вариант сети представляет собой подключение подстанции Реновация в расщелку линии ВТЭЦ-2 – Орлиная на напряжении 110 кВ, в соответствии с рациональным напряжением. Данный вариант подключения подстанции выбран в целях надежного энергоснабжения важного потребителя, современного жилого комплекса Реновация.

Также был разработан второй вариант подключения ПС Реновация, который подразумевает сооружения двухцепной линии Реновация-ВТЭЦ-2, но из-за ее большой протяженности и невозможности расширения РУ 110 кВ на ВТЭЦ-2 данный вариант является неперспективным.

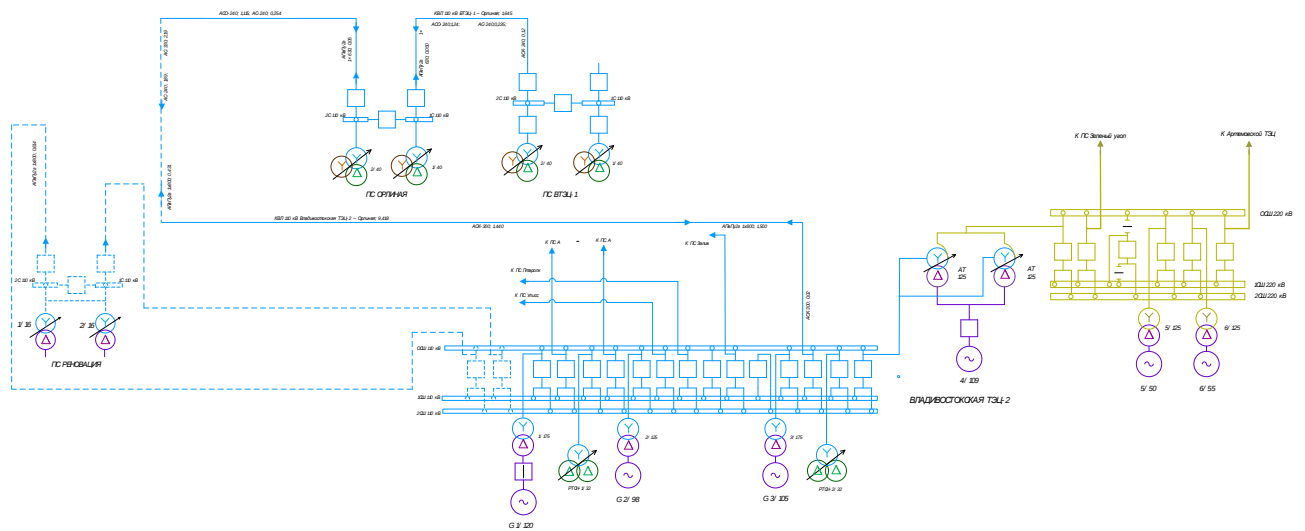


Рисунок 9 – второй вариант подключения ПС Реновация.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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].

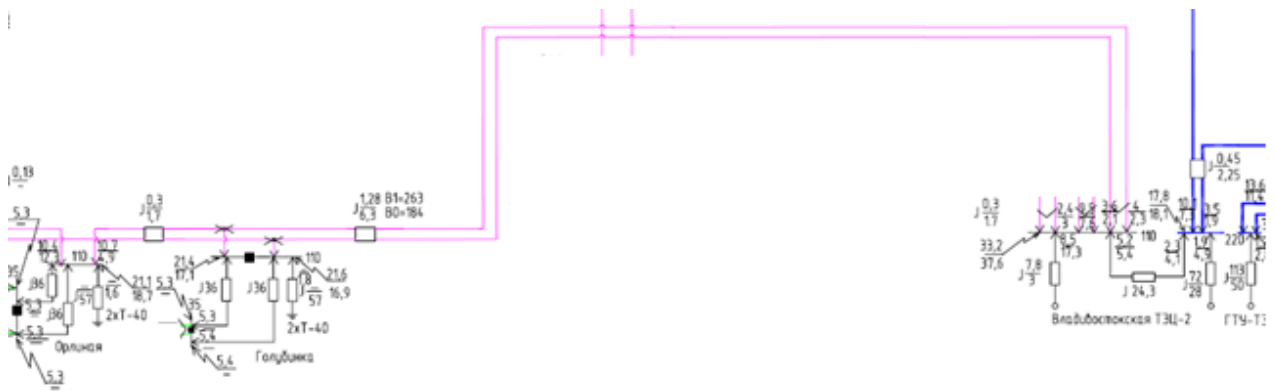


Рисунок 10 – Токи КЗ примающей сети

11. Схема замещения расчетной электрической схемы изображена на рисунке

Зададим базисную мощность:

$$S_{\delta} = 1000 \text{ MBA},$$

Для каждой ступени напряжения принимаем базисное напряжение согласно шкале средних номинальных напряжений:

$$U_{\phi 1} = 115 \text{ KB};$$

$$U_{\delta 2} = 10,5 \text{ КВ};$$

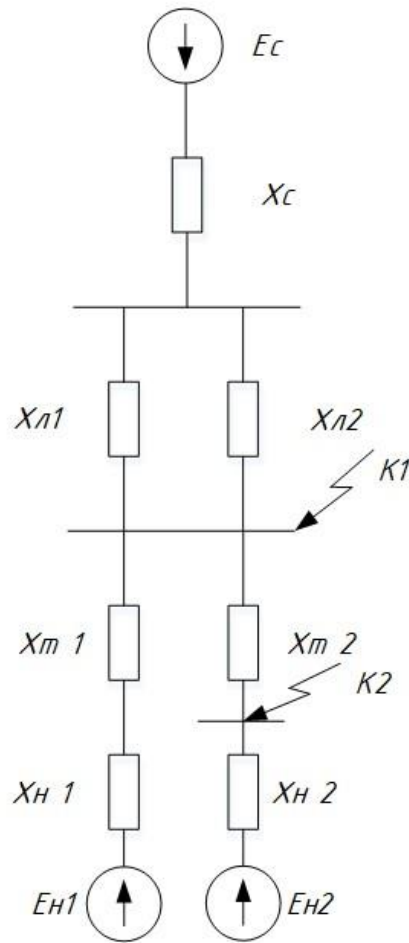


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Для каждой ступени определяем базисный ток по формуле:

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

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 91,6 \text{ кА},$$

Определение сопротивления энергосистемы происходит путем измерения мощности трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания.

$$X_c = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_k} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}}, \quad (18)$$

где $I_{кз}$ – ток трёхфазного короткого замыкания на шинах источника питания.

$$X_c = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 18,2} = 0,27 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{л1} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ном}^2}, \quad (19)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление (Ом/км)

L – длина линии (км)

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 6,14 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление обобщённой нагрузки:

$$X_H = 2 \cdot 0,35 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (20)$$

$$X_H = 2 \cdot 0,35 \cdot \frac{1000}{\sqrt{14,2^2 + 5,68^2}} = 33,9 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивления трансформаторов:

$$X_{m1} = X_{m2} = \frac{U_{\kappa, \%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (21)$$

где $U_{\kappa, \%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора
 $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора

$$X_{m1} = X_{m2} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 4,2 \text{ о.е.}$$

Расчёт токов короткого замыкания для точки К1

Проведём упрощение схемы замещения путем последовательного и параллельного соединения сопротивлений элементов.

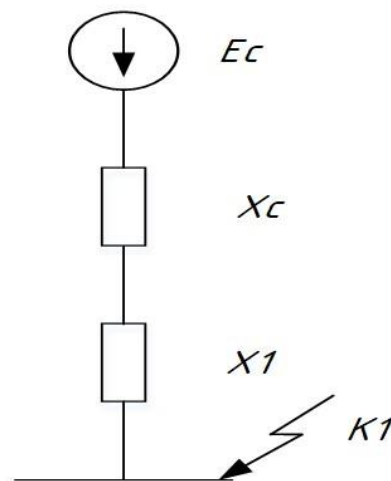


Рисунок 12 – Сворачивание схемы замещения

$$X_1 = \frac{X_{л1.1} \cdot X_{л1.2}}{X_{л1.1} + X_{л1.2}}, \quad (22)$$

$$X_1 = \frac{0,2 \cdot 0,2}{0,2 + 0,2} = 0,15 \text{ o.e.}$$

$$X_2 = X_{m1} + X_n, \quad (23)$$

$$X_2 = 4,2 + 33,9 = 38,1 \text{ o.e.}$$

$$X_3 = X_c + X_1, \quad (24)$$

$$X_3 = 0,27 + 0,15 = 0,42 \text{ o.e.}$$

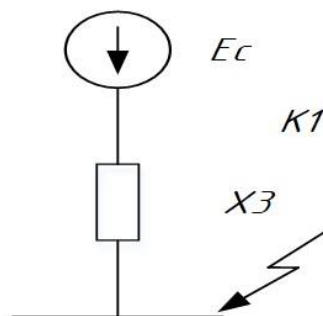


Рисунок 13 – Сворачивание схемы замещения

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки К1 определим по формуле:

$$I_{по.К1} = \left(\frac{E_H}{X_2} + \frac{E_C}{X_3} \right) \cdot I_{Б1}, \quad (25)$$

$$I_{ПО.К1} = \left(\frac{0,85}{38,1} + \frac{1}{0,42} \right) \cdot 5,02 = 12 \text{ кА},$$

Для расчета ударного тока и апериодической составляющей тока КЗ воспользуемся значениями ударного коэффициента и постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы.

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{уд.К1} = \left(\frac{E_H}{X_2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aH}}} \right) + \frac{E_C}{X_3} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aC}}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} I_{Б1}, \quad (26)$$

$$i_{уд.К1} = \left(\frac{0,85}{38,1} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} \right) + \frac{1}{0,42} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 27,4 \text{ кА},$$

Апериодическую составляющую тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a.К1} = \left(\frac{E_H}{X_2} + \frac{E_C}{X_3} \right) \cdot \sqrt{2} I_{Б1}, \quad (27)$$

$$i_{a.К1} = \left(\frac{0,85}{38,1} + \frac{1}{0,42} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 16,9 \text{ кА},$$

Расчёт токов короткого замыкания для точки К2

Для точки К2 проводим аналогичный расчет по приведенным преобразованиям и результаты сводим в таблицу 18.

Произведем последовательное и параллельное соединение сопротивлений элементов схемы замещения:

Проводим преобразование схемы замещения.

$$X_2 = X_c \cdot \frac{X_{.11.1} \cdot X_{.11.2}}{X_{.11.1} + X_{.11.2}}, \quad (28)$$

$$X_2 = 0,27 \cdot \frac{0,2 \cdot 0,2}{0,2 + 0,2} = 0,04 \text{ o.e.}$$

$$X_3 = X_{m1} + X_h, \quad (29)$$

$$X_3 = 4,2 + 33,9 = 38,1 \text{ o.e.}$$

$$X_3 = \frac{1}{\frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}}, \quad (30)$$

$$X_3 = \frac{1}{\frac{1}{0,04} + \frac{1}{38,1}} = 0,04 \text{ o.e.}$$

$$X_{pez} = X_3 + X_T, \quad (31)$$

$$X_{pez} = 0,04 + 4,2 = 4,24 \text{ o.e.}$$

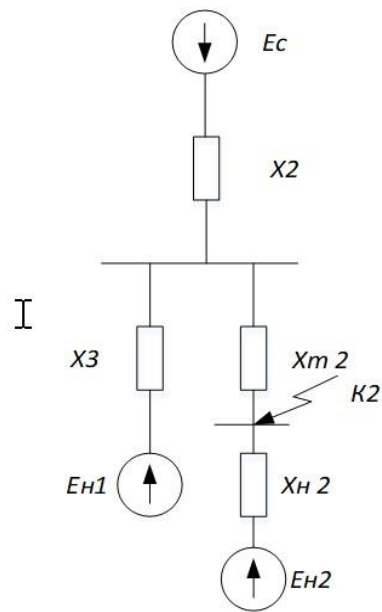


Рисунок 14 – Сворачивание схемы замещения

$$X_4 = \frac{X_{pez}}{C_2}, \quad (32)$$

$$X_4 = \frac{4,24}{0,9} = 4,7 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = \frac{X_{pez}}{C_3}, \quad (33)$$

$$X_5 = \frac{4,24}{0,008} = 530 \text{ о.е.}$$

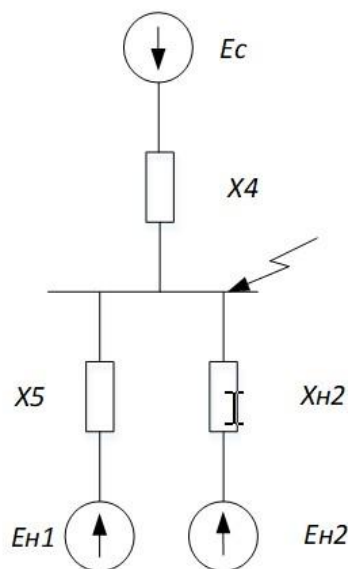


Рисунок 15 – Сворачивание схемы замещения

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки К2 определим по формуле:

$$I_{по.К2} = \left(\frac{E_c}{X_4} \right) \cdot I_{B2}, \quad (34)$$

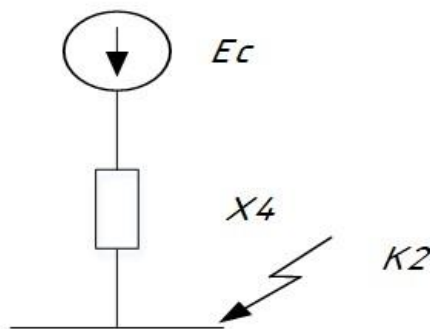


Рисунок 16 – Сворачивание схемы замещения

$$I_{по.К1} = \left(\frac{1}{4,7} \right) \cdot 91,6 = 21,9 \text{ кА},$$

Для расчета ударного тока и апериодической составляющей тока КЗ воспользуемся значениями ударного коэффициента и постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы.

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{уд.К1} = \left(\frac{E_C}{X_4} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ac}}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} I_{B2}, \quad (35)$$

$$i_{уд.К1} = \left(\frac{1}{4,7} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 91,6 = 53 \text{ кА},$$

Апериодическую составляющую тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a.К1} = \left(\frac{E_C}{X_4} \right) \cdot \sqrt{2} I_{B2}, \quad (36)$$

$$i_{a.К1} = \left(\frac{1}{4,7} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 91,6 = 31 \text{ кА},$$

Таблица 18 – Расчетные токи трехфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{\Pi O}$, кА	i_a , кА	$i_{уд}$, кА
К1	12	10,9	27,4
К2	21,9	31	53

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ РЕНОВАЦИЯ

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. Эти данные необходимо определить или рассчитать заранее с использованием соответствующих формул. На основе этих данных будет произведен расчет и выбор необходимого оборудования для подстанции, с учетом максимальных рабочих токов в распределительных устройствах.

Для определения максимальных рабочих токов РУ 110 кВ можно использовать следующую формулу [10]:

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (37)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А},$$

Для стороны 10 кВ:

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2291 \text{ А},$$

Расчёт теплового импульса определяется по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a), \quad (38)$$

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

t_{cv} – собственное время отключения выключателя.

Для точки К1:

$$B_{\kappa} = 12^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 298,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для точки К2:

$$B_{\kappa} = 21,9^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 992,8 \text{ кА}^2\text{с},$$

4.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) представляет собой готовое распределительное решение, которое включает в себя закрытые шкафы с встроенными аппаратами, приборами для измерения и защиты, а также дополнительными компонентами.

Установка КРУ включает доставку собранных шкафов с оборудованием на место монтажа, их установку, подключение шин между шкафами и прокладку силовых и контрольных кабелей. Использование КРУ значительно сокращает время монтажа распределительного устройства. КРУ также обеспечивает безопасность при обслуживании, так как все электрические компоненты, находящиеся под напряжением, защищены металлическими кожухами [21].

Для распределения электрической энергии с напряжением 10 кВ и токами от 1030 до 2 000 А рекомендуется выбрать КРУ-СЭЩ-103 из серии комплектных распределительных устройств, которое предназначено для использования в промышленных сетях с частотой 50 и 100 Гц.

Таблица 19 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-103 10 кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

4.2 Выбор выключателей 110 кВ

Главным компонентом электрической подстанции являются автоматические выключатели, задачей которых является отключение электрических цепей в обычных и аварийных ситуациях. При выборе выключателей учитываются их номинальное напряжение и ток. Кроме того, проводится проверка выключателя на его способность прерывать ток, а также на его динамическую и термическую стойкость в случае короткого замыкания.

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (39)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб}, \quad (40)$$

Первоначально выбираем и проверяем вакуумные выключатели марки ВРС – 110 40/3150 УХЛ1.

Таблица 20 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 125,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 27,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 298,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 12 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 12 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$

4.3 Выбор выключателей 10 кВ

Производится аналогичный расчет выключателей для КРУ напряжением 10 кВ. Для ячеек из серии СЭЩ-103 рекомендуется использовать вакуумные выключатели из серии ВВУ - СЭЩ-10.

Таблица 21 - Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 2291 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 53 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 992,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$

4.4 Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединители — это коммутационные аппараты с явно видимым местом разъединения, не обладающие механизмом автоматического разрыва, предназначенные для отключения и подключения электрической сети при отсутствии нагрузки или при наличии незначительной нагрузки.

Алгоритм выбора разъединителя схож с алгоритмом выбора автоматического выключателя, однако в данном случае не проводится проверка способности разъединителей к разрыву под напряжением, так как они не предназначены для коммутации электрических цепей под напряжением.

Для РУ 110 кВ выбираем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1.

Таблица 22 - Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 125,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2790,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 298,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

4.5 Выбор разъединителей 10 кВ

Выбираем разъединители марки РГ2-10/1000 УХЛ1.

Таблица 23 - Выбор и проверка разъединителей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_P = 2291 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 53 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 992,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

4.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой устройство в области электротехники, которое используется для снижения первичного тока до уровней, пригодных для измерительных устройств, релейной защиты, а также для разделения измерительных цепей и обеспечения защиты от высоковольтных первичных цепей.

Для определения общего сопротивления вторичных цепей проводится соответствующий расчет:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}, \quad (41)$$

Где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов равное 0,1 Ом.

Сопротивление соединительных проводов рассчитываем по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (42)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2) / \text{м}$ – удельное сопротивление провода;

l – длина проводов (110 кВ – 100 м, 10 кВ – 10 м),

F – сечение провода (4 мм²).

Сопротивление проводов для РУ 110 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом},$$

Сопротивление проводов для РУ 10 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом},$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}, \quad (43)$$

где $S_{\text{пр}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный ток.

К установке принимаем измерительный комплекс АВВ «delta +». Расчёт нагрузки приведён в таблице 24, 25.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	ЕМ-010	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счётчик АЭ	delta +	0,12
Счётчик РЭ		

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	ЕМ-010	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Счётчик АЭ и РЭ	delta +	0,12

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 110 кВ $S_{пр}=1,102$ ВА. Тогда сопротивление приборов на стороне 110 кВ будет равно:

$$r_{приб} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ Ом},$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{пр}=1,12$ ВА. Тогда сопротивление приборов на стороне 110 кВ будет равно:

$$r_{приб} = \frac{1,12}{5^2} = 0,045 \text{ Ом},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 110 кВ:

$$Z_{2,110} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ Ом},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,045 + 0,43 + 0,1 = 0,58 \text{ Ом},$$

Принимаем к установке трансформатор тока ТФМ-110-У1.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 125,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

На стороне 10 кВ принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-У2.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 4500 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 2291 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 53 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

4.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для уменьшения высокого напряжения и обеспечения изоляции между цепями измерения и реле от первичных цепей с высоким напряжением.

Отличаются трансформаторы напряжения от силовых трансформаторов только в их меньшей мощности.

При достаточно низкой мощности трансформатора напряжения можно обеспечить его работу в режиме холостого хода.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_2 \leq S_{2НОМ}, \quad (44)$$

где $S_{2НОМ}$ – номинальная мощность;

S_2 – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчёт вторичной нагрузки трансформаторов напряжения ПС приведён в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ.

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	ЕМ-010	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-010	2	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	2	7
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счётчик АЭ и РЭ	delta +	2	1
Сумма			43

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-110.

Таблица 29 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2\text{НОМ}} = 400 \text{ ВА}$	$S_2 = 43 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ:

Сравнения параметров вторичной нагрузки на стороне 10 кВ приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	ЕМ-010	2	4
Счётчик АЭ и РЭ	delta +	14	14
Сумма			18

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-10.

Таблица 31 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$

4.8 Выбор гибких шин 110 кВ

В РУ В высоковольтных подстанциях с напряжением 110 кВ и выше используются гибкие шины, которые состоят из проводов. Для соединения

генераторов и трансформаторов с подстанцией напряжением 10-10 кВ применяются пучки проводов, закрепленные в кольцах-обоймах. В этом пучке проводов два из них являются сталеалюминиевыми и несут механическую нагрузку, такую как гололед, ветер и собственный вес проводов. Остальные провода в пучке выполнены из алюминия и служат только для передачи электрического тока.

Максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ составляет 125,5 А. Для этой конфигурации используется провод АС 185/19, который имеет максимально допустимый ток 510 А. Расстояние между фазами в горизонтальной плоскости составляет 3 метра.

Проводим проверку условий коронирования провода. Нужно определить начальную критическую напряженность на проводе:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (45)$$

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

r_0 – радиус провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}}\right) = 34,46 \text{ кВ},$$

Формула, позволяющая вычислить интенсивность электрического поля вблизи поверхности нерасщепленного провода, имеет следующий вид:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (46)$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднее расстояние между проводами фаз, оно равно 400 см.
 U – линейное напряжение на проводе. Принимаем равным 115 кВ.

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{400}{0,744}} = 20,04 \text{ кВ},$$

Определим отсутствие коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (47)$$

$$21,4 \leq 31,01,$$

Сечение является подходящим по требованиям.

4.9 Выбор жёстких шин 10 кВ

В сетях с напряжением 6-10 кВ используются жесткие алюминиевые шины для ошиновки и сборки. Использование медных шин слишком дорогостояще, даже при больших токах нагрузки. При токах до 4000 А применяются однополосные и двухполосные алюминиевые шины. При более высоких токах рекомендуется использовать шины с коробчатым сечением.

В данном случае максимальный ток нагрузки составляет 2291 А. Мы выбираем алюминиевые шины с минимальным сечением 80x10 мм (4,8 см²). Шины устанавливаются плоско на изоляторах, а расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Для обеспечения тепловой стойкости проверяем шины и определяем минимальное сечение, учитывая условия нагрева при коротком замыкании.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (48)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{992,8}}{91} = 0,34,$$

где $C = 91$ — для алюминиевых шин и кабелей;

Проверка электродинамической стойкости:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95, \quad (49)$$

где J — момент инерции шины;

q — сечение проводника.

Расчёт момента инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12}, \quad (50)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ см}^3,$$

Принимаем пролёт между изоляторами 0,9 м

Расчёт наибольшего усилия:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (51)$$

Где $i_{уд}$ — ударный ток короткого замыкания;

a – расстояние между фазами.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21900^2}{0,4} = 207,7 \text{ Н/м},$$

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{6}, \quad (52)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{6} = 6,4 \text{ см}^3,$$

Расчёт механического напряжения при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (53)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{21900^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 4,74 \text{ МПа},$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 103 МПа.

4.10 Выбор изоляторов 10 кВ

Изоляторы выбираются по номинальному напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (54)$$

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}, \quad (55)$$

Где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора;

$F_{расч}$ – расчётное усилие.

Расчётная сила определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (56)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{21900^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 228,4 \text{ Н},$$

Выбираем проходной изолятор марки ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н.

Проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 228,4,$$

Так как неравенство выполняется, то данный изолятор можно принять к установке на ПС.

4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Различные факторы влияют на состав потребителей, удовлетворяющих собственные нужды подстанций. Эти факторы включают тип подстанции, мощность трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов и тип электрооборудования, установленного на подстанции.

Среди наиболее важных потребителей собственных нужд подстанций стоит выделить оперативные цепи, систему связи, телемеханику, систему охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, систему пожаротушения и электроприемники компрессорной установки. Поскольку мощность этих потребителей невелика, их подключают к сети с напряжением 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

При выборе мощности трансформаторов учитываются нагрузки собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности. Особое внимание уделяется летним и зимним нагрузкам, а также нагрузке во время проведения ремонтных работ на подстанции. Это позволяет оптимизировать выбор мощности трансформаторов, чтобы обеспечить надежное функционирование подстанции в различных условиях.

В процессе учебного проектирования возможно приближенно определить нагрузку $P_{\text{сн.макс}}$ и расход электроэнергии $W_{\text{сн}}$ с помощью таблицы 32.

Таблица 32 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с.н.

Тип электроустановки	$P_{\text{сн}}/P_{\text{уст}}, \%$	$W_{\text{сн}}/W_{\text{выр}}$	K_c
Тупиковая ПС	50-200 кВт	-	-
Узловая ПС	200-500 кВт	-	-

Используя данные таблицы 32, можно определить необходимую мощность с.н:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \frac{P_{\text{уст}}}{\cos \phi}, \quad (57)$$

Где k_c – коэффициент спроса, который равен 0,8;

$P_{\text{уст}}$ – ориентировочная установленная активная мощность. Определено опираясь на таблицу 32. $P_{\text{уст}}=350$ кВт.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \frac{350}{0,85} = 329,4 \text{ кВа},$$

К установке принимаем два трансформатора марки ТСЗ 350/10.

4.12 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Для предотвращения излишних нагрузок на распределительные устройства используются устройства ограничения перенапряжений (ОПН). Они специально предназначены для защиты электрооборудования от повышенных напряжений, вызванных грозами или переключениями.

Наибольшее рабочее напряжение на подстанционных шинах с напряжением 110 кВ составляет 1210 кВ.

Таким образом, мы можем рассчитать фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}, \quad (58)$$

$$U_{нрф} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \text{ кВ}$$

Энергия, поглощаемая ограничителем, определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_{\text{в}}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T, \quad (59)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений на линии;

$U_{ост}$ – остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{\text{в}}$ – волновое сопротивление линии, Ом;

T – время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0}, \quad (60)$$

Где U_0 – напряжение волны перенапряжения;

L – длина защищённого подхода определяется из ПУЭ, принимаем равной 3 км.

$$U = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 225 \text{ кВ},$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (61)$$

Где β - коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ мкс},$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{225 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 429 \text{ кДж},$$

Определяем удельную энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (62)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{429}{110} = 3,9 \text{ кДж/кВ},$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \leq 3,9 \leq 4,5$ кДж/кВ.

Выбираем ОПН-110/77-10/1050. Сравнение расчётных данных с паспортными приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}=77 \text{ кВ}$	$U_{нр} = 72,74 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$
$\mathcal{E}' = 7 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}'_{расч}=3,9 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}'_{расч} \leq \mathcal{E}'$

4.13 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Наибольшее рабочее напряжение на шинах ПС 10 кВ составляет 7,2 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нр} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}, \quad (63)$$

$$U_{нр} = \frac{7,2}{\sqrt{3}} = 4,2 \text{ кВ},$$

Выбираем ОПН-10 УХЛ1. Сравнение расчётных данных с паспортными приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}=7,12 \text{ кВ}$	$U_{нр} = 4,2 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$

4.14 Выбор аккумуляторных батарей

На станциях часто используются установки постоянного тока для питания систем управления, автоматики, сигнализации и освещения. Эти установки могут использовать аккумуляторные батареи, переменный ток или выпрямленный постоянный ток, полученный с помощью тиристорных преобразователей. Это позволяет избежать необходимости в дорогостоящих и мощных аккумуляторных батареях и упростить операционные задачи.

Установка постоянного тока обычно состоит из одного или нескольких преобразователей, которые преобразуют переменный ток в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей могут использоваться выпрямители или генераторы с двигателями. В нормальном режиме работы станции или подстанции сеть постоянного тока питается через преобразователь, а батарея заряжена и потребляет только небольшой ток для компенсации саморазряда. Однако при нарушении нормального режима работы преобразователь отключается, и нагрузку на себя принимает батарея.

Выбор аккумуляторных батарей осуществляется в зависимости от необходимой емкости, требуемых уровней напряжения в аварийном режиме и схемы их подключения к шинам. Чаще всего аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда с использованием элементного коммутатора. Напряжение на элементе при начале разряда составляет примерно 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда

в получасовом режиме обычно принимается равным 1,75 В. Максимальное напряжение обычно составляет 2,10 В.

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (64)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

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

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54,$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{115}{1,75} = 66,$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (65)$$

$$n_{доб} = 66 - 54 = 12,$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (66)$$

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

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{24}{25} = 1,01,$$

Производим округление до ближайшего типового номера $N = 1$.
Принимаем батарею СК – 1.

Проверим по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (67)$$

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

$$I_{Tmax} = 30 \text{ А},$$

410 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 1 = 46 \text{ А},$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{30}{1} = 30,$$

По графику изображённому на рисунке 17, можно установить, что напряжение на аккумуляторе составляет 85%. Если учесть потерю напряжения в соединительном кабеле в размере 5%, то напряжение на приводах будет составлять 80%. Это значение находится в пределах допустимого отклонения напряжения на электромагнитах включения, которое составляет от 80% до 110%. Следовательно, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

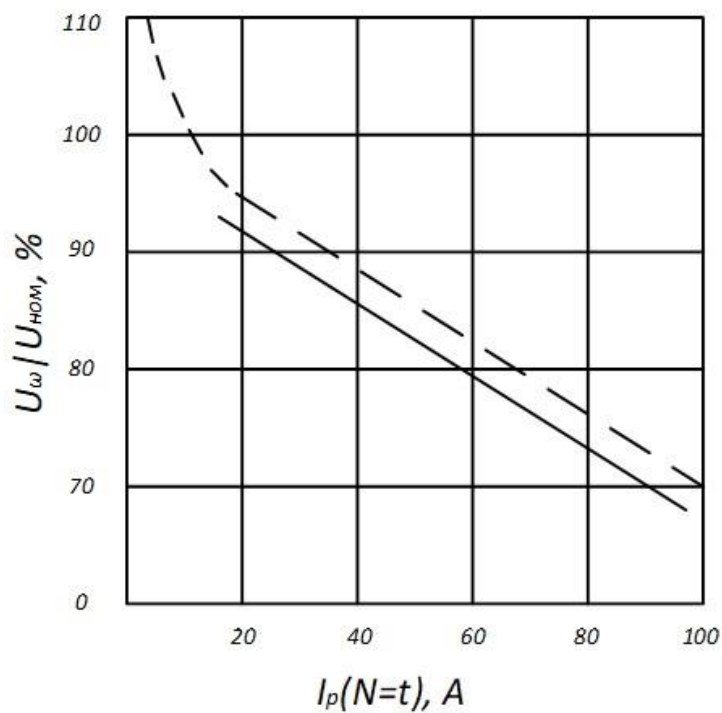


Рисунок 17 – Зависимость напряжения от тока разряда аккумулятора

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (68)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 1 + 8 = 8,15 \text{ А},$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (69)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 51 = 110 \text{ В},$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/2100 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,15 \cdot 1 = 0,15 \text{ А},$$

$$U_{\text{Пзоб}} = 2,15 \cdot 12 = 25,8 \text{ В},$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}, \quad (70)$$

$$I_3 = 5 \cdot 1 + 8 = 13 \text{ А},$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot n, \quad (71)$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot 66 = 181,5 \text{ В},$$

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Выбор и проверка заземления подстанции

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. Дополнительно, вертикальные электроды могут быть размещены вдоль периметра сетки для достижения необходимого сопротивления заземления [15].

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры проектируемой ПС, примем из [21]:

$$A=95 \text{ м,}$$

$$B= 40 \text{ м,}$$

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

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (72)$$

$$S = (95 + 2 \cdot 1,5) \cdot (40 + 2 \cdot 1,5) = 4214 \text{ м}^2,$$

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:

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{I_m^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (73)$$

Где I_m - ток молнии, А. Принимаем равным 100 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.

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{60 \cdot 10^3 \cdot 0,045}{400 \cdot 21}} = 56,7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}), \quad (74)$$

$$S_{cp} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad (75)$$

Где a_k , b_k , c_k , α_k - коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем 0,00210; 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:

$$F \geq F_{кор} + F_{тер.см}, \quad (76)$$

$$95 \geq 85,641,$$

Условие выполняется.

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм².

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_z = (a + 3) \cdot \frac{b + 3}{k} + (b + 3) \cdot \frac{a + 3}{k}, \quad (77)$$

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

$$L_z = (95 + 3) \cdot \frac{40 + 3}{7} + (40 + 3) \cdot \frac{95 + 3}{7} = 1204 \text{ м},$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{z,y} = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (78)$$

где m – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (79)$$

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

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

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (80)$$

где c - расстояние между вертикальными электродами, м.

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

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{z,y} + n \cdot l_{\text{э}}} \right), \quad (81)$$

где $\rho_{\text{э}}$ - эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ), Ом·м.

A - вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$\rho_{\text{э}} = K_c \cdot \rho_{\text{изм}}; \quad (82)$$

$$\rho_{\text{э}} = 50 \cdot 1,2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R = 60 \cdot \left(\frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298 + 37 \cdot 6} \right) = 0,38 \text{ Ом},$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (83)$$

Где I_m - амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 100 кА.

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

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (84)$$

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

$$0,48 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

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 здание ЗРУ-110, его высота составляет 11 м. Относительно этой высоты будем производить расчёт зон защиты.

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

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (85)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,5 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (86)$$

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

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (87)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, для здания ЗРУ 11 м.

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

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

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (88)$$

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

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (89)$$

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

Рассмотри 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:

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

Аналогично проводится расчёт молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчёта приведены в таблице 35.

Эффективная высота стержневого молниеотвода определяется по формуле (85):

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,5 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле (93):

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

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ по формуле (94):

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

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 используя формулу (88):

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

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (89):

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

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле (95):

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

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (910):

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

Таблица 35 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеотводы	L(м)	h(м)	h _{эф} (м)	h _c (м)	r ₀ (м)	r _x (м)	r _{cx} (м)
1-2	38	19	110.5	13.57	20.18	9.18	3.82
1-3	25	19	110.5	15,42	20.18	9.18	5,8
3-4	38	19	110.5	13.57	20.18	9.18	3.82
2-4	35	19	110.5	15,42	20.18	9.18	5,8

6 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА ПС РЕНОВАЦИЯ

За последние сто лет усиливалось совершенствование системы релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем. В настоящее время для обработки информации от новых первичных устройств необходимы современные микропроцессорные комплексы защиты. Ряд комплексов релейной защиты в энергосистеме еще не модернизирован, поэтому требуется умение выбирать и рассчитывать уже существующие электромеханические комплексы релейной защиты и автоматики для достижения грамотной эксплуатации.

В работе трансформаторов могут возникать короткие замыкания как в обмотках, так и на вводах, кроме того, в кабелях могут возникать короткие замыкания на земле или между фазами. В рамках нормальной работы трансформаторов также возможны сверхтоки, падение уровня масла или повышение температуры.

Исходя из выше написанного следует что защита трансформаторов должна выполнять следующее:

- отключать трансформатор при повреждении;
- отключать трансформатор при повреждении смежного оборудования;
- показывать сигналом дежурному при его повреждении, перегрузке, снижения уровня масла, повышения температуры.

Для защиты обмоток трансформатора, вводов и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (ДЗТ).

Для защиты от сверхтоков, проходящих по самому трансформатору так и по смежному оборудованию, устанавливают максимальную токовую защиту (МТЗ).

Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака трансформатора устанавливают датчик контроля масла

И так же устанавливают защиту от перегрузок на ВН и НН.

6.1 Дифференциальная защита трансформатора

Произведём расчёт ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Первичный рабочий ток обмотки ВН трансформатора уже посчитан в работе выше и равен:

$$I_{\text{рабВН}} = 125,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{рабНН}} = 2291 \text{ А},$$

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1) используется для защиты силовых трансформаторов. Она имеет два основных условия выбора уставки:

- Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.
- Отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего короткого замыкания.

При включении силового трансформатора с высокого напряжения, амплитуда броска тока намагничивания должна быть не более 5 раз больше амплитуды номинального тока защищаемого трансформатора. Это отношение рассчитывается как отношение амплитуды броска тока намагничивания к действительному значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенные изменения дифференциального тока, а также на его первую гармонику. Уставка для срабатывания определяется по мгновенному значению тока $2.5I_{\text{диф}} / I_{\text{НОМ}}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{\text{диф}} / I_{\text{НОМ}} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10 / \sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнивая полученные значения, можно сделать вывод о том, насколько точно отстроена отсечка по мгновенным значениям, чтобы учесть возможные броски тока намагничивания. Проведенные расчеты показывают, что действующее

значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды этого броска. Допустим, амплитуда броска составляет 7 действующих значений номинального тока. Тогда действующее значение первой гармоники будет равно $7 \times 0.35 = 2.46$. Следовательно, даже при установке минимального значения в $4I$, отсечка от бросков тока намагничивания и реагирование на первую гармонику дифференциального тока все равно осуществляются.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{\text{Диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq k_{\text{ОТС}} k_{\text{НБ}} I_{\text{КЗвнешМАХ*}}, \quad (90)$$

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

Коэффициент $k_{\text{НБ}}$ представляет собой отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей тока внешнего короткого замыкания, приведенной к номинальному току на вторичной стороне трансформатора тока, который составляет 5А.

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

$$\frac{I_{\text{Диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{4000}{125,5} = 26,8,$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2) используется для защиты трансформаторов. Тормозная характеристика этой защиты показана на рисунке 18 и представлена в относительных единицах, где токи приведены к номинальному току стороны высокого напряжения (ВН). Тормозной ток

формируется как полусумма модулей токов сторон, защищаемых трансформатором.

Базовая уставка $I_{\partial 1}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать ее значение в диапазоне от 0,3 до 0,5. Для данного случая примем базовую уставку $I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \cdot I_{СКВ} \quad , \quad (91)$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходной режим, имеет значение 2,5 при превышении доли двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора 50% и значение 2, если доля двигательной нагрузки составляет менее 50%;

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

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

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

$\Delta f_{ДОБ}$ - определяется погрешностью задания номинальных токов для высоковольтной (ВН) и низковольтной (НН) сторон, которая может возникнуть из-за округления при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, внесенными элементами устройства. В данном случае значение принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ - сквозной ток.

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

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ} \quad (92)$$

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

$$I_{диф} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ}, \quad (93)$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}), \quad (94)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83,$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{диф}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{отс} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T}, \quad (95)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3,$$

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (96)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{100}{53,3} = 0,563,$$

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

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15, \quad (97)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}, \quad (98)$$

Для обнаружения неисправностей в токовых цепях дифференциальной защиты используется сигнализация о небалансе в плечах. Для этого уставка по току устанавливается на уровне, ниже минимальной уставки чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1} / I_{НОМ}$), а уставка по времени составляет несколько секунд. Такое сочетание параметров позволяет выявить возможные неисправности в работе токовых цепей дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

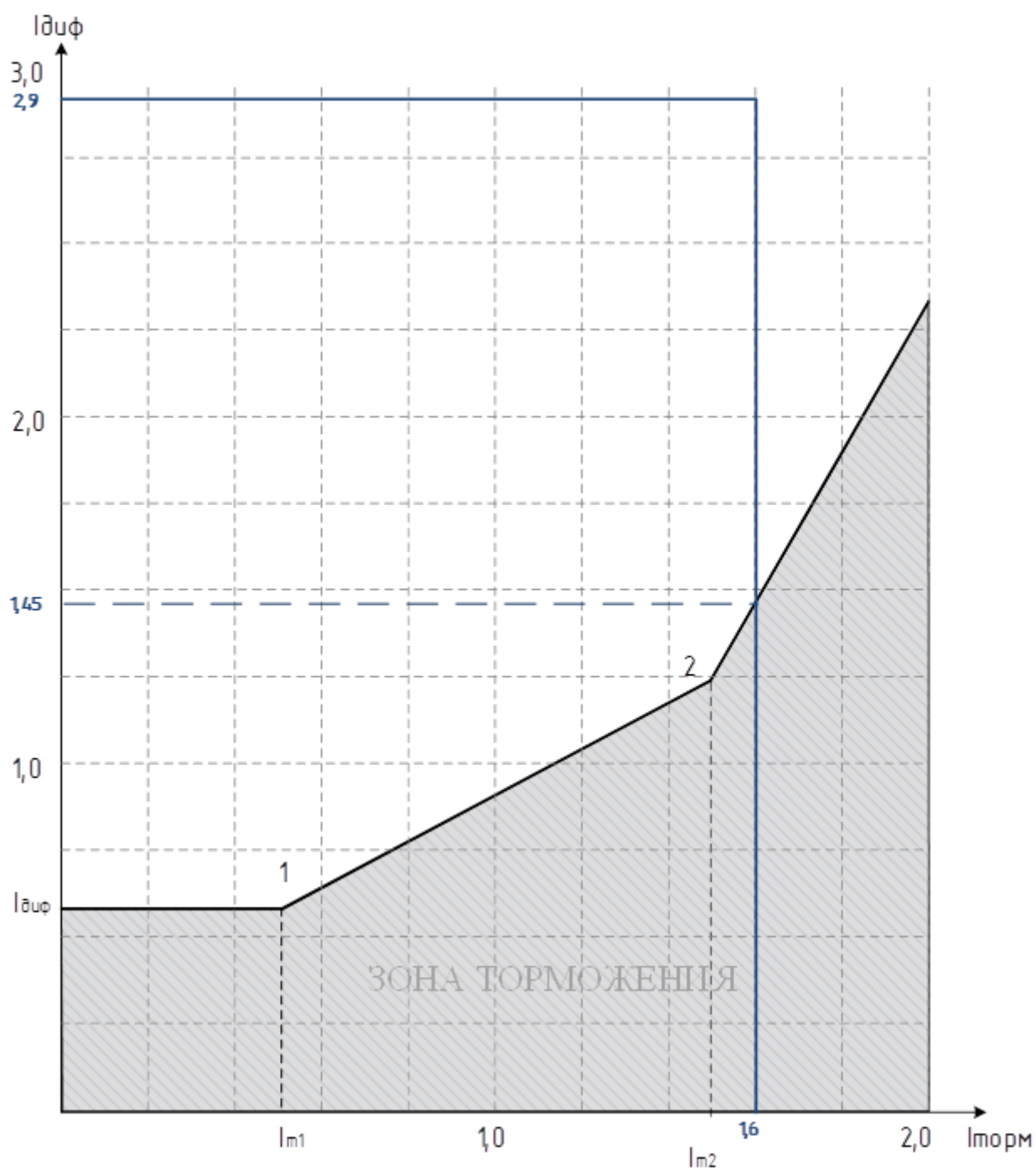


Рисунок 18 – Характеристика срабатывания ДЗТ на базе терминала Сириус-Т

6.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита не является первичной защитой для трансформатора, но она обеспечивает полную защиту трансформатора, включая предотвращение воздействия внешних коротких замыканий на него.

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{сзптз} = \frac{K_{над} \cdot K_{вз}}{K_{\theta}} \cdot I_{рмах}, \quad (99)$$

где K_{θ} - коэффициент самозапуска, равен 2;

$K_{над}$ - коэффициент надежности, равен 1.1;

$K_{вз}$ - коэффициент возврата, равен 0.8.

$$I_{сзптз} = \frac{1,1 \cdot 0,8}{2} \cdot 125,5 = 55,22 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{сзрптз} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сзптз}}{K_{птз110}}, \quad (100)$$

где $K_{сх}$ - коэффициент схемы при соединении обмоток треугольником равен $\sqrt{3}$.

$$I_{сзрптз} = \frac{\sqrt{3} \cdot 55,22}{20} = 4,8 \text{ А},$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_{\psi} = \frac{I_{кзвн}^{(1)}}{I_{сзптз}}, \quad (101)$$

где $I_{кзвн}^{(1)}$ - ток однофазного кз, равен А.

$$K_q = \frac{4000}{55,22} = 72,4 \geq 1,2,$$

Значение чувствительности подходит.

Выдержку времени МТЗ нужно срабатывать защиты отходящей линии, и это время равно 1.5с.

$$t_{сз\text{мтз}} = 1.5 + 0.5 = 2 \text{ с},$$

Расчеты для стороны 10 кВ производим аналогично и сведем результаты в таблицу 36.

$$I_{сз\text{мтз}} = \frac{1,1 \cdot 0,8}{2} \cdot 2291 = 1008 \text{ А},$$

$$I_{сзр\text{мтз}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1008}{200} = 8,8 \text{ А},$$

$$K_q = \frac{4000}{1008} = 3,97 \geq 1,2,$$

Таблица 36 – Расчет реле МТЗ

Сторона	I _{рмах}	I _{сммтз}	I _{срмтз}	K _ч
ВН	125,5	55,22	4,8	74,2
НН	2291	1008	8,8	3,97

6.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки работает по принципу МТЗ, не является основной защитой трансформатора и работает на сигнал при наличии дежурного

персонала, а при его отсутствии работает на разгрузку или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определим по формуле:

$$I_{сзпер} = \frac{K_{отс} \cdot I_{раб.макс}}{K_{в}}, \quad (102)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отсрочки, равный 1.05.

$K_{в}$ - коэффициент возврата принятого типа реле

$$I_{сзпер110} = \frac{1,05 \cdot 125,5}{0,8} = 164,71 \text{ А},$$

$$I_{сзпер6} = \frac{1,05 \cdot 2291}{0,8} = 3006,9 \text{ А},$$

Вторичные токи срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{2сзпер} = \frac{I_{сзпер}}{K_{тт}}, \quad (103)$$

$$I_{2сзпер110} = \frac{164,71}{20} = 8,24 \text{ А},$$

$$I_{2сзпер6} = \frac{3006,9}{200} = 15,03 \text{ А},$$

6.4 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительным и универсальным методом предотвращения внутренних повреждений. Она

применяется на трансформаторах с масляным охлаждением, оснащенных расширителем для масла.

Использование газовой защиты обязательно для трансформаторов (автотрансформаторов) мощностью 10300 кВА и выше, а также для трансформаторов (автотрансформаторов) мощностью от 1000 до 4000 кВА без быстродействующей защиты. Для трансформаторов мощностью от 1000 до 4000 кВА с другими быстродействующими защитами применение газовой защиты допускается, но не является обязательным.

Газовая защита работает путем обнаружения разложения масла и органической изоляции внутри бака трансформатора (автотрансформатора), вызванного даже незначительными повреждениями или повышенной температурой. В результате такого разложения выделяется газ, состав и интенсивность образования которого зависят от характера и размеров повреждения. Защита настроена таким образом, чтобы при медленном образовании газа срабатывал предупредительный сигнал, а при быстром образовании, что происходит при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита может сигнализировать или осуществлять отключение в случае опасного понижения уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является наиболее эффективным и всесторонним методом защиты трансформаторов и автотрансформаторов от внутренних повреждений. Она обнаруживает опасные повреждения, которые не могут быть выявлены с помощью контроля электрических параметров. Эти повреждения включают короткое замыкание между витками обмоток, пожар в магнитопроводе, неисправности переключателей устройств РПН и другие, сопровождающиеся повышением температуры внутренних частей трансформатора в его баке.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения.

Поэтому газовая защита настраивается таким образом, чтобы предупреждающий сигнал выдавался при медленном образовании газа, а поврежденный трансформатор отключался при быстром образовании газа, что часто свидетельствует о коротком замыкании. Кроме того, газовая защита может сигнализировать или отключать трансформатор в случае опасного понижения уровня масла в его баке.

Газовая защита имеет две ступени: первая ступень срабатывает при незначительном образовании газа или понижении уровня масла в газовом реле и имеет задержку времени перед сигнализацией; вторая ступень срабатывает при значительном образовании газа, понижении уровня масла в газовом реле или при интенсивном движении масла из бака трансформатора в расширитель, и трансформатор отключается немедленно.

Газовая защита обладает рядом преимуществ: она очень чувствительна и реагирует на практически все виды внутренних повреждений в баке трансформатора; она срабатывает относительно быстро; ее установка проста и она способна защищать трансформатор от нежелательного понижения уровня масла по любым причинам.

У газовой защиты есть некоторые недостатки.

Самый серьезный из них заключается в том, что она не обнаруживает повреждения, находящиеся вне бака трансформатора, например, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита также может случайно сработать при попадании воздуха в бак трансформатора, например, при доливке масла после ремонта системы охлаждения и в других случаях.

Также возможны ложные срабатывания газовой защиты на трансформаторах, установленных в землетрясениях. В таких случаях рекомендуется переключить защиту на сигнализацию, а не на автоматическое отключение. Из-за этих недостатков газовую защиту нельзя полагаться как на единственное средство защиты трансформатора от внутренних повреждений.

6.5 Автоматика ввода резерва

В настоящее время актуальным является включение автоматических

устройств, способных восстанавливать питание для потребителей в случае отключения основного источника электропитания, что может привести к прерыванию работы электрических систем.

При решении этой проблемы используются устройства, автоматически активирующие резервное оборудование при отключении основного, но важно учитывать, что такие устройства могут нарушить нормальные технологические процессы.

Рекомендуется использовать устройства автоматического восстановления питания (ABP) в случаях, когда их применение позволяет упростить систему релейной защиты, снизить токи короткого замыкания и сэкономить на оборудовании путем замены кольцевых сетей на радиально-секционированные и подобные технические решения.

Таким образом, ABP приобретает дополнительные функции помимо восстановления питания потребителей и активации резервного оборудования.

Устройства ABP могут быть установлены на различных элементах электроустановок, включая трансформаторы, линии, выключатели и электродвигатели.

Они обязаны предусматривать возможность автоматического восстановления питания при исчезновении напряжения на шинах питания, возникшем по любой причине, включая короткое замыкание на этих шинах.

Устройство ABP при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания.

При этом должна быть обеспечена однократность действия устройств.

Схема ABP, представлена на рисунке 19.

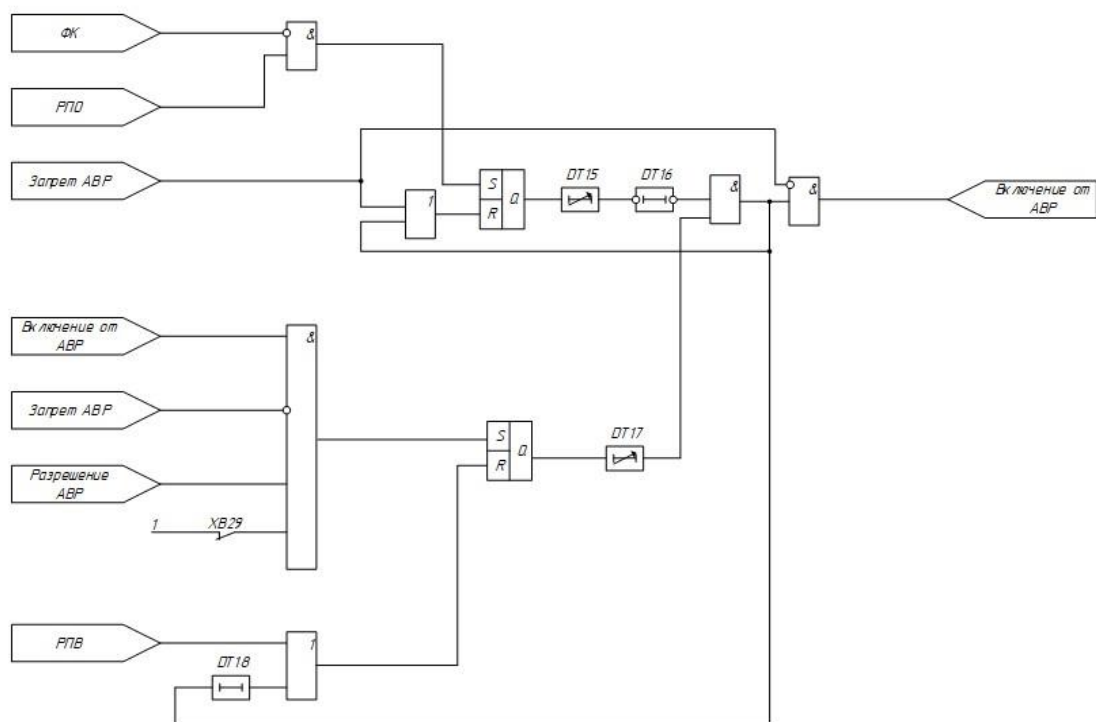


Рисунок 19 – Схема сетевого А

7.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения представляют собой совокупность ресурсов в виде материалов, труда и финансов, которые требуются для создания, расширения, модернизации и технического обновления предприятия.

Относительно нового строительства, это включает возведение зданий и сооружений на ранее неиспользуемых участках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью процесса их осуществления и могут быть выполнены либо путем привлечения подрядной организации, либо с помощью собственных сил предприятия. В первом случае специализированная внешняя фирма привлекается для строительства и возведения энергетических и других объектов, в то время как во втором случае предприятие создает временную организационную структуру, которая осуществляет строительно-монтажные работы.

Финансирование капиталовложений осуществляется за счет различных источников:

- Собственные финансовые ресурсы;
- Заемные средства;
- Привлеченные средства.

При проведении технико-экономического расчета применяются упрощенные стоимостные показатели, которые удобно использовать для оценки стоимости энергетического объекта. Упрощенные показатели не учитывают налоги и стоимость оборудования, которая значительно ниже общей стоимости объекта. В капитальные вложения для строительства подстанций включается стоимость необходимого оборудования, такого как трансформаторы, выключатели, а также затраты на установку и наладку противоаварийной автоматики [27].

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{пс}$;

$$K = K_{ПС}, \quad (104)$$

Строительство подстанций, включает в себя средства, направленные на приобретение трансформаторов, установку распределительных устройств, а также стабильные расходы, связанные с покупкой земли, прокладкой коммуникаций и благоустройством территории [110].

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З}) \cdot K_{П} \cdot K_{ИНФ}, \quad (105)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора;

$K_{ОТЗ}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{РУ}$ – стоимость РУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат. В данном случае $K_{ПОСТ}=11000$ тыс.руб.;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 9,5 [12];

$K_{П}$ – районный коэффициент для Дальнего востока, равен 1.3.

$$K_{ОТ.З} = S_{ОТ.З} \cdot U_{ОТ.З}, \quad (106)$$

где $S_{ОТ.З}$ – площадь, отводимой под строительство, земли. В данном случае $S_{ОТ.З}=12$ тыс.м².

$$K_{ОТ.З} = 12000 \cdot 7 = 84000 \text{ тыс.руб.}$$

Цена на трансформаторы была взята с электронного ресурса, цена была актуальна на время обращения 10.05.2025 [10].

Таблица 37 – Затраты на капиталовложение.

Вид затрат	Тип	Количество	Стоимость (тыс.руб)
Трансформатор	ТДН- 16000/110/10	2	110000
Постоянная часть затрат		1	11000

Капиталовложение в ЗРУ мы найдем из расчетов. При расчете принимаем стоимость одной ячейки масляного выключателя высшего и низкого напряжения. Количество ячеек высшего напряжения равно 3, а количество ячеек низшего 11. Стоимость принимается равно согласно средним показателям за 2012 год [14].

$$K_{PY} = (n_{110} \cdot K_{110} + n_6 \cdot K_6), \quad (107)$$

где n_{110} , n_6 - количество ячеек выключателей на сторонах;

K_{110} , K_6 - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции равный 3.84.

$$K_{PY} = (2 \cdot 963 + 16 \cdot 140) = 4166 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{TP} = 2 \cdot 16000 = 32000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС} = (32000 + 4166 + 11000 + 84000) \cdot 1,3 \cdot 9,5 = 1619900 \text{ тыс.руб.}$$

7.2 Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек

Определим издержки:

$$И = И_{\Delta W} + И_{AM} + И_{ЭиР}, \quad (108)$$

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).

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (109)$$

где K – суммарные капиталовложения в проект;
 $T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{1619900}{20} = 80995 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{ноПС} \cdot K_{ПС}, \quad (110)$$

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

$$I_{ЭиР} = 0,059 \cdot 1619900 = 95574,1 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = W_{no} \cdot T_{nom}, \quad (111)$$

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

$$I_{\Delta W} = 541,07 \cdot 2 = 1082,14 \text{ тыс.руб.}$$

$$dW_{mp} = \left(\Delta P_c + \Delta P_{M.ном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}, \quad (112)$$

где ΔP_c – потери активной мощности. Принимаем равным 25 Вт

$\Delta P_{M.ном}$ – потери активной мощности при номинальной нагрузке.

Принимаем равным 120 Вт

При двух параллельно выключенных трансформаторах:

$$dW_{mp} = \left(2 \cdot \Delta P_c + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{M.ном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}, \quad (113)$$

$$dW_{mp} = \left(2 \cdot 0,025 + \frac{1}{2} \cdot 0,12 \left(\frac{20,458}{25} \right)^2 \right) \cdot 6000 = 541,07 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{ПО} = dW_{mp} = 541,07 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Зная все значения издержек, определим их сумму:

$$I = 1082,14 + 80995 + 95574,1 = 177651,24 \text{ тыс.руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат.

Затраты определяются по формуле:

$$З = K \cdot 0,1 + И, \quad (114)$$

$$З = 1619900 \cdot 0,1 + 177651,24 = 339641,24 \text{ тыс.руб.}$$

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.

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{ПЕР}}, \quad (115)$$

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

$$O = 541,07 \cdot 1900 = 1028033 \text{ тыс.руб.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{K}{O}, \quad (116)$$

$$T_{\text{ОК}} = \frac{1619900}{1028033} = 1,6 \text{ лет,}$$

8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

После определения всех необходимых параметров: нагрузки, мощности, оборудования, можно воспользоваться вычислительным комплексом для автоматического просчета электрического режима. Режим нужно проверить при различных состояниях: при максимальной нагрузке, минимальной и в послеаварийном режиме.

Это необходимо для проверки режима на устойчивость в дальнейшей эксплуатации в реальности.

Таблица 38 – Токовая загрузка ветвей в нормальном режиме

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название	I загр., А	I загр., %
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	257,88	42,32
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	257,88	41,70
ЛЭП	2	1	ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	286,43	41,51
ЛЭП	20	39	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	165,23	37,17
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236,07	34,23
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236,07	34,23
ЛЭП	39	31	Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	150,01	33,71
ЛЭП	28	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	226,81	32,88
ЛЭП	15	41	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	138,31	31,12
ЛЭП	27	28	ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	173,85	28,50
ЛЭП	47	27	ПС Реновация - ПС Орлиная 110 кВ	172,80	28,33
ЛЭП	10	37	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	171,19	28,07
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,25	23,43
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,25	23,43
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	136,35	22,35
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	136,35	22,35
ЛЭП	7	46	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Суходол	158,06	18,93

Продолжение таблицы 38

Тип	N_нач	N_кон	Название	I загр., А	I загр., %
ЛЭП	46	1	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	145,28	17,40
ЛЭП	26	47	ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Реновация	94,27	15,45
ЛЭП	36	37	ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	104,94	15,21
ЛЭП	41	31	Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	55,02	12,36
ЛЭП	17	7	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	82,99	12,03
ЛЭП	34	22	ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	79,90	11,60
ЛЭП	25	45	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная	30,01	11,32
ЛЭП	25	45	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная	30,01	11,32
ЛЭП	20	40	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	49,11	11,05
ЛЭП	7	12	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	72,47	10,52
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38,51	10,14
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38,51	10,14
ЛЭП	25	24	ПС Залив 110 кВ - ПС Амурская 110 кВ	50,91	8,37
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	35,82	8,08
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	35,82	8,08
ЛЭП	7	2	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Волна 220 кВ	54,49	7,90
ЛЭП	23	43	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	28,49	7,50
ЛЭП	15	40	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	32,79	7,37
ЛЭП	23	42	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	26,40	6,95
ЛЭП	7	38	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	43,04	6,24
ЛЭП	44	22	ПС Бурун - ПС 2Р 110 кВ	41,12	5,96
ЛЭП	12	38	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	38,60	5,59
ЛЭП	39	41	Оп 29 - Оп 8	23,38	5,25
ЛЭП	24	43	ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	29,50	4,88

Таблица 39 – Токовая нагрузка ветвей в послеаварийном режиме

Тип	N_нач	N_кон	Название	I загр., А	I загр., %
ЛЭП	28	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	341,40	49,49
ЛЭП	2	1	ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	287,26	41,63
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	229,62	37,68
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	258,60	37,50
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	258,60	37,50
ЛЭП	20	39	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	166,55	37,46
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	229,62	37,13
ЛЭП	23	43	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	138,91	36,55
ЛЭП	39	31	Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	151,15	33,97
ЛЭП	23	42	ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	123,19	32,42
ЛЭП	15	41	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	136,90	30,81
ЛЭП	10	37	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	182,73	29,97
ЛЭП	25	24	ПС Залив 110 кВ - ПС Амурская 110 кВ	159,06	26,09
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	158,81	26,03
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	158,81	26,03
ЛЭП	26	42	ВТЭЦ 1 110 кВ - Оп 46	155,60	25,51
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,21	23,42
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	104,21	23,42
ЛЭП	7	46	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Суходол	157,91	18,91
ЛЭП	24	43	ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	108,13	17,75
ЛЭП	46	1	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	145,08	17,37
ЛЭП	36	37	ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	116,48	16,88
ЛЭП	34	22	ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	107,91	15,66
ЛЭП	26	47	ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Реновация	80,58	13,23
ЛЭП	41	31	Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	56,19	12,63
ЛЭП	17	7	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	82,82	12,00
ЛЭП	20	40	ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	51,67	11,62

Тип	N нач	N кон	Название	I загр., А	I загр., %
ЛЭП	25	45	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная	30,01	11,32
ЛЭП	25	45	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная	30,01	11,32
ЛЭП	7	12	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	71,14	10,33
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38,50	10,13
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38,50	10,13
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	35,81	8,08
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	35,81	8,08
ЛЭП	7	2	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Волна 220 кВ	48,88	7,08
ЛЭП	15	40	ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	30,44	6,84
ЛЭП	44	22	ПС Бурун - ПС 2Р 110 кВ	44,82	6,50
ЛЭП	7	38	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	42,63	6,18
ЛЭП	12	38	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	38,30	5,55
ЛЭП	39	41	Оп 29 - Оп 8	23,64	5,31
ЛЭП	5	42	ПС Волна 110 кВ - Оп 46	31,82	5,28

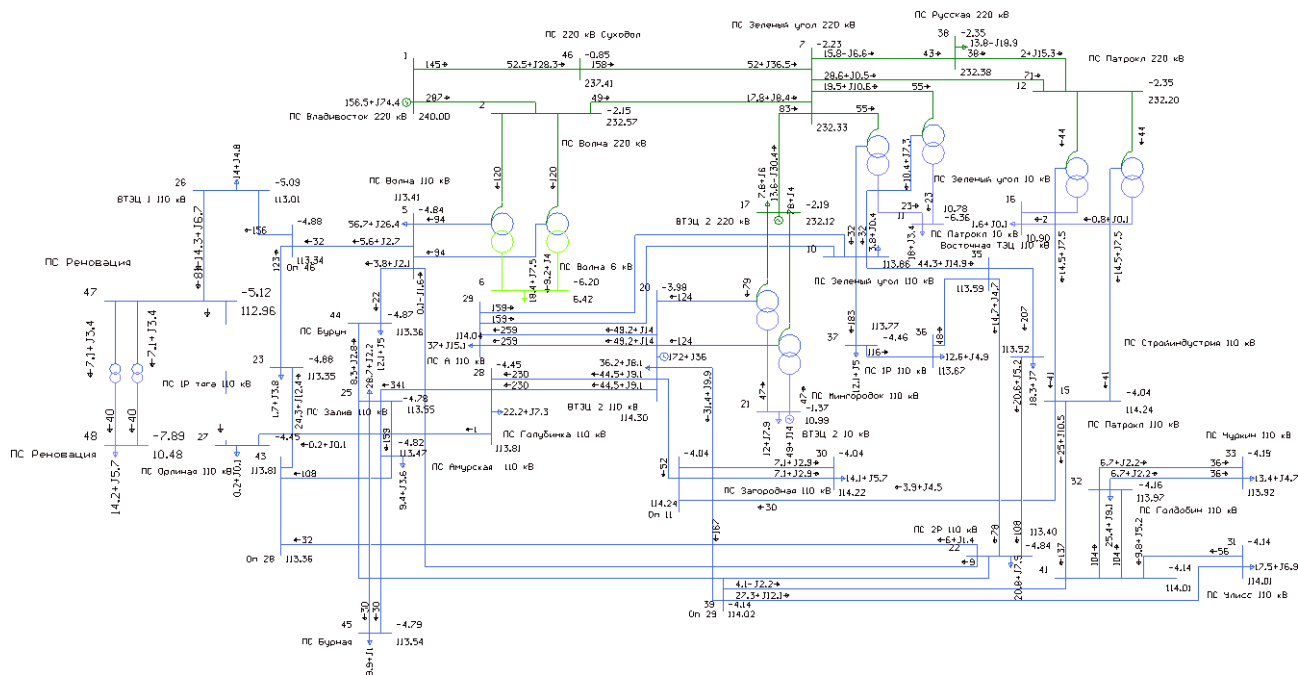


Рисунок 21 – Расчет послеаварийного режима при отключении ВЛ 110 кВ

Орлиная-Реновация

При отключении ВЛ 110 Орлиная - Реновация мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого, но ток по ЛЭП приближается к нему.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

9.1 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.

9.2 Экологичность

Электроустановки должны соответствовать текущим нормативным документам по охране окружающей природной среды, включая допустимые уровни шума, вибрации, напряженности электрического и магнитного полей, а также электромагнитную совместимость. В электроустановках необходимо предусмотреть меры по сбору и удалению отходов, таких как химические вещества, масла, мусор и технические воды. Согласно требованиям по охране окружающей среды, не допускается попадание указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги и на территории, не предназначенные для их хранения [13].

На подстанциях существует потенциальная опасность загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом в случае возникновения повреждений внешнего корпуса силовых трансформаторов, которые могут привести к утечкам масла на землю. С целью предотвращения распространения пожара и минимизации таких утечек, на подстанциях устанавливаются специальные маслосборники, маслоприемники и маслоотводы. Эти меры предназначены для сбора и утилизации трансформаторного масла в случае возгорания силовых трансформаторов, содержащих более одной тонны масла [13].

В данном разделе мы исследуем вопрос экологической безопасности при использовании силового трансформаторного оборудования с высоким уровнем масла в его емкости. В качестве примера для расчетов рассмотрим

трансформаторы марки ТДН-16000/110. Технические характеристики этого типа трансформаторов приведены в таблице 40 [29].

Таблица 40 - Параметры трансформатора ТДН – 16000/110 – У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДН-16000/110	16	32	8,15	4820	5000	3600

Для марки трансформатора ТДН-16000/110-У-1 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 единовременного 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].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

1. С установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Гравий, используемый внутри ограждений, должен быть чистым и промываться не менее одного раза в год. Если гравий не может быть промыт из-за образования отложений или появления растительности, его нужно заменить.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону прямка и быть покрыто чистым гранитным гравием или щебнем фракции от 30 до 70 мм толщиной не менее 0,25 м.

Для эффективной удаления масла и воды из маслоприемника требуется установить специальные маслоотводы с определенным диаметром, который должен быть рассчитан таким образом, чтобы за 15 минут отводилось 50% масла и полное количество воды, используемой при пожаротушении.

На подстанциях установлены трансформаторы мощностью 16 МВА с напряжением 110 кВ. Согласно паспортным данным, их общая масса составляет 45 тонн. Масло, содержащееся внутри трансформатора, имеет массу 11,5 тонн, а его объем рассчитывается по формуле [5].

$$V_{mm} = \frac{m}{\rho_m}, \quad (117)$$

$$V_{mm} = \frac{8,15}{0,885} = 9,2 \text{ м}^3,$$

где ρ_m -плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500- $\rho_m = 885 \text{ кг / м}^3$ [15].

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты маслоприёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta, \quad (118)$$

$$L' = 5 + (2 \cdot 1,5) = 8 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (119)$$

$$B' = 3,6 + (2 \cdot 1,5) = 6,6 \text{ м},$$

Где $\Delta = 1,5 \text{ м}$ – это величина выступа за пределы габаритов отдельного электрооборудования, которая изменяется в зависимости от количества трансформаторного масла, находящегося внутри оборудования. Этот параметр определен для массы трансформаторного масла в интервале от 5 до 50 тонн [15].

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{mn} = L' + B', \quad (120)$$

$$S_{mn} = 8 \cdot 6,6 = 14,6 \text{ м}^2,$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину маслоприёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{mn} = h_z + h_g + h_{mm} + h_{H_2O}, \quad (121)$$

где $h_r = 0,25 \text{ м}$ – высота засыпки щебнем или гравием,

$h_b = 0,05 \text{ м}$ – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом,

h_{tm} и h_{H_2O} – высота 100% объёма масла и 80% объёма воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течении 30 минут [15].

$$h_{mm} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}}, \quad (122)$$

$$h_{mm} = \frac{9,2}{14,6} = 0,63 \text{ м},$$

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{mn}}, \quad (123)$$

Объём воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{mn} \cdot S_{\text{бнт}}), \quad (124)$$

где $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ - секундный расход воды, $t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$.

$S_{\text{бнт}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{\text{бнт}} = 2 \cdot H \cdot (L + B), \quad (125)$$

$$S_{\text{бнт}} = 2 \cdot 4,82 \cdot (5 + 3,6) = 173,52 \text{ м}^2,$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (14,6 \cdot 173,52) = 72,9 \text{ м}^3,$$

$$h_{H_2O} = \frac{72,9}{14,6} = 5 \text{ м},$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{mn} = 0,25 + 0,05 + 0,23 + 0,76 = 1,3 \text{ м},$$

Схематичное изображение маслоприёмника представлена на рисунке 22.

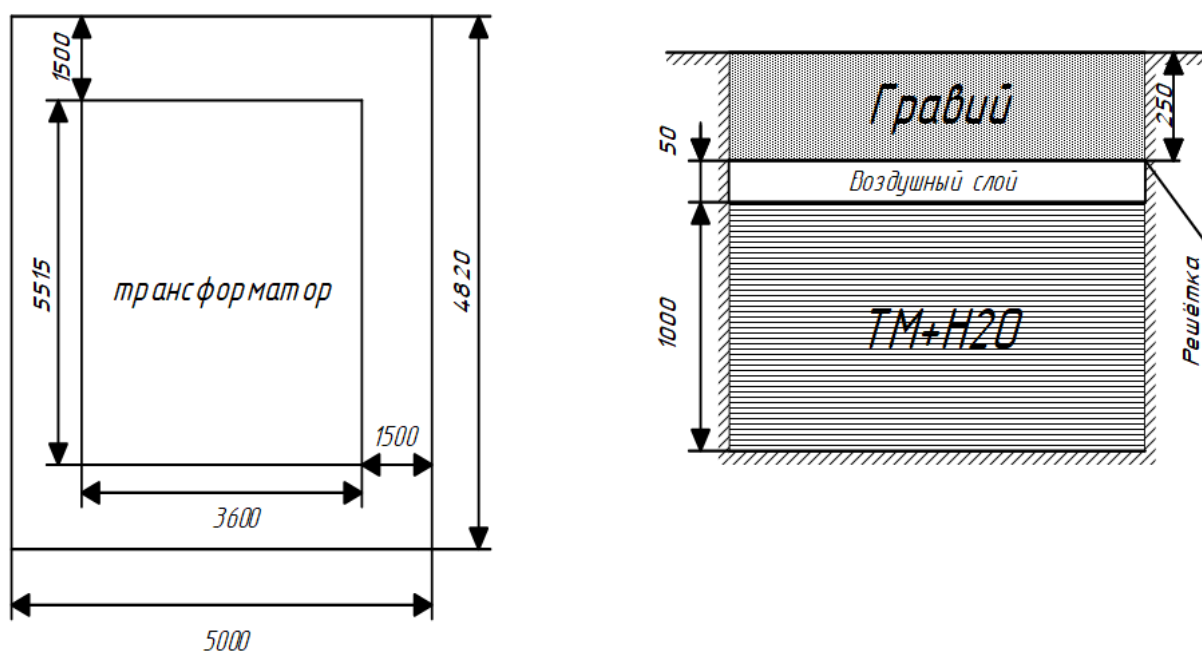


Рисунок 22 – Схема маслоприёмника.

Для безопасности при работе с маслом, следует изготавливать наконечники шлангов из материалов, которые не создают искры при ударе. Для слива масла допускаются только герметизированные сливные устройства, а слив в открытые сливные люки или во время грозы запрещен. При открытии сливных устройств нужно использовать инструменты, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, которые не создают искры. Переносные лотки или кожухи должны применяться для предотвращения разбрызгивания масла при сливе. Если обнаружены свежие капли масла на гравийной засыпке или маслоприемнике, то необходимо незамедлительно выявить источники их появления и предотвратить дальнейшее протекание, соблюдая при этом меры безопасности.

Стационарные маслоочистительные установки (сепараторы) должны иметь исправную дренажную систему, а приемный бак грязного масла должен быть оснащен мерным стеклом с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость. Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен производиться с помощью переносных шлангов,

подключенных к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства, с использованием специальных баков для этих целей. После слива масла необходимо убрать все пролитое масло.

9.3 Чрезвычайная ситуация

ЧС Чрезвычайные ситуации (ЧС) на электроподстанциях (ПС) могут возникать в результате различных производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий и диверсий.

Они могут быть как техногенного, так и природного происхождения.

Производственные аварии на ПС включают в себя неожиданную остановку работы или нарушение нормального процесса производства на промышленных предприятиях и энергетических объектах, что может привести к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования и нанести вред людям.

Примерами производственных аварий на ПС являются поломка или неисправность электрооборудования, такие как обрыв изолятора, падение опоры линий электропередачи или возникновение пожара, приводящего к замыканию. К природным авариям на ПС относятся разрушения, вызванные ударами молнии во время грозы, обрыв фазы на линиях электропередачи из-за сильного ветра или обледенение проводов линий электропередач.

В качестве распространённого вида чрезвычайной ситуации на ПС рассмотрим пожар. В этом случае наиболее вероятными причинами возгорания могут быть короткое замыкание, перегрузка оборудования, нарушения правил эксплуатации, а также механические повреждения электрооборудования.

Основными противопожарными мероприятиями, которые должны быть предприняты на ПС, являются следующие:

-Обеспечение пожарной безопасности при проектировании и строительстве ПС. Необходимо учитывать требования пожарной безопасности на этапах проектирования и строительства ПС, в том числе правила размещения и защиты оборудования, пожарную классификацию материалов и конструкций, а также требования к системам противодымной защиты [19].

-Профилактические меры. Они включают в себя обеспечение своевременного проведения технического обслуживания оборудования, его диагностику, контроль температурного режима, очистку от пыли, грязи и мусора. Также необходимо проводить регулярные тренировки персонала по действиям в случае возникновения пожара [19].

-Организация противопожарной защиты. Для предотвращения пожаров необходимо использовать автоматические системы оповещения и пожаротушения, устанавливать системы автоматического пожаротушения, противодымную защиту и системы охлаждения оборудования [19].

-Действия при возникновении пожара. Если пожар все же произошел, необходимо немедленно вызвать пожарную команду, уведомить персонал и эвакуировать людей из здания. В зависимости от масштабов и характера возгорания необходимо выбрать соответствующие средства пожаротушения и организовать их применение. В случае пожара на ПС закрытого типа, важно также проветрить помещения и обеспечить доступ пожарных команд к техническим помещениям [19].

-Контроль и анализ пожаров. Для предотвращения повторения пожарных ситуаций необходимо проводить анализ и контроль возникших пожаров. Анализируются причины и обстоятельства возгорания, принимаются меры для устранения выявленных недостатков, улучшения технических решений и повышения квалификации персонала [19].

Для предупреждения и тушения пожаров на ПС рекомендуется использовать различные средства пожаротушения, включая порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, а также системы автоматического пожаротушения, например, системы пенного пожаротушения или системы газового пожаротушения [19].

Кроме того, важно помнить о правилах хранения и использования огнетушителей. Они должны быть доступны на каждом этаже ПС, в хорошем состоянии, срок службы не должен истекать, а персонал должен знать, как правильно использовать огнетушитель.

Правила и порядок устранения пожара на энергетическом объекте[24]:

1) Если кто-либо замечает пожар на энергообъекте, он обязан немедленно сообщить о происшествии в пожарную охрану и старшего по смене. Также первый обнаруживший должен попытаться потушить огонь с помощью имеющихся у него средств.

2) Старший по смене или дежурный персонал должны определить точное место возгорания, потенциальные пути распространения огня, а также угрозы для электрооборудования и участки электрической сети, которые находятся в опасной зоне.

3) После обнаружения очага пожара старший по смене или дежурный персонал должны проверить работу автоматической (стационарной) системы пожаротушения. Они должны создать безопасные условия для персонала и пожарных подразделений, чтобы ликвидировать пожар. Для этого может потребоваться отключение оборудования, снятие напряжения или слив масла. Кроме того, необходимо назначить человека, знакомого с расположением подъездных путей и источников воды, чтобы встретить пожарных по их прибытии.

4) До прибытия первой пожарной бригады руководитель энергопредприятия или старший по смене должны управлять процессом тушения пожара. Однако по прибытии старшего командира пожарной бригады на место происшествия руководство тушением огня переходит на него.

5) Дежурный персонал имеет право отключать электрические соединения, на которых возник пожар, без предварительного разрешения вышестоящего руководителя, ответственного за оперативное руководство. Однако после выполнения отключения необходимо сообщить о произведенных действиях.

10) Пожарные бригады могут приступить к тушению пожара после проведения инструктажа со стороны старшего технического персонала и получения письменного разрешения на тушение огня.

7) Работа пожарных бригад при тушении пожара осуществляется с учетом указаний старшего технического персонала, чтобы соблюдать правила

безопасности и предотвратить возможное возгорание соседнего оборудования. Необходимо согласование действий по размещению сил и средств пожаротушения.

8) Персоналу пожарной службы запрещено проникать за ограждения электроустановок, находящихся под напряжением. Во время пожара необходимо усилить охрану территории и предотвратить доступ посторонних лиц на место чрезвычайной ситуации.

Кроме того, необходимо расположить инвентарь для тушения пожаров на хорошо видимом месте, обеспечивая свободный доступ к нему. Кроме того, следует окрасить его масляной краской ярко-красного цвета [19].

Для превентивного предотвращения пожаров на подстанции с установленными трансформаторами мощностью 16 МВА можно применить автоматическую систему пожаротушения, основанную на распылении воды. Эта система включает в себя насосную станцию с ДЗ20-50 насосами, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводы, трубную обвязку автотрансформаторов с ОПДР-15 оросителями и пожарные резервуары.

Для внутреннего пожаротушения на подстанции установлены пожарные краны с расходом 5 л/с, а для наружного пожаротушения используются передвижные устройства, подключаемые к пожарным гидрантам, с расходом 10 л/с.

Для ограничения пожара при возгорании масла под трансформатором на подстанциях применяются специальные маслоприемные ямы. Эти ямы покрыты решеткой и заполнены гравием. В случае пожара трансформатора масло из его бака сливается через нижний спускной кран, проникает через гравий в яму, что помогает сдержать распространение огня.

Система автоматического пуска активируется при обнаружении пожара в помещении с помощью датчика пожарной сигнализации, а также при срабатывании защит автотрансформатора, которые реагируют на внутренние повреждения, такие как газообразные выбросы или изменения параметров. Автоматический пуск может быть осуществлен как локально через

дистанционное управление со щита, так и вручную на месте установки в безопасном от пожара месте.

Для защиты трансформаторов и других электроустановок, находящихся рядом с источником возгорания, эффективным решением является использование распыленной воды. Однако не рекомендуется использовать компактные водяные струи для тушения горячего масла, чтобы не способствовать распространению пожара. Методы тушения других маслонаполненных аппаратов аналогичны методам тушения трансформаторов: необходимо отключить аппарат со всех сторон, заземлить его и использовать имеющиеся подручные средства для тушения пожара [19].

При тушении пожара в электроустановке необходимо принимать ряд важных мероприятий, чтобы обеспечить безопасность и сократить возможные повреждения. В первую очередь, необходимо защитить и сохранить работоспособность аппаратуры, расположенной на ключевых участках, таких как управляющие щиты и релейные панели. Это поможет предотвратить серьезные последствия и сохранить нормальную работу системы.

В случае, если на панелях возникло загорание кабелей и аппаратуры, необходимо принять меры по снятию напряжения перед началом тушения. Это важно, чтобы предотвратить распространение огня на соседние панели и обеспечить более эффективное тушение пожара. Запрещается касаться кабелей, проводов и аппаратуры при тушении пожара без предварительного снятия напряжения, поскольку это может привести к опасным последствиям, включая поражение электрическим током.

Для обеспечения безопасности в помещении, где установлена аккумуляторная установка, рекомендуется использовать принудительную вентиляцию с резервным оборудованием. Это обеспечит подачу свежего воздуха и отвод вредных газов, что снизит риск возникновения взрыва и создаст более безопасные условия работы в помещении. Кроме того, для вентиляторов и светильников следует установить специальные взрывобезопасные

электродвигатели, которые обладают дополнительными защитными свойствами и способны предотвратить возгорание или взрыв.

Техническое обслуживание и проверка электрооборудования должны проводиться регулярно. Это позволит выявлять возможные неисправности и риски возникновения пожара заранее, а также принимать соответствующие меры по их устранению. Неправильная эксплуатация и превышение допустимых нагрузок являются одними из основных причин пожаров в электроустановках, поэтому важно соблюдать правила эксплуатации и не допускать перегрузок электрических систем.

В целом, соблюдение этих рекомендаций поможет повысить безопасность при тушении пожара в электроустановках, минимизировать риски возникновения пожара и обеспечить более безопасную эксплуатацию электрооборудования [10].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование новой ПС 110 кВ для осуществления электроснабжения нагрузок жилого комплекса Реновация.

Задачи, выполненные для достижения цели:

- выбраны трансформаторы мощностью 16 МВА;
- рассчитаны токи КЗ, выбраны и проверены выключатели, разъединители, гибкие и жесткие шины, ОПН и КРУ;
- выбрана релейная защита;
- произведен расчет заземления подстанции и её молниезащиты.
- показана примерная стоимость реализации проекта и рассчитан срок его окупаемости.
- в разделе БЖД были описаны методы по обеспечению защиты работников и был произведён расчёт маслоприёмников для силового трансформатора.

Выпускная квалификационная работа позволит обеспечить надёжное электроснабжения нагрузок жилого комплекса Реновация. При этом подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружения были минимальны.

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/1410/> (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, 20010. – 880 с.
- 7 ГОСТ 111077-85 «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. - 1108с.

- 10 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 11 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. – 1100с.
- 12 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2010. – 4110 с
- 13 Особенности расчета коэффициента нагрузки трансформатора // О трансформаторе URL: <https://otransformatore.ru/vopros-otvet/koeffitsient-nagruzki-transformatora/> (дата обращения: 20.04.2023).
- 14 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;
- 15 Прайс Трансформаторы // РУССЕТИ URL: <http://russete.ru/prays-transformatory> (дата обращения: 29.05.2-23).
- 16 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"
- 17 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.
- 18 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-1110 с
- 19 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. – 1032 с.

- 20 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 10-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 21 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 22 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
- 23 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
- 24 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. — 110 с. — 978-5- 98908-083-Х
- 25 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 3105 с.
- 26 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.:ЭНАС, 2012. – 3710с
- 27 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 21.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.04.2023);
- 28 Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства / В. Г. Герасимов и др.: Энергоатомиздат, 2001. – 518 с.
- 29 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 1102 с.