

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

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 08 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей 35 кВ города Артем филиала
АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские
электрические сети»

Исполнитель

студент группы 642-об2


22.06.2020
подпись, дата

Д.О. Желтухин

Руководитель

доцент, канд.техн.наук


22.06.2020
подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук


22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


08.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

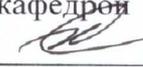
Благовещенск 2020

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

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Желтухина Данилы Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей 35 кВ города Артем филиала АО «Дальневосточная распределительная компания» «Приморские электрические сети»

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры по подстанциям Приморского края, схема электрических сетей Приморского края, схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2019-2023 годы, материалы преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Анализ рассматриваемого района. 2. Расчет и прогнозирование нагрузок. 3. Разработка конкурентноспособных вариантов сети. 4. Техничко-экономическое сравнение вариантов. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Выбор электрических аппаратов. 7. Изоляция и перенапряжения. 8. Релейная защита трансформаторов ПС Артемовская. 9. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 26 таблиц, 4 приложения, 10 рисунков, 27 источников.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции – А.Б.Булгаков

7. Дата выдачи задания: 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.А.Казакул, канд.техн.наук, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 138 с., 27 рисунков, 36 таблиц, 95 формул, 4 приложения.

УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ

В выпускной квалификационной работе разработаны варианты реконструкции ПС 35 кВ Артёмовская, находящейся в городе Артёме Приморского края, которая обеспечивает электрической энергией центральную часть города Артема. Для этого составлены возможные варианты подключения проектируемой ПС, а по технико-экономическим показателям выбран наилучший. Для него выполнены расчеты рабочих токов и токов КЗ, произведен выбор основного электрического оборудования, выбрана релейная защита трансформатора и рассчитаны её уставки, выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 110 кВ от прямых ударов молнии, выполнен расчет и анализ электрических режимов, рассчитаны параметры заземляющего устройства и определены основные инвестиционные показатели выпускной работы.

ОПРЕДЕЛЕНИ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АРВ – автоматическое регулирование возбуждения;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ рассматриваемого района	9
1.1 Климатогеографическая характеристика района	9
1.2. Характеристика электрических сетей	10
1.3. Характеристика режимной ситуации в районе проектирования	19
2 Расчет и прогнозирование нагрузок	28
2.1 Алгоритм расчета нагрузок	28
3 Разработка конкурентно способных вариантов сети	31
3.1 Проверка необходимости проведения КРМ	31
3.2 Анализ загрузки трансформаторов района проектирования	32
3.3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	34
3.4 Результаты расчётов электрических режимов по спрогнозированным нагрузкам	37
3.5 Выбор марок и сечений проводников	49
4 Технико-экономическое сравнение вариантов	54
4.1 Определение капитальных вложений в сеть	54
4.2 Расчет амортизационных отчислений	55
4.3 Расчет эксплуатационных затрат	56
4.4 Приведённые затраты	57
5 Расчет токов короткого замыкания	59
5.1 Определение параметров элементов схем замещения	60
5.2 Эквивалентирование схемы для расчёта токов КЗ	61
5.3 Расчет токов КЗ	63
6 Выбор электрических аппаратов	65
6.1 Общие положения	65
6.2 Выбор и проверка выключателей	66
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	77
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	82

6.5	Выбор и проверка токоведущих частей	85
6.6	Выбор и проверка изоляторов	89
6.7	Выбор и проверка ячеек КРУ	91
6.8	Выбор ОПН	93
6.9	Выбор системы оперативного тока	95
6.10	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	95
7	Изоляция и перенапряжения	98
7.1	Общие положения	98
7.2	Расчёт заземлителя	99
7.3	Расчёт молниезащиты	104
8	Релейная защита трансформатора пс артемовская	107
8.1	Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)	108
8.2	Отстройка от броска намагничивающего тока.	108
8.3	Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.	109
8.4	Дифференциальная защита (ДЗТ-2)	110
8.5	Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)	113
8.6	Максимальная токовая защита трансформатора	113
9	Безопасность и экологичность	115
9.1	Безопасность	115
9.2	Экологичность	121
9.2.1.	Расчет маслоприемника без отвода масла	125
9.3	Чрезвычайные ситуации	127
	Заключение	134
	Библиографический список	136
	Приложение А Расчет токов короткого замыкания на ПС Артемовская	
	Приложение Б Расчет релейной защиты трансформатора на ПС Артемовская	
	Приложение В Расчет молниезащиты на ПС Артемовская	

ВВЕДЕНИЕ

Стремительное развитие экономической и социальной сферы Приморского края привело к значительному росту энергопотребления. Это стало следствием ухудшением режимной ситуации в распределительных сетях 35-110 кВ Юга Приморского края, проявляющегося в перегрузке оборудования в послеаварийных режимах. Снятие временной перегрузки осуществляется путём отключения части потребителей, что снижает надёжность электроснабжения в целом.

В данной работе рассматривается участок сети филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС», находящийся в городе Артёме Приморского края. В качестве исходных данных принимаются географические и климатические характеристики района проектирования, однолинейная схема сети 35 кВ и выше, результаты зимних контрольных замеров.

Целью работы является определение оптимального способа реконструкции распределительной сети 35 кВ в районе ПС Артёмовская для повышения надёжности электроснабжения существующих и подключаемых потребителей.

Данная тема выпускной квалификационной работы является актуальной на сегодняшний день, так как настоящее состояние рассматриваемой сети 35 кВ показывает, что действующая схема сети не позволяет обеспечить электроснабжение потребителей с требуемой степенью надёжности.

В ходе выполнения работы решены следующие задачи:

- Анализ загрузки сети 35-110 кВ района проектирования;
- Прогнозирование электрических нагрузок и расчёт вероятностных характеристик;
- Разработка вариантов реконструкции сети;
- Расчёты и анализ электрических режимов;
- Расчет токов короткого замыкания;

- Разработка схемы реконструируемой подстанции;
- Оценка экономической эффективности предлагаемого варианта реконструкции.

В ходе решения выпускной работы были использованы ПК «RastrWin-3», «MathCad-15», а также пакет офисных программ «Microsoft Office- 2010.

1 АНАЛИЗ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климатогеографическая характеристика района

Приморский край расположен на крайнем юго-востоке России и занимает территорию в 165,9 тыс. кв. километров. На севере край граничит с Хабаровским краем, на юго-западе – с КНДР, на западе – с КНР, с востока и юго-востока - омывается Японским морем, являющимся частью Тихого океана. Наибольшая протяженность края с севера на юг – 900 км, с запада на восток – 430 км. Центральную и восточную части занимают горы Сихотэ-Алинь (высота до 1855 м), на западе – Уссурийская и Приханкайская низменности.

Климат умеренно муссонный. Средняя температура января от -12С на побережье (г. Артем) до -27С в материковых районах (г. Дальнегорск, Красноармейский район). Лето теплое, дождливое. Средняя температура июля +14С +21С. Осадков 600 – 900 мм в год. В конце лета и осенью нередки тайфуны.

Выгодное экономико-географическое положение Приморского края определяется тем, что территория края имеет непосредственное соседство - на севере с промышленно развитым Хабаровским краем, на западе на протяжении почти 1000 километров с активно развивающимися Северо-Восточными районами Китая, на юге с развивающейся северной провинцией КНДР. Со всеми край имеет устойчивые железнодорожные и автомобильные сообщения. На юге и востоке край почти 1500 километровым побережьем выходит к незамерзающему Японскому морю. Благодаря морскому транспорту, край имеет хорошую доступность к таким развитым странам, как Япония, Республика Корея. Расстояние через Японское море между ближайшими географическими точками побережья Приморского края и Японии составляет 300 километров, Республики Корея - 500 километров. Всю территорию края с севера на юг пересекает крупнейшая в России и в

мире Транссибирская магистраль. Основная ее линия подходит к морю и заканчивается во Владивостоке, а еще два ответвления подходят к портам Находки, Зарубино и Посыета. От Транссиба отходят ряд широтных железнодорожных ответвлений - на восток во внутренние районы края и на запад к российско-китайской границе. Таким образом, большая часть территории Приморья имеет надежную железнодорожную связь с другими районами России, в том числе с Москвой и Санкт-Петербургом, а также - с соседними странами КНР и КНДР.

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

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	4
Нормативная скорость ветра, м/сек	15
Район по гололеду	3
Толщина стенки гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, С°	-31°
Высшая температура воздуха, С°	36°

1.2. Характеристика электрических сетей

Рассматриваемая сеть по территориальной принадлежности относится к Артемовскому РЭС СП Южных ЭС. Номинальные напряжения сети – 500, 220, 110, 35, 10, 6 кВ.

Карта схема района проектирования приведена на рисунке 1.1 и на листе № 1 графической части ВКР.

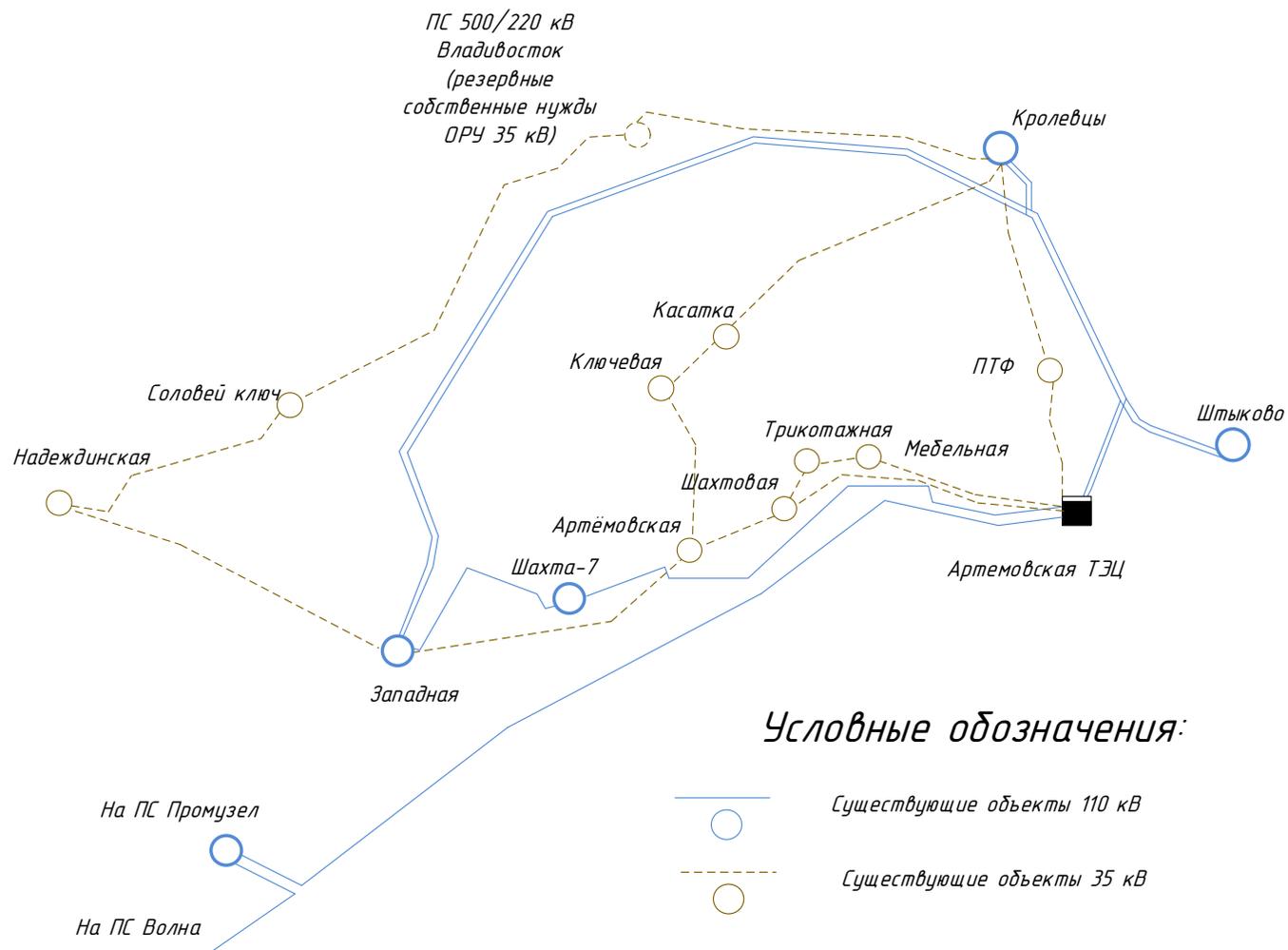


Рисунок 1 – Существующая карта- схема сети.

Основными источниками питания Приморского края являются Приморская ГРЭС, Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС.

Артемовская ТЭЦ (ранее – Артемовская ГРЭС им. С.М. Кирова) – один из центральных энергообъектов юга Приморья. На станции установлены четыре турбогенератора суммарной мощностью 400 МВт. Два турбогенератора осуществляют выдачу мощности через ОРУ 110 кВ, один турбогенератор через ОРУ 220 кВ и один турбогенератор через обмотку НН автотрансформатора связи. ОРУ 110 кВ и ОРУ 220 кВ связаны между собой двумя автотрансформаторами связи мощностью 180 МВА каждый (рисунок 2).

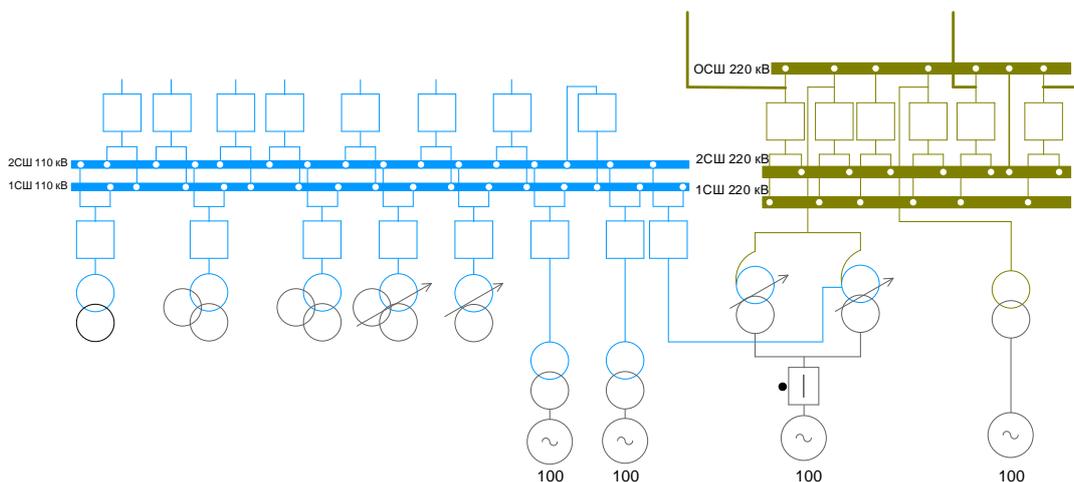


Рисунок 2 – Схема Артемовской ТЭЦ

Данная станция ближе всех находится к району проектирования РУ 35 кВ и РУ 110 кВ. Данной станции выполнено по схеме две рабочие системы шин, РУ 220 кВ по схеме – две рабочие и обходная система шин. Выдача мощности в энергосистему осуществляется по семи линиям 110 кВ и трем линиям 220 кВ.

Подстанция Уссурийск-2 является главной узловой подстанцией Западных электрических сетей Приморского края

Характеристики ПС Уссурийск-2:

1. На подстанции установлены три автотрансформатора, АДЦТН-125000/220/110, установленной мощностью 125 МВА.

2 .Выдача электроэнергии промышленным и коммунально-бытовым потребителям производится на напряжениях 110 и 35 кВ

3. Распределительные устройства на напряжение 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

4. ОРУ 220 кВ ПС Уссурийск-2 выполнено по схеме одна рабочая система шин с обходной. От ОРУ 220 кВ отходят 3 линии

4. ОРУ 110 кВ ПС Уссурийск-2, выполнено по схеме – одна рабочая система шин с обходной. От ОРУ 110 кВ отходят 8 ВЛ.

5. Распределительное устройство 35 кВ – открытого типа, выполнено по схеме одна секционированная система шин.

Так же для рассматриваемой сети источником питания будет являться ПС 220 кВ Волна от которой получает второе питание подстанции на транзите Артемовская ТЭЦ – ПС Волна.

Характеристики ПС Волна:

1. На подстанции установлены два автотрансформатора, АДЦТН-125000/220/110, установленной мощностью 125 МВА.

2 .Выдача электроэнергии промышленным и коммунально-бытовым потребителям производится на напряжениях 110 и 10 кВ

3. Распределительные устройства на напряжение 220 кВ, 110 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

4. ОРУ 220 кВ ПС Волна выполнено по схеме четырехугольник. От ОРУ 220 кВ отходят 2 линии

4. ОРУ 110 кВ ПС Волна, выполнено по схеме – одна рабочая система шин с обходной. От ОРУ 110 кВ отходят 4 ВЛ.

Загрузка ЛЭП 35-110 кВ СП Приморские южные сети приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Загрузка ЛЭП 35-110 кВ СП Приморские южные электрические сети

№ п/п	Наименование линии	U (кВ)	Марка провода, кабеля	Сече н. прово д.	Доп при t -5°C (А)	Нагруз ка (А)	Плотность тока (А/мм ²)	Примечание норма: ВЛ (Al) j эк = 1,0 А/мм ² ; ВЛ (Cu) j эк = 1,8 А/мм ² ;
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	110	АС-150	150	500	184	1,23	выше j эк=1
2	Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	110	АС-150	150	581	180	1,20	выше j эк=1
3	Артемовская ТЭЦ - Промузел	110	АС-120, М-70	70	435	80	1,14	
4	Артемовская ТЭЦ - Шахта-7	110	АССС-150, АСКП-240	240	600	420	1,75	выше j эк=1
5	Волна - Чайка	110	АС-300, АСК-240, АС-120, М-70	70	435	332	4,74	выше j эк=1,8
6	Западная - Шахта-7	110	АС-120, М-70	70	435	286	4,09	выше j эк=1,8
7	Спутник - Промузел	110	АС-120, М-70	70	426	65	0,93	
8	Чайка - Седанка	110	АС-240	240	780	35	0,15	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Чайка - Спутник	110	АС-120, М-70	70	300	245	3,50	выше j эк=1,8
10	Артемовская - Западная	35	АС-70, М-70	70	342	0	0,00	НР
11	Артемовская - Ключевая	35	АС-50	50	271	12	0,24	
12	Артемовская - Шахтовая	35	АС-70, М-70	70	342	325	4,64	выше j эк=1,8
13	АТЭЦ-Мебельная	35	АС-300	300	877	130	0,43	
14	АТЭЦ-ПТФ	35	АС-70	70	342	54	0,77	
15	АТЭЦ-Шахтовая	35	АС-185	185	658	515	2,78	выше j эк=1
16	Западная - Надеждинская	35	АС-150, М-50	50	355	255	5,10	выше j эк=1,8
17	Надеждинская - Соловей Ключ	35	АС-70, АС-95	70	342	94	1,34	выше j эк=1

Как видно из таблицы экономическую плотность тока превышают все ВЛ 110 кВ за исключением двух ВЛ на транзите Артемовская ТЭЦ – Волна это ВЛ 110 кВ: Артемовская ТЭЦ – Промузел, Спутник – Промузел и радиальной ВЛ 110 кВ Чайка – Седанка токовая загрузка которой обусловлена нагрузкой на ПС 110 кВ Чайка. По ВЛ 35 кВ видим большую плотность тока по ВЛ 35 кВ АТЭЦ-Шахтовая и Артемовская – Шахтовая обусловленная большими нагрузками на ПС 35 кВ Шахтовая и Артемовская находящимися в центральной части города. Так же по ВЛ 35 кВ Западная – Надеждинская плотность тока выше нормируемой из-за медного провода М-50, что требует замены.

Загрузка трансформаторов в рассматриваемой сети юга Приморского края с учётом выданных технических условий приведена в таблице 2. Критерием перегрузки является превышение 140%. А таблице 2 перегруженные ПС выделены жирным шрифтом. Коэффициент загрузки трансформаторов следующих ПС превышает 140% в послеаварийном режиме: ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Шахта-7, ПС 35 кВ Артёмовская, ПС 35 кВ Шахтовая, ПС 110 кВ Чайка, ПС 35 кВ Надеждинская, ПС 35 кВ Соловей Ключ.

Таблица 2 – Загрузка трансформаторов района проектирования с учётом выданных ТУ

№ п/п	Наименование ПС	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Загрузка ПС по состоянию на КДЗ 2019 года		Перспективная нагрузка, МВт	Резерв свободной мощности, МВт	Загрузка ПС с учётом перспективной загрузки, % (по схеме п-1)
			МВА	МВт	Всего		
1	ПС 110/35/6 кВ Западная	40 + 40	60,57	57,31	22,37	-42,94	207,35
2	ПС 110/35/6 кВ Кролевцы	25 + 25	17,17	16,57	1,64	5,490	90,64
3	ПС 110/6 кВ Шахта 7	16 + 16	21,02	19,6	7,0	-12,02	175,14
4	ПС 35/6 кВ Артемовская	16 + 16	19,38	19,0	2,87	-6,08	140,2
5	ПС 35/6 кВ Птицефабрика	6,3 + 6,3	3,35	3,3	2,72	0,23	96,41
6	ПС 35/6 кВ Шахтовая	10 + 10	11,73	11,5	5,10	-6,83	168,28
7	ПС 110/35/6 кВ Седанка	16 + 16	12,2	12,95	0,18	3,6	77,5
8	ПС 110/35/6 кВ Спутник	25 + 25	24,37	24,1	8,09	-7,46	128,76
9	ПС 110/35/6 кВ Чайка	16 + 16	26,18	25,2	0,37	-10,55	165,94
10	ПС 110/6 кВ Промузел	16 + 16	17,85	17,3	3,00	-4,85	130,32
11	ПС 35/6 кВ Надеждинская	16 + 16	17,8	17	8,87	-10,72	167
12	ПС 35/6 кВ Соловей ключ	4 + 4	5,81	5,7	4,86	-6,67	366,88

Схемы распределительных устройств ПС в районе проектирования указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Схемы распределительных устройств подстанций

Подстанция	РУ ВН	РУ СН	РУ НН
1	2	3	4
ПС 110 кВ Кролевцы	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Одна рабочая секционированная система шин	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Западная	Две рабочие и обходная системы шин	Две рабочие системы шин	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
ПС 110 кВ Шахта-7	Два блока трансформатор – линия	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Промузел	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Спутник	Одна рабочая секционированная разъединителем система шин	Одна рабочая секционированная система шин	Одна рабочая секционированная система шин
ПС 110 кВ Чайка	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Одна рабочая секционированная система шин	Одна рабочая секционированная система шин
ПС 110 кВ Седанка	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой	–	Одна рабочая секционированная система шин
ПС 35 кВ Артёмовская	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Ключевая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Касатка	Одна рабочая секционированная разъединителем система шин	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Мебельная	Мостик с отделителями в цепях трансформаторов	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин

1	2	3	4
ПС 35 кВ Трикоотажная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Шахтовая	Одна рабочая секционированная разъединителем система шин	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Соловей ключ	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Надеждинская	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	–	Одна рабочая секционированная выключателем система шин

1.3. Характеристика режимной ситуации в районе проектирования

Для оценки объёмов необходимой реконструкции для надёжного электроснабжения района проектирования выполнены расчёты нормального и послеаварийных режимов.

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

Составление схем замещения и проведение расчётов выполнено по схеме электрических сетей и нагрузкам, полученным по замерам 2016 года.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3. Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin 3. Для этого необходимо:

- начертить схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;

- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;

- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления;

- для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности и заданный модуль напряжения;

- для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус):

Продольное сопротивление ЛЭП:

$$Z_l = L \cdot (r + j \cdot x_0), \quad (1)$$

где L – длина линии, км;

r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Проводимость на землю:

$$B_l = b_0 \cdot L \quad (2)$$

где b_0 – емкостная проводимость.

Для определения параметров трансформаторов используем каталожные данные из справочника Неклепаева и формулы из [Дутченко_Савина], Параметры узлов и Ветвей приведены в Приложении Результаты расчёта установившихся режимов приведены на рисунках 1.2 – 1.5

Рассмотрим следующие режимы:

1. Нормальный режим зимний максимум 2019 года.

2. Послеаварийный режим при отключении ВЛ 110кВ Артемовская ТЭЦ – Шахтовая и перевод нагрузки на ВЛ 110 кВ Шахтовая – Трикотажная
3. Послеаварийный режим ВЛ 35 кВ Артемовская – Шахтовая и перевод нагрузки ПС 110 кВ Артемовская от ВЛ 35 кВ Ключевая – Артемовская
4. Послеаварийный режим отключение ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная №1 с отпайками.

Нормальный режим рассматриваемой сети характеризуется большим перепадом мощности от Артемовской ТЭЦ в сторону ПС 110 кВ Западная поскольку большая часть нагрузок Уссурийского и Артемовского городских округов находится на транзите 110 кВ Артемовская ТЭЦ – ПС 110 кВ Западная – ПС 110 кВ Уссурийск-1 – ПС 220 кВ Уссурийск-2. Так же на ПС 110 кВ Западная на шинах 110 кВ снижено напряжение в нормальном режиме и соответственно положения РПН находятся близко к крайним положениям, что затрудняет регулировку напряжения по сети СН и НН в послеаварийных режимах. Так же отмечается что более 50% ВЛ 35 состоят из нескольких марок проводов, что существенно ограничивает пропускную способность ВЛ.

В режимах зимнего максимума нагрузки отключение ВЛ 35 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахтовая при переводе нагрузок ПС 35 кВ Шахтовая и ПС 35 кВ Артемовская на ВЛ 35 кВ Шахтовая – Трикотажная приводит к ее перегрузке на 160% (токовая загрузка 535 А при допустимой токовой загрузке 337 А, ограничивающим является провод марки М-70 на участке ВЛ 1,05 км). Для исключения превышения токовой загрузки ВЛ 35 кВ Шахтовая – Трикотажная необходимо отключение нагрузки на ПС 35 кВ Артемовская в объеме 10,7 МВт, то есть требуется реконструкция данного участка.

В режимах зимнего максимума нагрузки отключение ВЛ 35 кВ Шахтовая - Артемовская при переводе нагрузки ПС 35 кВ Артемовская на ВЛ 35 кВ Ключевая - Артемовская приводит к перегрузке ВЛ 35 кВ

Кролевцы – Касатка на 174% (токовая загрузка 461 А при допустимой токовой загрузке 265 А, ограничивающим является провод марки АС-70) и к перегрузке ВЛ 35 кВ Касатка-Ключевая на 186% (токовая загрузка 391 А при допустимой токовой загрузке 210 А, ограничивающим является провод марки АС-50). Для исключения превышения токовой загрузки ВЛ 35 кВ Кролевцы – Касатка и ВЛ 35 кВ Касатка-Ключевая необходимо отключение нагрузки на ПС 35 кВ Артемовская в объеме 9 МВт, то есть требуется реконструкция данных ЛЭП. Так же необходимо отметить снижение напряжения на шинах 35 кВ ПС Артемовская до 30,5 кВ что ниже допустимого значения ГОСТ 32144-22013 [10] – 31,5 кВ. Для исключения перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Кролевцы необходимо их включение на параллельную работу, при коротком замыкании на шинах 35 кВ приведет к отключению двух трансформаторов и погашению потребителей в объеме 40,7 МВт. При отключении одного из трансформаторов второй перегрузится на 171%, для исключения перегрузок необходима замена на более мощные трансформаторы 40000 кВА.

В режимах зимнего максимума нагрузки отключение ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная №1 с отпайками приводит к ее перегрузке ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная на 127% (токовая загрузка 430 А при допустимой токовой загрузке 337 А, ограничивающим является провод марки М-70). Для исключения превышения токовой загрузки ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная необходимо отключение нагрузки на ПС 110 кВ Шахта-7 в объеме 30 МВт, то есть требуется замена провода на ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная.

Из результатов расчётов этих режимов следует, что для надёжного электроснабжения потребителей рассматриваемого района необходимо выполнить реконструкцию следующих ВЛ с увеличением пропускной способности:

ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная (6 км)

ВЛ 35 кВ Трикотажная – Шахтовая (1,05 км)

ВЛ 35 кВ Кролевцы - Касатка (10 км)

ВЛ 35 кВ Касатка-Ключевая (2.18 км)

ВЛ 35 кВ Ключевая – Артёмовская (4.1 км)

Таким образом, на основании анализа загрузки трансформаторов и электрических режимов определён перечень сетевых элементов, требующих реконструкции исходя из существующих нагрузок.

Для оценки параметров нового оборудования необходимого для проведения реконструкции выполним расчёт прогнозных значений электрических нагрузок.

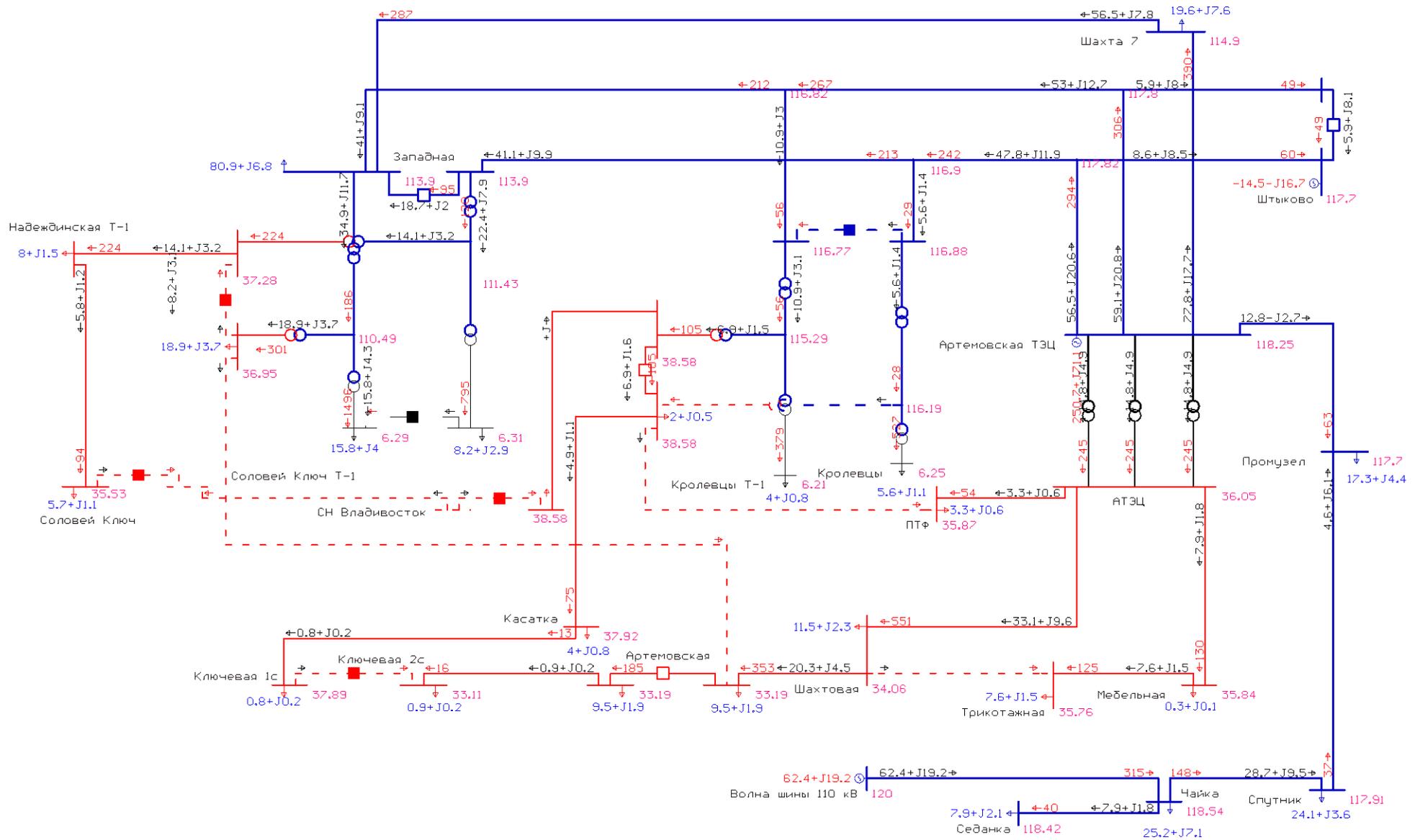


Рисунок 3 – Максимум 2019. Нормальный режим.

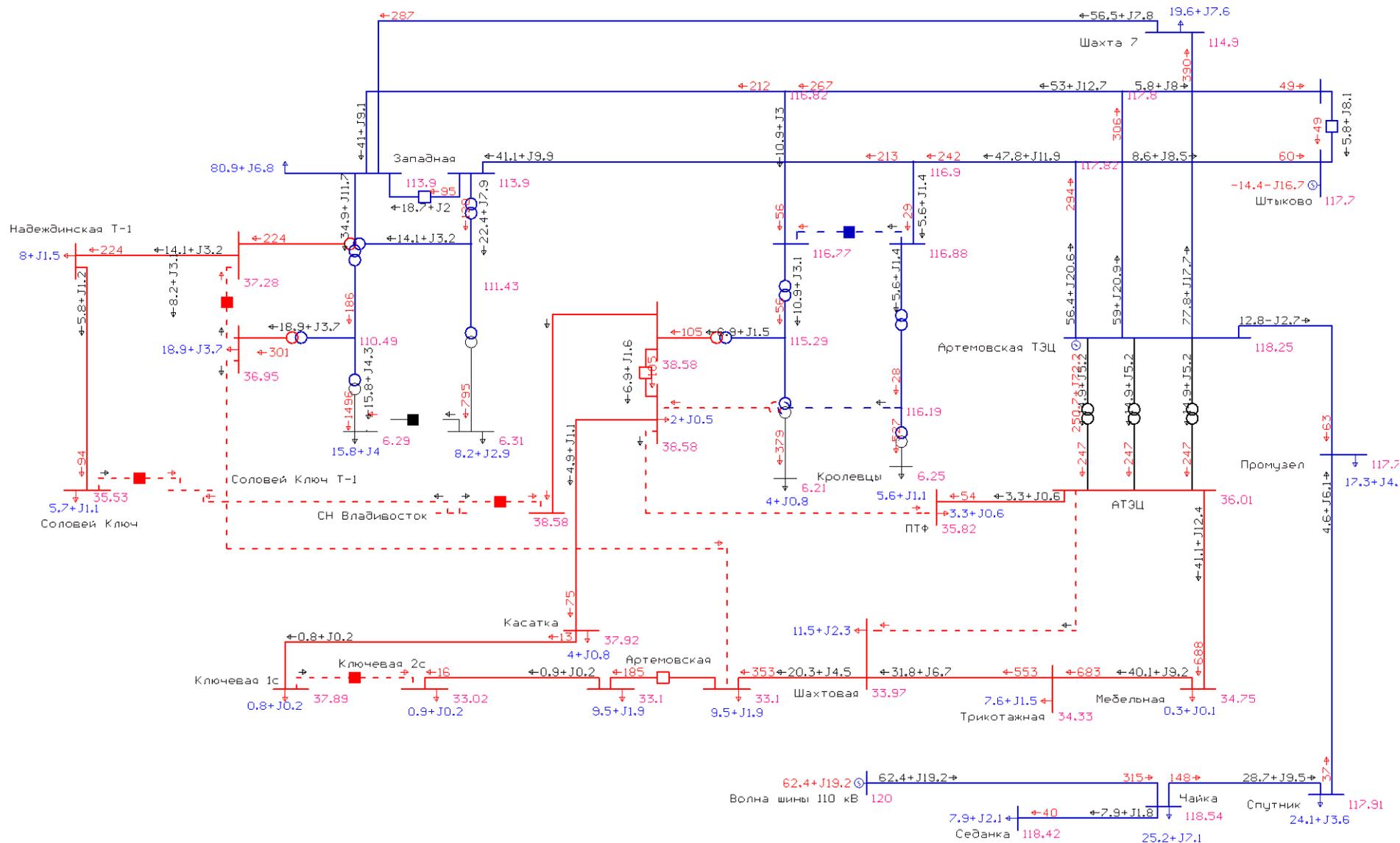


Рисунок 4 – Максимум 2019. Отключение ВЛ 35 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахтовая.

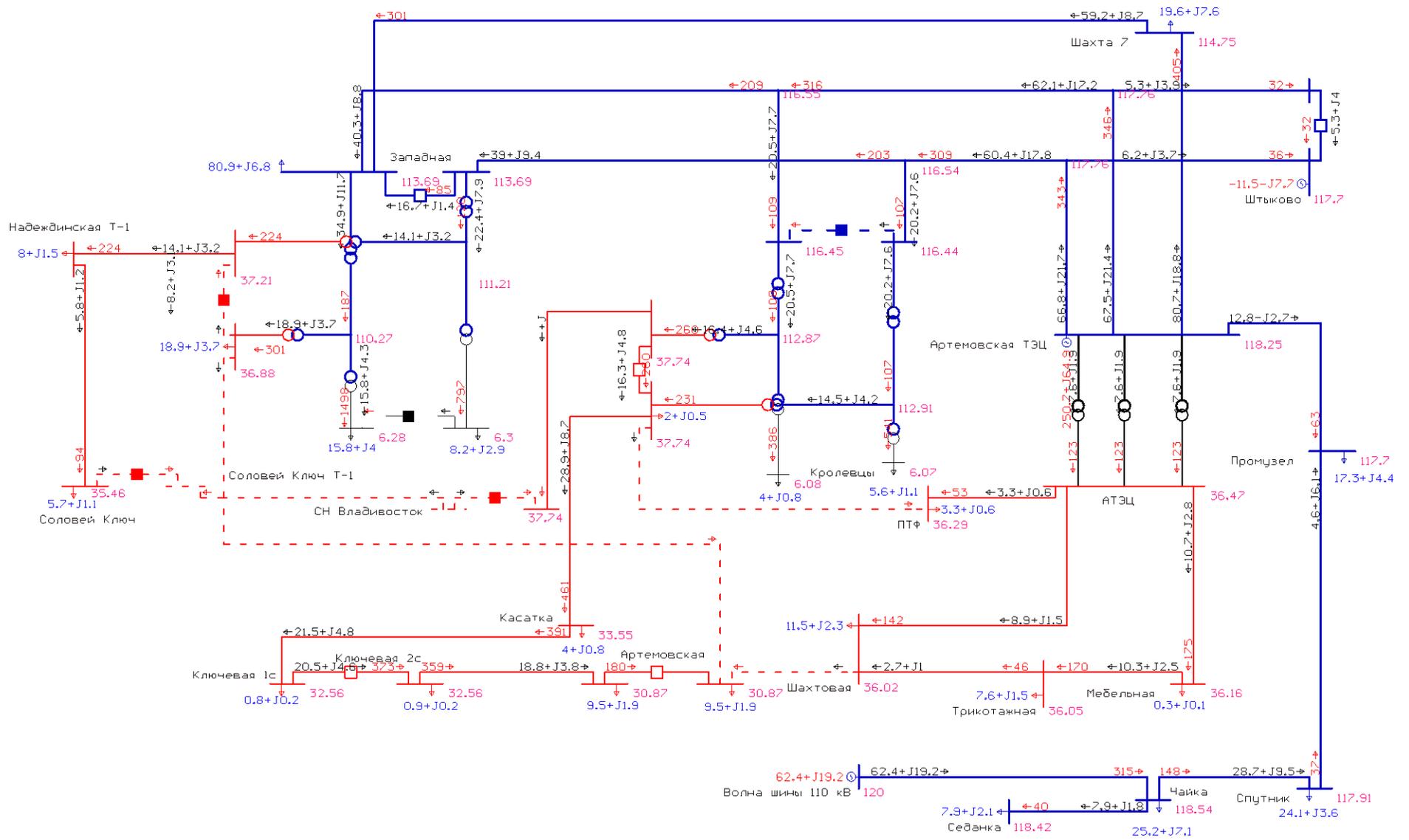


Рисунок 5 – Максимум 2019. Отключение ВЛ 35 кВ Артемовская – Шаховая

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗОК

Прогнозирование нагрузки является важным фактором при проектировании объектов энергетики. От правильности прогноза зависят показатели экономичности, надежность энергоснабжения, правильность выбора оборудования и т.д.

В определенном смысле, величина прогноза нагрузки является опорным показателем для последующего планирования балансов мощности и расчетов электрических режимов.

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день).

2.1 Алгоритм расчета нагрузок

Максимальные мощности, потребляемые подстанциями Артёмовского района, приняты по данным зимнего контрольного замера 2019 года в вечерний пик максимума.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot T_i) \quad (3)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^n (Q_i \cdot T_i) \quad (4)$$

где P_i , Q_i – ординаты графиков нагрузки на i -ый час суток;

T_i – час суток (в течение каждого часа);

T_n – период наблюдения (24 часа).

Для наиболее корректного выбора оборудования на перспективу необходимо использовать спрогнозированные значения вероятностных характеристик. Прогнозируемое значение максимальной мощности можно получить по формуле сложных процентов:

$$P_{\max}^{прог} = P_{\max}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (5)$$

где $P_{\max}^{баз}$ – базовая заданная максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для Приморского края на основании СИПР электроэнергетики Приморского края на 2019-2023 годы [22] принимаем данный коэффициент равный 0,0398;

$t_{прог}$ – год на который определяется электрическая нагрузка – 2024 г.;

$t_{баз}$ – год в который снимался первый замер – 2019 г..

При проектировании сетей принимаем $t_{прог} - t_{баз}$ равным 5, так как данные контрольных замеров известны на период 2019 года. Поэтому нагрузку прогнозируем на 5 лет вперед.

Ниже приведен пример расчета прогноза максимальной активной мощности для ПС Шахта-7:

$$P_{\max}^{прог} = 19,6 \cdot (1 + 0,0435)^5 = 24,25 \text{ МВт.}$$

Спрогнозированные значения вероятностных характеристик мощностей для каждой из подстанций приведены в таблице 4.

Таблица 4– Спрогнозированные характеристики мощностей

Название	Максимальные нагрузки на 2019 год		Максимальные нагрузки на 2024 год		Средние нагрузки на 2024 год	
	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Pср, МВт	Qср, Мвар
ПТФ	3,3	0,6	4,1	0,7	3,8	0,7
Мебельная	0,3	0,1	0,4	0,1	0,3	0,1
Трикотажная	7,6	1,5	9,4	1,9	8,7	1,7
Шахтовая	11,5	2,3	14,2	2,8	13,2	2,6
Артемовская	19	3,8	27,3	4,7	25,6	4,4
Ключевая	1,7	0,4	2,1	0,5	2,0	0,5
Соловей ключ	5,7	1,1	7,1	1,4	6,6	1,3
Надеждинская	8	1,5	9,9	1,9	9,2	1,7
Шахта-7	19,6	7,6	24,3	9,4	22,6	8,7
Кролевцы	16,5	4,4	20,4	5,4	19,0	5,1
Западная	57,3	19,6	70,9	24,3	65,9	22,6
Промузел	17,3	4,4	21,4	5,4	19,9	5,1
Спутник	24,1	3,6	29,8	4,5	27,7	4,1
Чайка	25,2	7,1	31,2	8,8	29,0	8,2
Седанка	7,9	2,1	9,8	2,6	9,1	2,4

3 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТНО СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ СЕТИ

Схема оптимальной реконструкции рассматриваемого участка сети должна с минимальными капиталовложениями обеспечивать необходимый уровень надежности электроснабжения, требуемое качество электроэнергии, безопасность эксплуатации сети, а также должна учитывать дальнейшее развитие сети и подключении новых потребителей.

Анализ электрических режимов сети 35-110 кВ района проектирования показал, что в схеме даже при существующем уровне нагрузок не обеспечивается необходимая надёжность электроснабжения потребителей.

3.1 Проверка необходимости проведения КРМ

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах НН проектируемой ПС определяется по формуле:

$$Q_{КУ} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности (шин 6-10 кВ $\operatorname{tg} \varphi = 0,4[10]$).

По полученной расчётной мощности КУ выбирается тип и количество серийно выпускаемых устройств компенсации реактивной мощности. Критерием выбора типа компенсирующей установки является следующее: если суммарная расчетная мощность КУ меньше 10 МВАр, то выгодно ставить БСК, если 10 МВАр и выше – СК или СТК.

Для дальнейшего выбора силовых трансформаторов и сечений ЛЭП требуется знать значение некомпенсированной реактивной мощности для каждой ПС. Некомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС. Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{НЕСК}} = Q_{\max} - Q_{КУ}; \quad (7)$$

По полученным значениям осуществляется выбор сечений проводов ЛЭП и мощности трансформаторов.

Расчёт коэффициентов мощности для ПС в районе проектирования и результаты расчёта требуемых мощностей КУ приведены в таблице ____

Таблица 5 - Расчёт мощностей КУ

Название ПС	P_{\max}	Q_{\max}	tg	$Q_{\text{ку}}$	$Q_{\text{неск}}$
ПТФ	4,1	0,7	0,2	-0,9	0,7
Мебельная	0,4	0,1	0,3	0,0	0,1
Трикотажная	9,4	1,9	0,2	-1,9	1,9
Шахтовая	14,2	2,8	0,2	-2,8	2,8
Артемовская	27,3	4,7	0,2	-6,2	4,7
Ключевая	2,1	0,5	0,2	-0,3	0,5
Соловей ключ	7,1	1,4	0,2	-1,5	1,4
Надеждинская	9,9	1,9	0,2	-2,1	1,9
Шахта-7	24,3	9,4	0,4	-0,3	9,4
Кролевцы	20,4	5,4	0,3	-2,7	5,4
Западная	70,9	24,3	0,3	-4,1	24,3
Промузел	21,4	5,4	0,3	-3,1	5,4
Спутник	29,8	4,5	0,1	-7,5	4,5
Чайка	31,2	8,8	0,3	-3,7	8,8
Седанка	9,8	2,6	0,3	-1,3	2,6

По результатам расчёта видно, что установка устройств КРМ не требуется

3.2 Анализ загрузки трансформаторов района проектирования

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (8)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

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

$Q_{\text{неск}}$ – значение спрогнозированной максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар (Т.к. на рассмотренных ПС КРМ не требуется то она равна максимальной реактивной мощности);

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Результаты расчёта требуемой мощности трансформаторов на ПС приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта требуемой мощности трансформаторов на ПС

Название ПС	$P_{\text{ср}}$	$Q_{\text{ср}}$	$S_{\text{ном}}$	$K_{\text{загр.па}}$	$Q_{\text{неск}}$	$S_{\text{ном тр}}$
ПТФ	3,8	0,7	6,30	0,6	0,7	
Мебельная	0,3	0,1	4,00	0,1	0,1	
Трикотажная	8,7	1,7	10,00	0,9	1,9	
Шахтовая	13,2	2,6	10,00	1,4	2,8	
Артемовская	25,6	4,4	16,00	1,6	4,7	25,00
Ключевая	2,0	0,5	4,00	0,5	0,5	
Соловей ключ	6,6	1,3	6,30	1,1	1,4	
Надеждинская	9,2	1,7	16,00	0,6	1,9	
Шахта-7	22,6	8,7	16,00	1,5	9,4	25,00
Кролевы	19,0	5,1	25,00	0,8	5,4	
Западная	65,9	22,6	40,00	1,8	24,3	63,00
Промузел	19,9	5,1	16,00	1,3	5,4	
Спутник	27,7	4,1	25,00	1,1	4,5	
Чайка	29,0	8,2	16,00	1,9	8,8	25,00
Седанка	9,1	2,4	16,00	0,6	2,6	

По результатам расчётов видно, что замена трансформаторов или увеличение трансформаторной мощности в рассматриваемом районе требуется на ПС Западная, ПС Артёмовская, ПС Шахта-7 и ПС Чайка.

3.3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети

Согласно результатам расчётов режимов необходимо выполнить реконструкцию следующих объектов:

ПС Западная с увеличением трансформаторной мощности;

ПС Артёмовская с увеличением трансформаторной мощности;

ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная с увеличением пропускной способности;

ВЛ 35 кВ Кипарисово - Касатка с увеличением пропускной способности;

ВЛ 35 кВ Мебельная – Трикотажная с увеличением пропускной способности;

ВЛ 35 кВ Трикотажная – Шахтовая с увеличением пропускной способности.

Карта-схема района с выделенными (красным цветом) перегруженными элементами приведена на рисунке 7

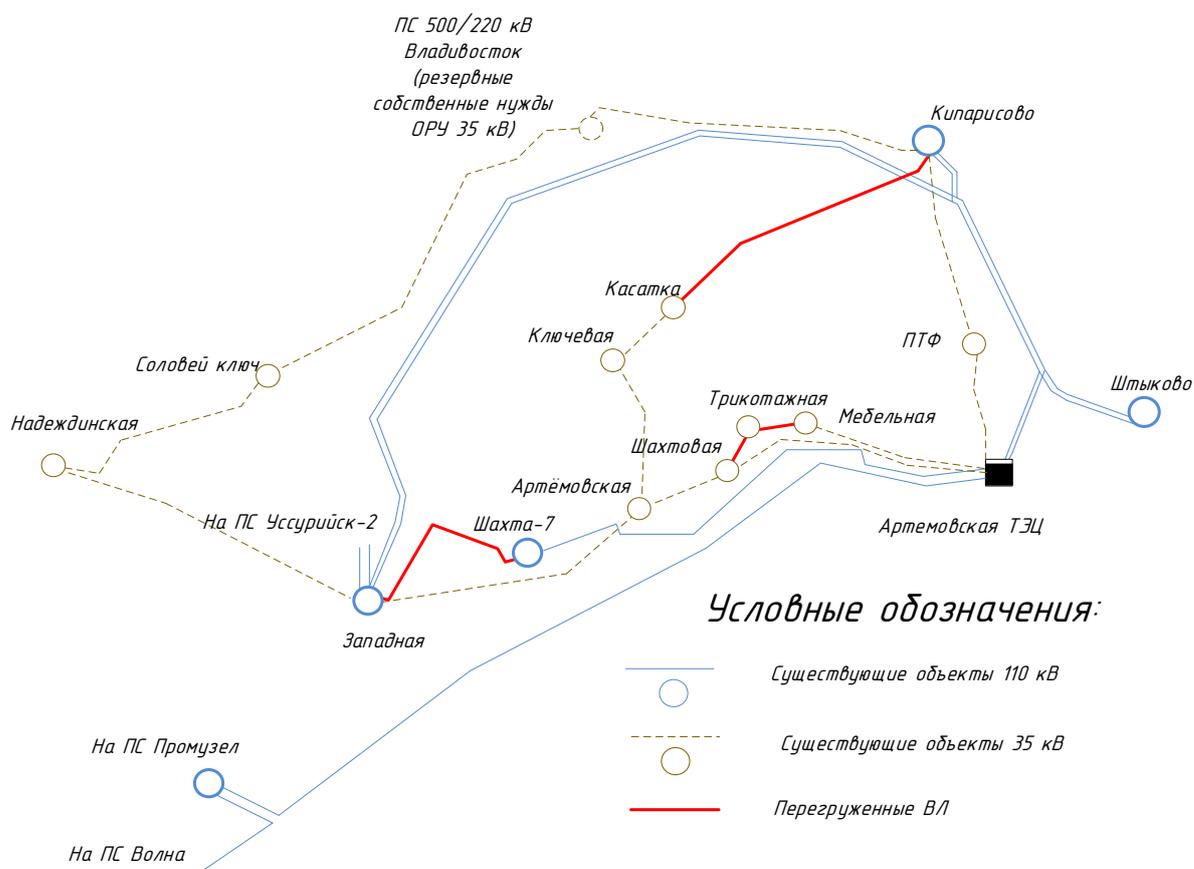


Рисунок 7 – Выделенные перегруженные элементы сети 35-110 кВ.

С учётом необходимости комплексного подхода к реконструкции можно уменьшить стоимость необходимой реконструкции за счёт применения других решений.

ПС Западная и Шахта-7 требует реконструкции в любом случае, так как разгрузка сети 35 кВ не приведёт к их разгрузке в послеаварийных режимах.

Так как наибольшую нагрузку в сети 35 кВ несёт ПС Артёмовская, то предлагается перенести её на напряжение 110 кВ.

Вариант № 1 реконструкции предлагается в следующем объёме

Реконструкция ПС 110 кВ Западная с увеличением трансформаторной мощности;

Реконструкция ПС 35 кВ Артёмовская с увеличением трансформаторной мощности и переводом на напряжение 110 кВ;

Реконструкция ВЛ 110 к Шахта-7 – Западная с увеличением пропускной способности;

Строительство кабельных заходов от ЛЭП 110 кВ АТЭЦ-Шахта-7 на ПС 110 кВ Артёмовская

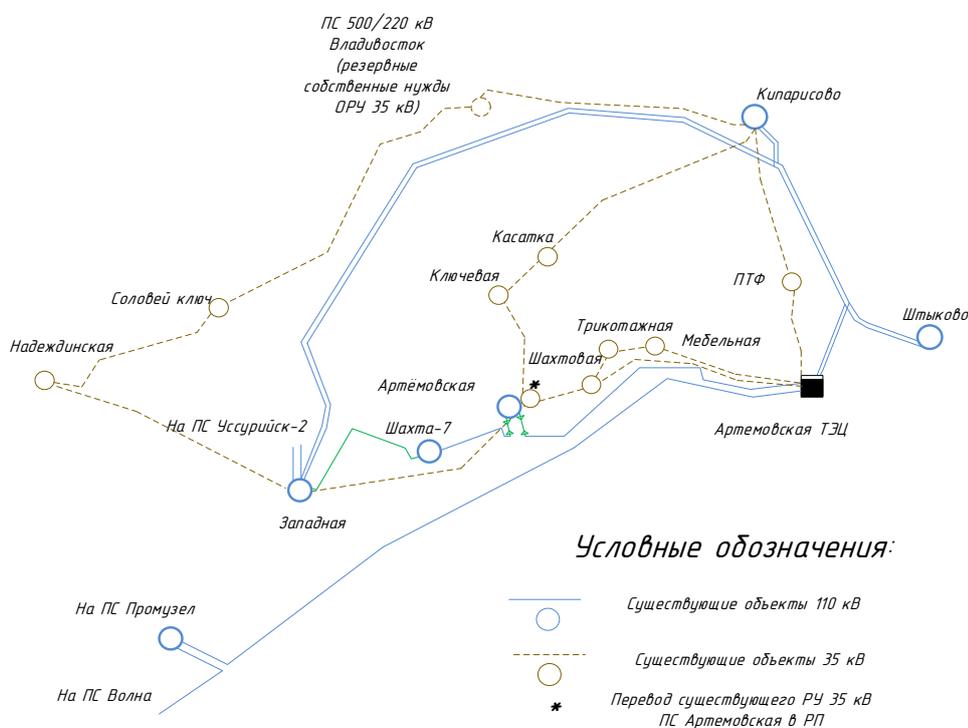


Рисунок 8 – Карта-схема электрической сети с указанием (реконструируемых) элементов – вариант № 1

Для реализации варианта № 2 потребуется (предварительно) следующий объём реконструкции:

Реконструкция ПС 110 кВ Западная с увеличением трансформаторной мощности;

Реконструкция ПС 35 кВ Артёмовская с увеличением трансформаторной мощности и переводом на напряжение 110 кВ;

Реконструкция ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная с увеличением пропускной способности;

Строительство кабельных заходов от ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ-Шахта-7 и от ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ - Промузел на ПС 110 кВ Артёмовская

Замена провода на транзите от Артёмовской ТЭЦ до ПС 220 кВ Волна

Карта-схема электрической сети с указанием реконструируемых элементов для варианта № 2 приведена на рисунке 3.3

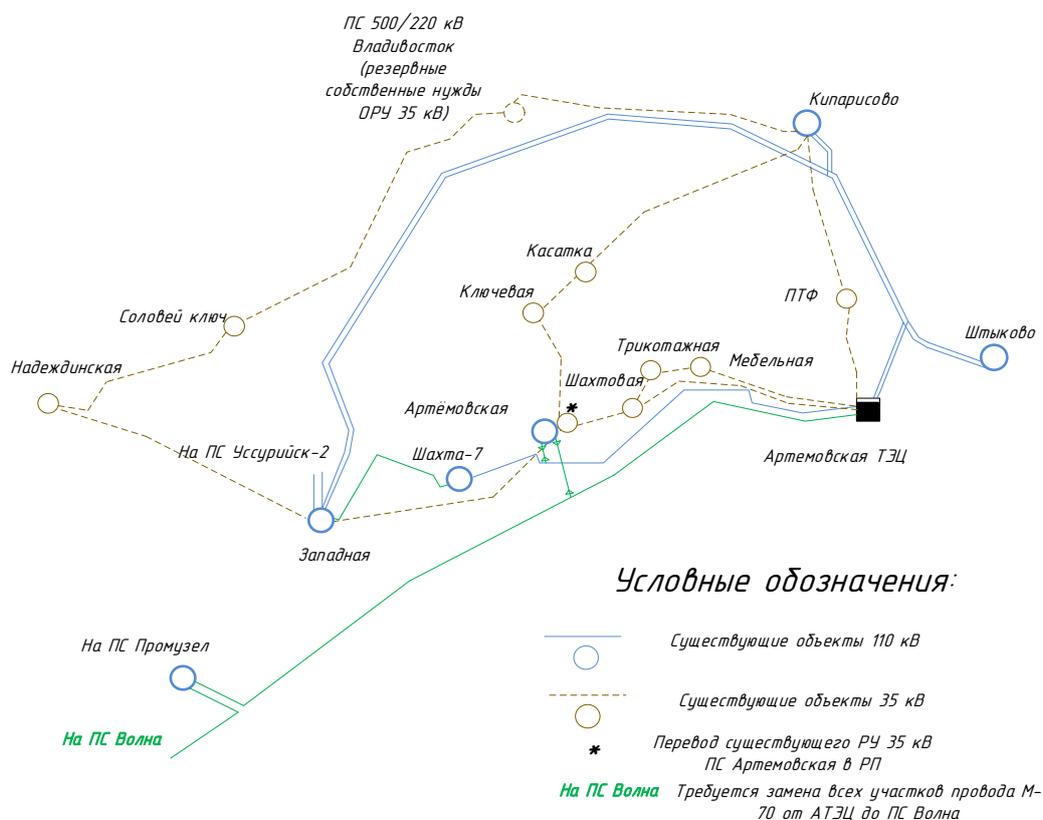


Рисунок 9 – Карта-схема электрической сети с указанием реконструируемых элементов – вариант № 2.

Для уточнения параметров реконструируемых объектов выполнены расчёты режимов по спрогнозированным нагрузкам.

Результаты расчётов режимов для выбора требуемого сечения проводников приведены далее.

3.4 Результаты расчётов электрических режимов по спрогнозированным нагрузкам

Для выполнения расчётов для варианта № 1 использована схема сети на максимум 2019 года, а нагрузки в узлах приняты спрогнозированные. Результаты расчётов приведены на рисунках 10-13. Значение токовой загрузки ЛЭП в нормальных и послеаварийных режимах при проведении реконструкции по варианту № 1 приведены в таблице 7

Таблица 7 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальных и послеаварийных режимах при проведении реконструкции по варианту № 1 (подключение ПС 110 кВ Артемовская по схеме мостик)

Наименование ЛЭП	Ток в нормальном режиме, А	Сечение (допустимый ток, А)	Ток в послеаварийном режиме
1	2	3	4
КВЛ 110 кВ АТЭЦ – Артёмовская	564	АССС-150/28 (827 А)	757
		АПВПУ2г 800 (845)	
КВЛ 110 кВ Артёмовская - Шахта-7	444	АССС-150/28 (827 А)	636
		АПВПУ2г 800 (845)	
ВЛ 110 кВ Шахта-7 - Западная	314	АССС-150/28 (827 А)	503
ВЛ 35 кВ АТЭЦ – Шахтовая	255	АС-185 (657 А)	255
ВЛ 35 кВ Кролевцы - Касатка	94	АС 70 (340 А)	94
ВЛ 35 кВ Касатка - Ключевая	16	АС 50 (270 А)	16

1	2	3	4
ВЛ 35 кВ Ключевая – РП Артёмовская	19	АС 50 (270 А)	20
ВЛ 35 кВ АТЭЦ - Мебельная	160	АС -300 (890А)	160
ВЛ 35 кВ Мебельная- Трикотажная	154	М-70 (430А)	154
ВЛ 35 кВ Трикотажная - Шахтовая	0	М-70 (430А)	0
ВЛ 35 кВ – Шахтовая – РП Артёмовская	19	М-70 (430А)	261
Западная – РП Артёмовская	0	М-70 (430А)	281
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел	56	М-70 (430А) АС-120 (380 А)	503
ВЛ 110 кВ Промузел – Спутник	53	М-70 (430А) АС-120 (380 А)	398
ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	201	М-70 (430А) АС-120 (380 А)	257
ВЛ 110 кВ Волна - Чайка	407	М-70 (430А) АС-120 (380 А) АС-240 (610 А) АС -300 (710А)	465

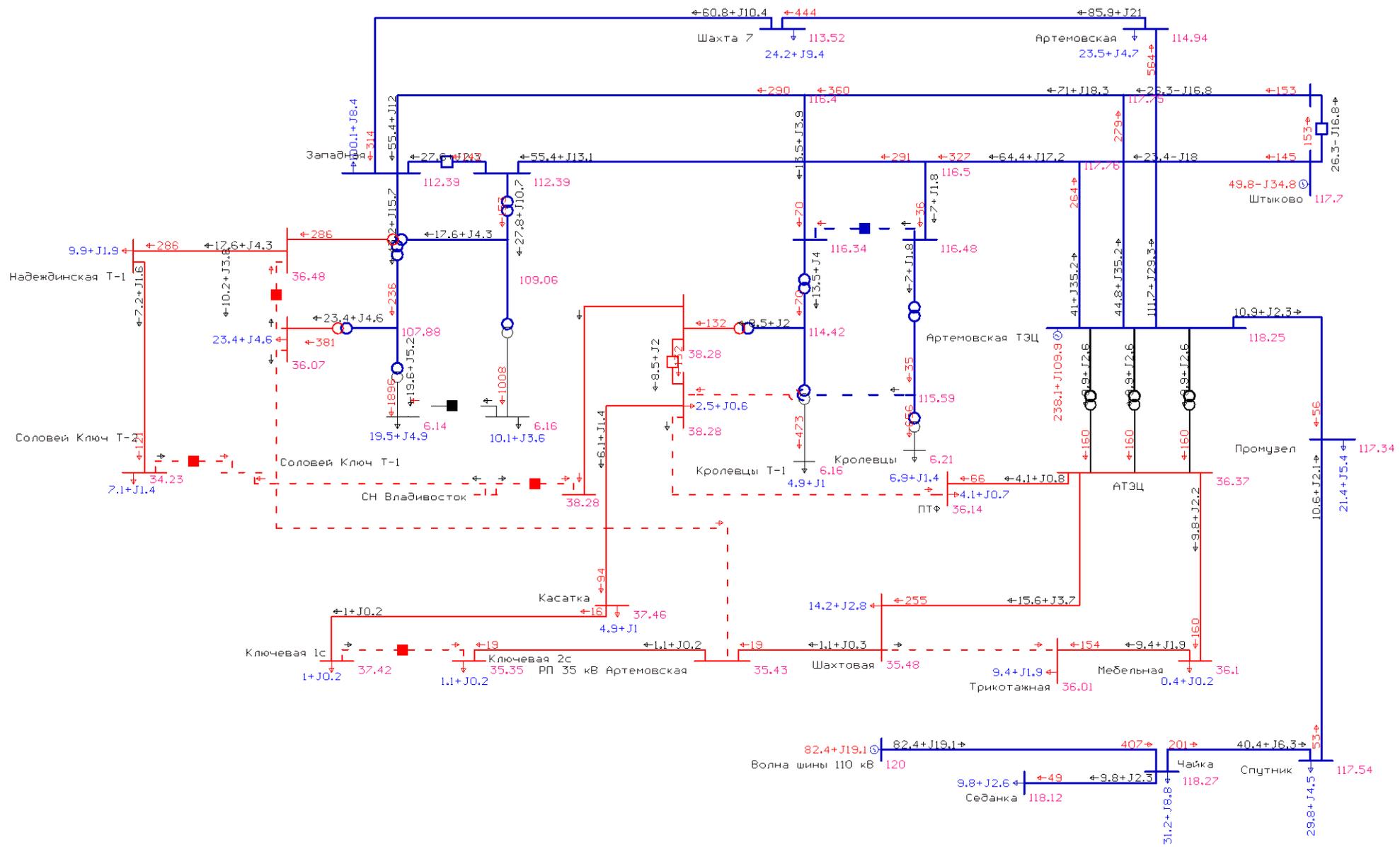


Рисунок 10 – Максимальные нагрузки 2024 год. Нормальный режим. Вариант № 1

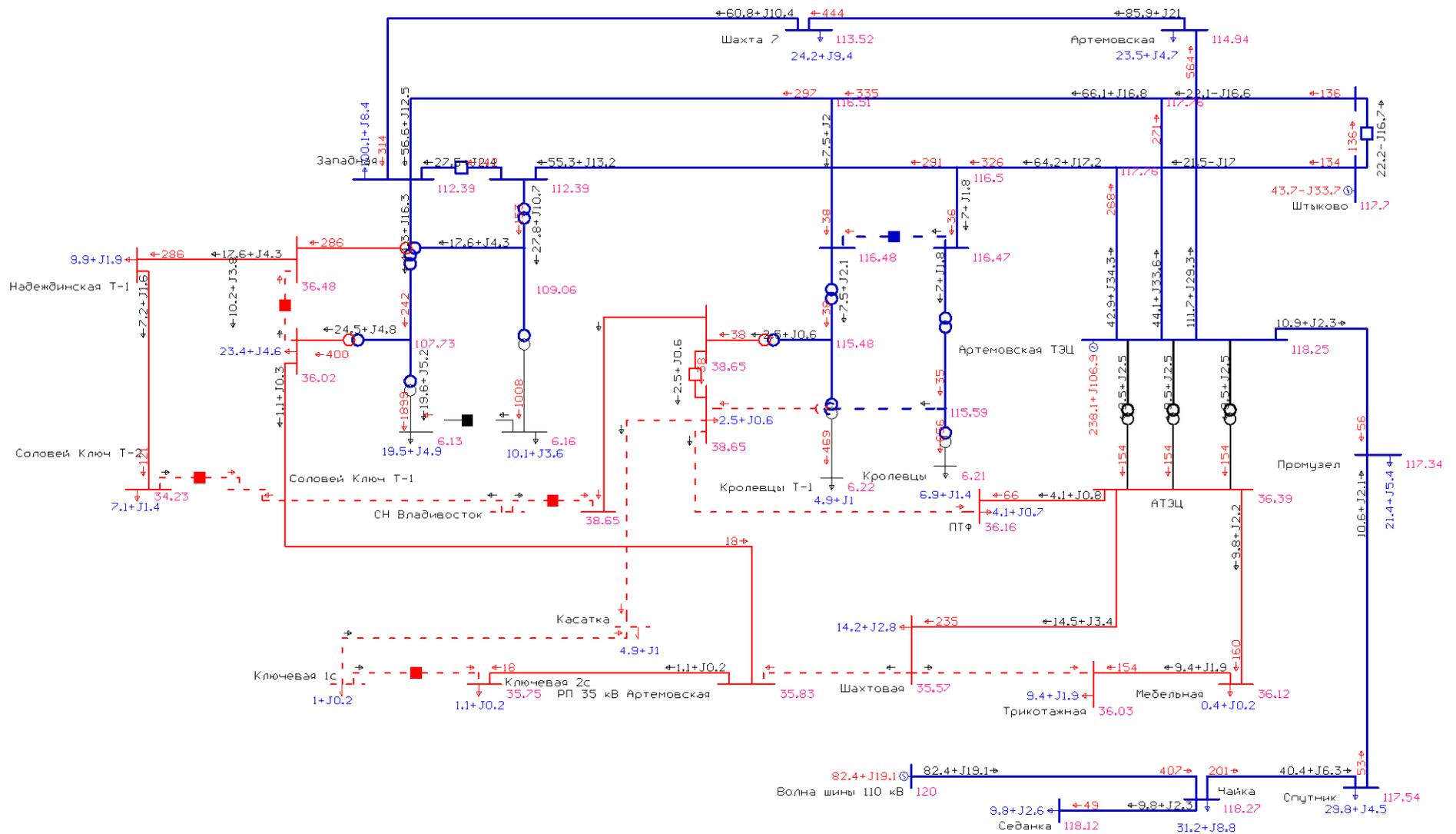


Рисунок 12 – Максимальные нагрузки 2024 год. Вариант № 1. Отключение ВЛ 35 кВ Шахтовая – Артёмовская с переводом нагрузки на ПС Западня.

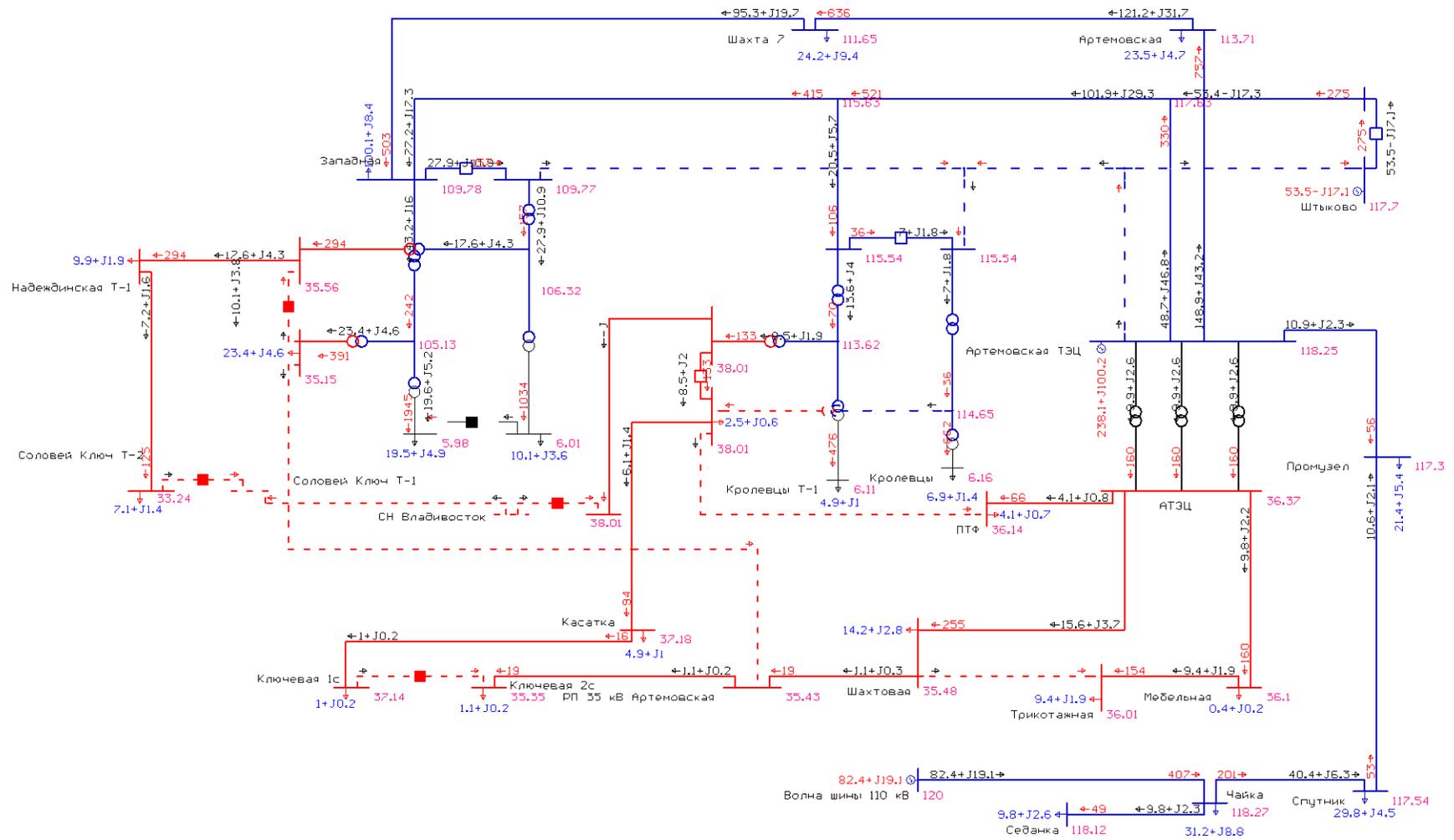


Рисунок 13 – Максимальные нагрузки 2024 год. Вариант № 1

Отключение ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная №1 с отпайками

Для оценки загрузки оборудования при проведении реконструкции по варианту № 2 параметры ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 – Западная заменены на параметры КЛ 110 кВ сечением 1000 мм² и подключением на участке АТЭЦ – Шахта – 7 ПС Артёмовская с переводом её на напряжение 110 кВ. РУ 35 кВ ПС Артёмовская оставлено как РП 35 кВ для резервирования ПС Ключевая и ПС Касатка.

Результаты расчёта режимов при проведении реконструкции по варианту № 2 приведены на рисунках 14 - 17.

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальных и послеаварийных режимах при проведении реконструкции по варианту № 2 (перевод ПС Артёмовская на напряжение 110 кВ отпаечная подстанция).

Наименование ЛЭП	Ток в нормальном режиме, А	Сечение (допустимый ток, А)	Ток в послеаварийном режиме
1	2	3	4
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 с отпайкой на ПС Артёмовская	525	АССС-150/28 (827 А)	708
ВЛ 110 кВ Шахта-7 - Западная	336	АССС-150/28 (827 А)	515
ВЛ 35 кВ АТЭЦ – Шахтовая	255	АС-185 (657 А)	255
ВЛ 35 кВ Кролевцы - Касатка	94	АС 70 (340 А)	94
ВЛ 35 кВ Касатка - Ключевая	16	АС 50 (270 А)	16
ВЛ 35 кВ Ключевая – РП Артёмовская	19	АС 50 (270 А)	20
ВЛ 35 кВ АТЭЦ - Мебельная	160	АС -300 (890А)	160
ВЛ 35 кВ Мебельная-Трикотажная	154	М-70 (430А)	154
ВЛ 35 кВ Трикотажная - Шахтовая	0	М-70 (430А)	0
ВЛ 35 кВ – Шахтовая – РП Артёмовская	19	М-70 (430А)	261
Западная – РП Артёмовская	0	М-70 (430А)	281

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел с отпайкой на ПС Артемовская	114	М-70 (430А) АС-120 (380 А)	566
ВЛ 110 кВ Промузел – Спутник	55	М-70 (430А) АС-120 (380 А)	390
ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	201	М-70 (430А) АС-120 (380 А)	318
ВЛ 110 кВ Волна - Чайка	409	М-70 (430А) АС-120 (380 А) АС-240 (610 А) АС -300 (710А)	526

По результатам расчёта токовых нагрузок проведён выбор на существующих ВЛ и заходах КЛ в РУ ПС 110 кВ Артемовская с изоляцией из сшитого полиэтилена, порядок которого показан далее

Строительство РУ 110 кВ и трансформаторов 110 кВ 2х25 МВА, замена трансформаторов ПС 220 кВ Западная на 2х63 МВА

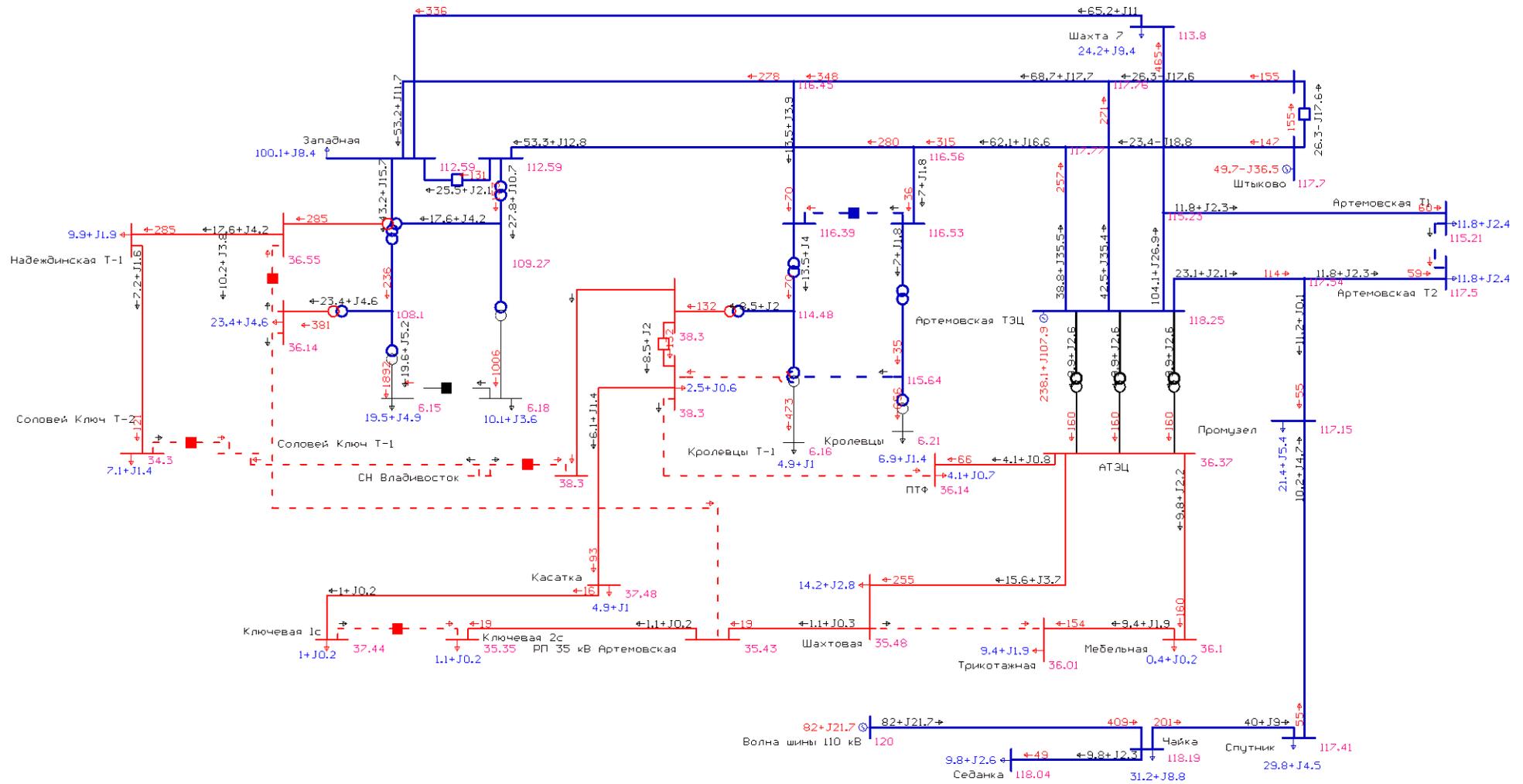


Рисунок 14 - Вариант № 2. Нормальный режим

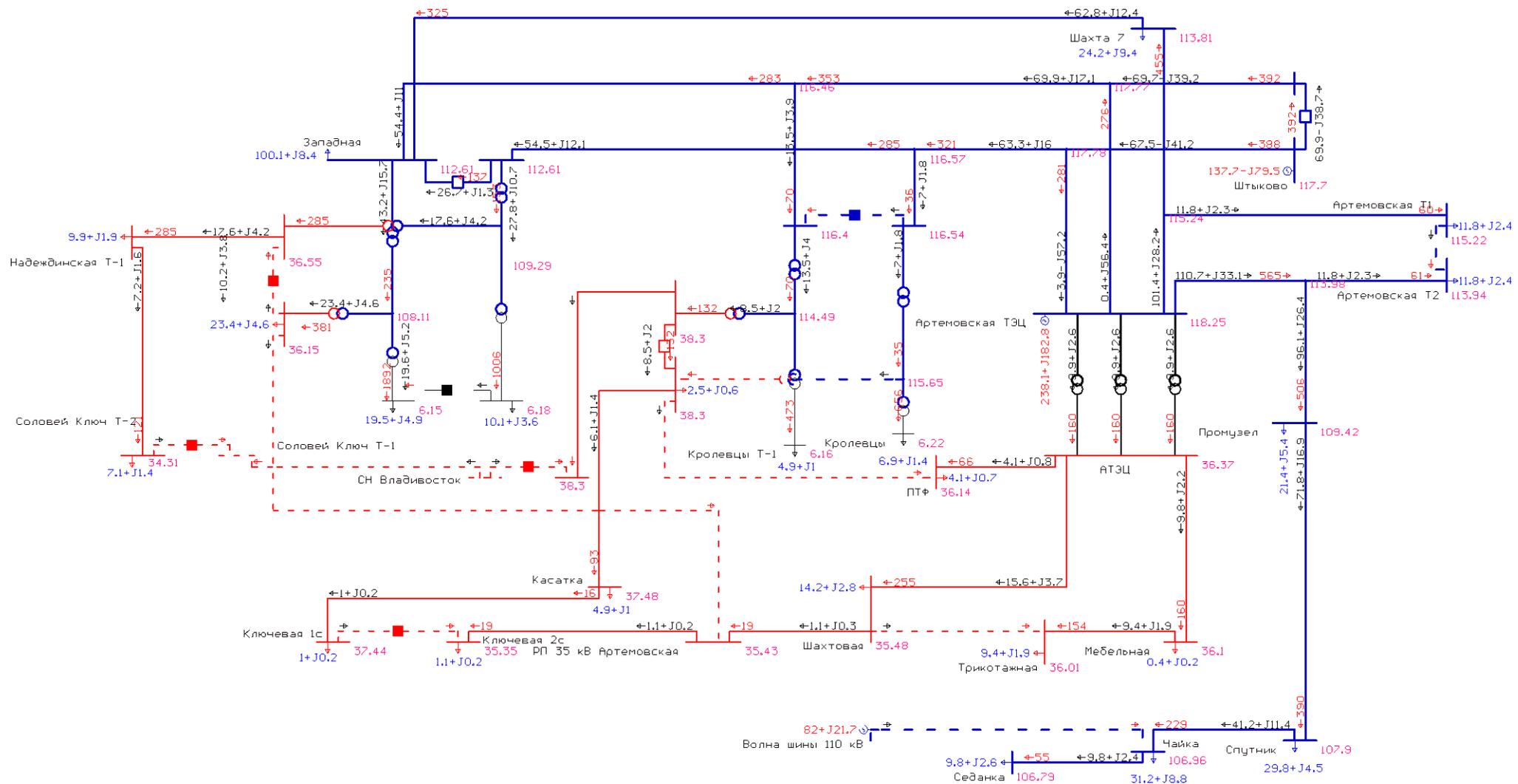


Рисунок 17 - Вариант № 2. Отключение ВЛ 110 кВ Волна - Чайка

3.5 Выбор марок и сечений проводников

Выбор сечения проводов проектируемой сети производится с учетом: технико-экономических показателей, пропускной способности сечения провода по нагреву в послеаварийных условиях, механической прочности проводов воздушных линий, условий образования короны (отсутствие заметных потерь мощности на корону при хорошей погоде и относительно небольшие годовые потери энергии).

Сечения проводов электрической сети должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий сети, растущими с увеличением сечения проводов, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений проводов.

Так как рассматриваемые электрические сети находятся в пределах г. Артёма, то при реконструкции ВЛ требуется их перевод в кабельные линии (КЛ).

Расчёт сечения кабельной линии осуществляется по выражению:

Для выбора кабеля нам необходимо определить длительно допустимый ток для кабеля

$$I_{\text{ДД}} = I_{\text{Таб}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_n \quad (9)$$

где $I_{\text{Таб}}$ - ток в таблице «Длительно допустимый ток для кабелей при прокладке в земле».

k_1 - коэффициенты глубины прокладки; $k_1 = 1,05$

k_2 - коэффициент термического сопротивления грунта; $k_2 = 0,74$

k_3 - коэффициент количества цепей; $k_3 = 1$

k_4 - коэффициент температуры грунта; $k_4 = 0,96$

k_5 - коэффициент прокладки в трубах; $k_5 = 0,9$

Предварительно выбираем кабель из имеющихся каталогов компаний производителей и производим расчёт представленный выше (например, для компании «Севкабель» таким кабелем является АПвПг).

Расшифровка маркировки КЛ приведена на рисунке 18

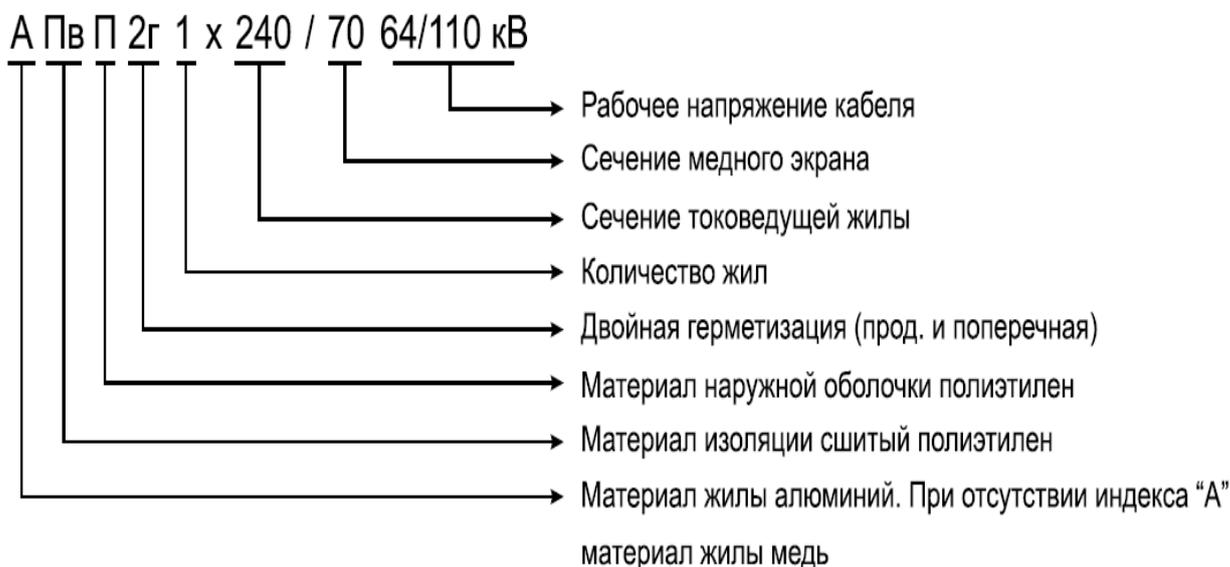


Рисунок 18 – Расшифровка элементов марки кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжения 35-110 кВ

Допустимый ток в режиме перегрузки для КЛ из сшитого полиэтилена определяется по выражению:

:

$$I_{дп} = I_{дн} \cdot 1,17_{(A)}$$

$$I_{дп}_{(A)} \geq I_{i}_{(A)}$$

Расчёт токов в нормальном и послеаварийном режимах выполнен в программе RastrWin по спрогнозированным нагрузкам и был приведён в предыдущем пункте.

Результаты выбора сечений ВЛ для вариантов для сети 110 кВ приведены в таблице 9

Таблица 9– Результаты выбора проводников при проведении реконструкции по двум вариантам для сети 110 кВ

Наименование ЛЭП	Ток в нормальном режиме, А	Сечение (допустимый ток)	Ток в послеаварийном режиме	Выбранный провод/кабель
1	2	3	4	5
Вариант №1				
КВЛ 110 кВ АТЭЦ – Артёмовская	564	-	757	АПВП2г 800
		АССС-150/28 (827 А)		Проходит существующий
КВЛ 110 кВ Артёмовская - Шахта-7	444	-	636	АПВП2г 800
		АССС-150/28 (827 А)		Проходит существующий
ВЛ 110 кВ Шахта-7 - Западная	314	М-70 (430А)	503	АССС-150/28
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел	56	М-70 (430А)	503	АССС-150/28
		АС-120 (380 А)		АССС-150/28
ВЛ 110 кВ Промузел – Спутник	53	М-70 (430А)	398	Проходит существующий
		АС-120 (380 А)		АССС-150/28
ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	201	М-70 (430А)	257	Проходит существующий
		АС-120 (380 А)		
ВЛ 110 кВ Волна - Чайка	407	М-70 (430А)	465	АССС-150/28
		АС-120 (380 А)		
		АС-240 (610 А)		Проходит существующий
		АС -300 (710А)		
Вариант №2				
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 с отпайкой на ПС Артемовская	525	-	708	АПВП2г 300
		АССС-150/28 (827 А)		Проходит существующий

1	2	3	4	5
КЛ 110 кВ Шахта-7 - Западная	336	М-70 (430А)	515	АССС-150/28
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел с отпайкой на ПС Артемовская	114	-	566	АПвП2г 300
		М-70 (430А)		АССС-150/28
		АС-120 (380 А)		АССС-150/28
ВЛ 110 кВ Промузел – Спутник	55	М-70 (430А)	390	Проходит существующий
		АС-120 (380 А)		АССС-150/28
ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	201	М-70 (430А)	318	Проходит существующий
		АС-120 (380 А)		
ВЛ 110 кВ Волна - Чайка	409	М-70 (430А)	526	АССС-150/28
		АС-120 (380 А)		
		АС-240 (610 А)		Проходит существующий
		АС -300 (710А)		

Таблица 10 – Результаты выбора проводников при проведении реконструкции по двум вариантам для сети 35 кВ

Наименование ЛЭП	Ток в нормальном режиме, А	Сечение (допустимый ток)	Ток в послеаварийном режиме	Выбранный провод/кабель
1	2	3	4	5
Вариант №1, 2				
ВЛ 35 кВ АТЭЦ – Шахтовая	255	АС-185 (657 А)	405	Проходит существующий
ВЛ 35 кВ Кролевцы - Касатка	94	АС 70 (340 А)	112	Проходит существующий
ВЛ 35 кВ Касатка - Ключевая	16	АС 50 (270 А)	34	Проходит существующий

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
ВЛ 35 кВ Ключевая – РП Артёмовская	15	АС 50 (270 А)	124	Проходит существующий
ВЛ 35 кВ АТЭЦ - Мебельная	160	АС -300 (710 А)	160	Проходит существующий
ВЛ 35 кВ Мебельная- Трикотажная	154	М-70 (430А)	154	Проходит существующий
ВЛ 35 кВ Трикотажная - Шахтовая	0	М-70 (430А)	166	Проходит существующий
ВЛ 35 кВ – Шахтовая – РП Артёмовская	15	М-70 (430А)	109	Проходит существующий
Западная – РП Артёмовская	0	М-70 (430А)	109	Проходит существующий

Для подключения новой ПС 110кВ Артемовская необходимо выполнить кабельные заходы на ПС, а также заменить существующий провод марки М-70, АС-120 у которых в послеаварийном режиме превышает длительно-допустимая токовая нагрузка.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

4.1 Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (10)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{\text{П/С}}$ – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot l \cdot k_{\text{инф}} \cdot k_3 \quad (11)$$

где k_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции.

k_3 – повышающий зональный коэффициент.

Коэффициент инфляции относительно 2000 года составляет 9,5. Повышающий зональный коэффициент для Дальнего Востока составляет по воздушным линиям: 1,4; по подстанциям: 1,3.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{\Pi/C} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{пост}) k_{инф} \cdot k_z, \quad (12)$$

где $K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс. руб.

Величины капиталовложений с разбивкой по ПС и ЛЭП представлены в таблице 11.

Таблица 11- Капитальные вложения.

Вариант сети	Клэп, тыс. руб.:	$K_{\Pi/C}$, тыс. руб.	ΣK , тыс. руб.
Вариант №1	346752,85	887853,85	1234606,7
Вариант №2	705852,85	801403,85	1507256,7

4.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле 20:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (13)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет, для КЛ – 30 лет). Результат представлен в таблице 12.

Таблица 12- Амортизационные отчисления

Вариант сети	I_{AM} , тыс. руб.
Вариант №1	58495,5
Вариант №2	66143,0

4.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (14)$$

где ΔW_{Σ} – изменение потерь активной энергии в схеме после предложенного варианта реконструкции, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,9 руб./ кВт·ч

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (15)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{ПС}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС;

$\alpha_{\text{ВЛ}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ.

Результаты представлены в таблице 12.

Таблица 13 – Эксплуатационные издержки и издержки на потери.

Вариант сети	$I_{\Delta W}$, тыс. руб.	$I_{\text{экс}}$, тыс. руб.
1	-5795,224	55139,7
2	-6512,289	52912,0

4.4 Приведённые затраты

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются приведённые затраты.

приведённые затраты определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + I \quad (16)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,14$

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Полученные значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 14:

Таблица 14 – Приведенные затраты для двух вариантов

Вариант реконструкции сети	Значение, тыс. руб.
1	323778,2
2	330070,9

Таким образом для дальнейшего рассмотрения будет использовать предложенный вариант № 1, как наиболее экономичный

Подробный расчет приведен в приложении А.

▪ 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание - это всякое непредусмотренное нормальными режимами работы замыкание между фазами, а также замыкание одной или нескольких фаз на землю.

Расчет токов трехфазного короткого замыкания и ударных токов необходим для выбора и проверки высоковольтного электрооборудования на термическую и динамическую стойкость, а также для выбора уставок релейной защиты.

Расчет токов однофазного короткого замыкания используется для настройки защит от замыканий на землю.

Расчет тока КЗ аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;
- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;
- определение искомого тока КЗ.

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

Расчеты токов КЗ проведем в относительных единицах приближенным методом.

Схема замещения для расчета токов короткого замыкания для выбранного варианта подключения ПС Артёмовская приведена на рисунке _____.

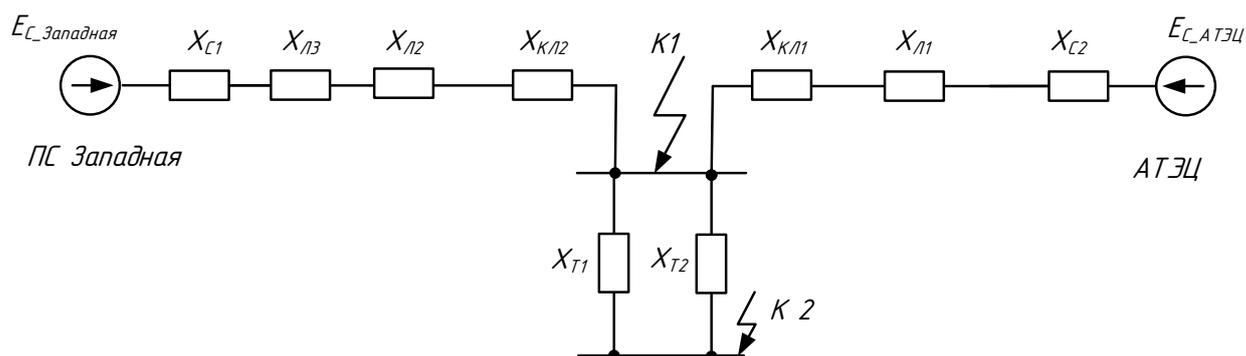


Рисунок 19- Схема замещения

5.1 Определение параметров элементов схем замещения

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: $S_б$ – базовой мощностью, МВ·А; $U_б$ – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_б = 100$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

$$S_{баз} = 100 \text{ МВА}, U_{баз} = 115 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

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

$$I_{баз} = \frac{100}{115 \cdot \sqrt{3}} \text{ кА.}$$

Определим сопротивления элементов.

Сопротивление системы со стороны Артёмовской ТЭЦ и со стороны ПС Западная определится по следующей формуле:

$$X_c = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}}, \quad (18)$$

Сопротивления остальных элементов сведем в таблицу 15.

Таблица 15- Сопротивления элементов

Элемент	Сопротивление, о.е
X _{кл1}	0,00073
X _{кл2}	0,00073
X _{л1}	0,022
X _{л2}	0,021
X _{л1}	0,018
X _{с1}	0,045
X _{с2}	0,085
X _т	0,63

ЭДС системы принято равной 1, а ЭДС со стороны Артёмовской ТЭЦ 1,15.

5.2 Эквивалентирование схемы для расчёта токов КЗ

Для определения тока короткого замыкания необходимо привести исходную схему замещения к расчетной схеме путем последовательных преобразований.

После ряда преобразований получаем простую схему для расчета токов короткого замыкания.

Преобразованная схема для расчёта токов КЗ в точке К1 приведена на рисунке ____.

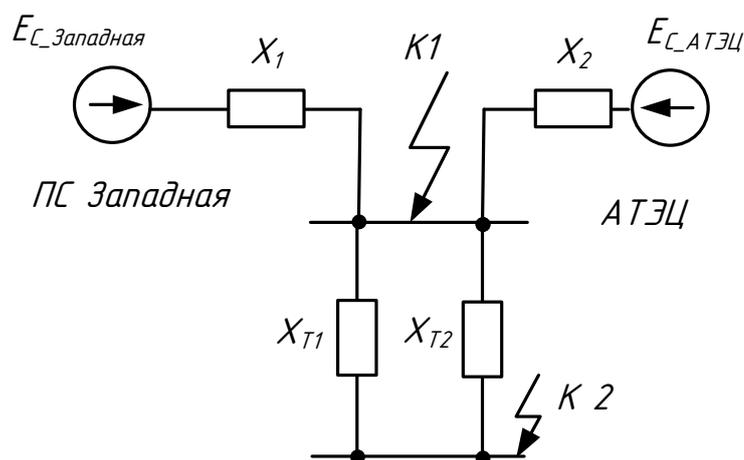


Рисунок 20- Преобразованная схема для расчёта токов КЗ в точке К1.

Расчёт сопротивлений относительно точки К1:

$$X_1 = X_{C1} + X_{KL2} + X_{L2} + X_{L3} = 0,125 \text{ о.е.}, \quad (19)$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{KL1} + X_{L1} = 0,068 \text{ о.е.}, \quad (20)$$

Преобразованная схема для расчёта токов КЗ в точке К2 приведена на рисунке ____.

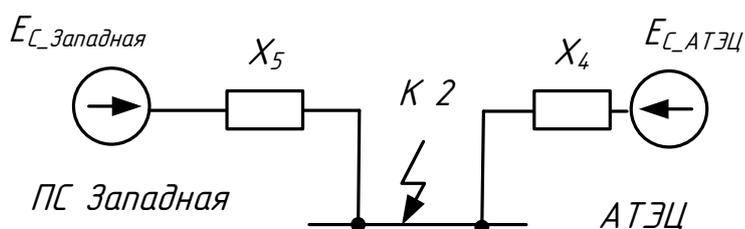


Рисунок 21- Преобразованная схема для расчёта токов КЗ в точке К2.

Расчёт сопротивлений относительно точки К2:

$$X_4 = X_T + X_2 + \frac{X_T \cdot X_2}{X_1} = 1,062 \text{ о.е.},$$

$$X_5 = X_T + X_1 + \frac{X_T \cdot X_1}{X_2} = 1,062 = 1.616 \text{ о.е.},$$

5.3 Расчет токов КЗ

$$I_{II0}^{(3)} = \frac{E_i''}{X_i} \cdot I_{\sigma}, \text{ кА} \quad (21)$$

где I_{σ} – базовый ток;

X_i – результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$I_{II01}^{(3)} = \frac{E_C}{X_1} = \frac{1}{0,125} = 7,981 \text{ о.е.};$$

$$I_{II02}^{(3)} = \frac{E_{C-ATЭЦ}}{X_2} = \frac{1,15}{0,068} = 16,813 \text{ о.е.};$$

$$I_{II01\Sigma}^{(3)} = (I_{II01}^{(3)} + I_{II02}^{(3)}) I_{\sigma} = 12,448 \text{ кА.}$$

Рассчитаем апериодические составляющие тока КЗ в начальный момент времени по формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{II0}^{(3)} \text{ кА.} \quad (22)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{II01\Sigma}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 12,448 = 17,604 \text{ кА,}$$

Рассчитаем ударные токи по формуле

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{II0}^{(3)} \text{ кА.} \quad (23)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости

от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ.

Расчёт ударного тока для шин ВН ПС Артёмовская:

$$i_{y\partial C} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{ПOC}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 4,007 = 9,112 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial ATЭЦ} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{ПОН}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 8,441 = 23,457 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial \Sigma BH} = 9,112 + 23,457 = 32,569 \text{ кА}.$$

Расчёт ударного тока для шин НН ПС Артёмовская:

$$i_{y\partial C} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{ПOC}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,039 = 11,46 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial ATЭЦ} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{ПОН}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 10,616 = 29,503 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial \Sigma HH} = 11,46 + 29,503 = 40,963$$

Подробный расчет приведен в приложении Б.

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Общие положения

В ходе расчётов электрической части ПС Артёмовская производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- контрольных кабелей;
- устройств для защиты от перенапряжений.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 35 кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами [Рожк].

Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи находятся по формулам:

$$I_{\max.\text{тр}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (24)$$

$$I_{\max.\text{ВЛ}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} , \quad (25)$$

где $I_{\max.\text{тр}}$ – максимальный рабочий ток в цепи трансформатора с учётом 40%-ой допустимой перегрузки;

$I_{\max.\text{ВЛ}}$ – максимальный рабочий ток, текущий по ВЛ;

$S_{\text{ВЛ}}$ – максимальная мощность, текущая по ВЛ, МВА.

Максимальные рабочие токи на стороне 110 кВ ПС «Артёмовская»:

$$I_{\max.\text{тр.110}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А};$$

По результатам расчётов режимов видно, что через шины ПС Артёмовская будет протекать ток 908 А

Ток по КЛ больше, чем через СТ в послеаварийном режиме с перегрузкой 40%, поэтому для выбора токоведущих частей будем использовать именно его.

6.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \tag{26}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \tag{27}$$

$$908 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$$

по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$25,14 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

Для уменьшения габаритов ПС 110 кВ Артёмовская на стороне 110 кВ выбираем компактное элегазовое распределительное устройство типа ЗАР1 DTC компании Siemens в которое входят выключатели, разъединители, быстродействующие заземлители, трансформаторы напряжения.

ЗАР1 DTC имеет все функции традиционного распределительного устройства с воздушной изоляцией и на классы напряжения до 245 кВ по размеру сопоставимо с традиционным баковым выключателем на тот же класс напряжения.

Внешний вид ЗАР1 DTC приведен на рисунке _____

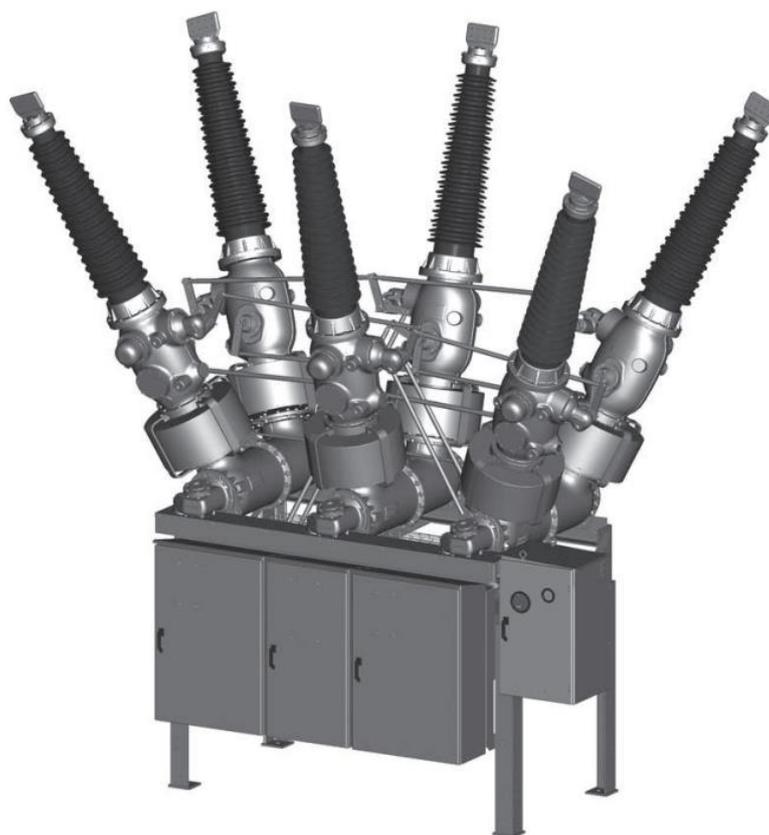


Рисунок 22 - Внешний вид ЗАР1 DTC

Гибридная конструкция

Гибридная конструкция включает компоненты с SF₆ внутри корпуса и устройства с воздушными и (или) кабельными вводами. Применение компонентов с газовой изоляцией повышает надежность распределительного устройства. По результатам анализа CIGRE, компоненты с газовой изоляцией в

четыре раза надежнее компонентов с воздушной изоляцией. Необходимость применения коммутационных аппаратов с элегазовой изоляцией определяется конкретными требованиями подстанции, а также бюджетом заказчика. Это приводит к оптимизации инвестиций и позволяет также использовать устройства с воздушной изоляцией.

Модульная конструкция

Основываясь на проверенной модульной концепции, в важнейших узлах ДТС применены компоненты известных и хорошо себя зарекомендовавших высоковольтных выключателей, разъединителей, а также семейства комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ).

Используемые компоненты:

- Автокомпрессионная дугогасительная камера выключателей типа ЗАР;
- Пружинный привод выключателей типа ЗАР;
- Узел разъединитель/заземлитель, применяемый в КРУЭ типа 8DN8 и 8DN9;
- Заземлитель открытой установки, применяемый на разъединителях семейства Siemens.

Благодаря компактной конструкции, а также многообразию возможных вариантов ДТС при разработке проектов могут быть реализованы различные схемы подстанций с минимальными затратами.

Обычно в ДТС используются следующие модули:

- Выключатель с однополюсным или трехполюсным приводным механизмом;
- Трехпозиционный разъединитель/заземлитель, высокоскоростной быстродействующий заземлитель;
- Трансформатор тока, трансформатор напряжения и система индикации напряжения;
- Кабельные вводы различной конфигурации;
- Воздушные вводы с изоляторами из фарфора или композитных материалов;

- Дополнительная изоляция газовых отсеков с контролем плотности SF6 по желанию;

- Модули двойных выключателей для ультракомпактной конструкции подстанций;

- Возможны различные комбинации модулей, например, модуль разъединителя с модулем трансформатора напряжения.

Основные особенности и характеристики

- Простое заполнение и контроль SF6; возможен один газовый объем (изоляция дополнительно);

- Возможность применения в ограниченных пространствах и суровых климатических условиях, например, при температуре до -55°C ;

- Пополусная конструкция (каждая фаза в отдельном корпусе): исключается трехфазное КЗ; быстрая замена одного полюса (запасная часть: один полюс);

- Безопасность и надежность может быть повышена за счет изолированных газовых отделений, например, между выключателем и разъединителем;

- Модуль в сборе может подниматься автопогрузчиком;

- Быстрая установка и ввод в эксплуатацию: простая сборка полностью готовых и испытанных модульных блоков;

- Низкая потребность в эксплуатационном персонале: первый основной технический осмотр через 2лет;

- Срок эксплуатации - до 50 лет;

- Кроме трехполюсного, возможен пополюсный вариант управления.

Автоматический выключатель

В выключателях устройства DTC используется автокомпрессионный принцип гашения дуги, при котором отключение токов короткого замыкания происходит за счет энергии дуги, не требуя энергии со стороны привода. Таким образом в устройстве DTC используются хорошо зарекомендовавшие себя

компоненты семейства выключателей ЗАР: дугогасительная камера и пружинный привод.

Разъединитель/ Заземлитель

Конструкция разъединителя/ заземлителя устройства ДТС базируется на аналогичной элегазовым КРУ, и с теми же функциями. Основные элементы данных модулей: подвижные контакты, валы и рычаги, применяемые в элегазовых КРУ, зарекомендовали себя надежными в течении многих лет эксплуатации. Привод также является надежным компонентом, применяемым для переключения разъединителей/заземлителей в элегазовых КРУ.

Трансформатор тока

В устройствах типа ДТС используется трансформатор тока обыкновенного типа. При этом, по аналогии с баковым выключателем, имеется возможность размещения в корпусе нескольких сердечников (в т. ч. для измерения и защиты) трансформатора тока с параметрами, подлежащими согласованию при заказе. Трансформаторы тока расположены между выключателем и разъединителем/ заземлителем, что эквивалентно расположению трансформатора тока в открытых распреустройствах (AIS).

Вводы

Для соединения устройства ДТС с воздушной линией или системой шин служат элегазовые вводы. Проводник и защитный электрод для экранирования зафиксированны внутри ввода. Высоковольтные вводы могут быть фарфоровыми или полимерными (стекловолоконный пропитанный эпоксидной смолой цилиндр, с нанесенным слоем и юбками из кремнийорганической резины). В варианте конструкции с внешним заземлителем применяются только фарфоровые вводы.

Выполним проверку выбранного аппарата по следующими параметрам:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}), \quad (28)$$

$$B_K = 9,5^2 \cdot (0,07 + 0,05 + 1,5) = 156 \text{ кА}^2\text{с}$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,07$ с;
 $t_{сел}$ – ступень селективности РЗ, принимается 0,5 с от времени срабатывания вводных выключателей 6 кВ, принимается 1,5 с.

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{кном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{терм}$ – ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$ – время протекания КЗ (справочная величина).

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл. ном}, \quad (29)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА},$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения.

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{н.о} \leq I_{откл. ном} \cdot \quad (35)$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.к1}^{(3)} + i_{atk1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (36)$$

$$\sqrt{2} \cdot 9,8 + 13,9 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$27,7 \leq 57 \text{ кА.}$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{yo} \leq i_{скв} \cdot \quad (37)$$

$$24,9 \leq 102 \text{ кА.}$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 16.

Таблица 16 - Выбор ячейки ЗАР1 DTC

Параметр	Справочные данные	Расчётные данные
1	2	3
$U_{уст}$	145 кВ	110 кВ
$I_{ном}$	3150 А	737 А

1	2	3
$i_{скв}$	102 кА	32,6 кА
$В_{к.ном}$	4800 кА ² с	1023 кА ² с
$I_{вкл}$	40 кА	12,4 кА
$I_{откл}$	40 кА	12,4 кА
$i_{а.ном}$	26.59 кА	18,6 кА

По данным сравнения ЗАР1 DTC подходит по всем параметрам.

Проверка существующих и выбор новых выключателей 6 кВ ПС Артёмовская производят по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (38)$$

по длительному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}; \quad (39)$$

по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном}; \quad (40)$$

Максимальный ток для вводной обмотки НН трансформатора равен

$$I_{мах.тр.6} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1147 \text{ А};$$

Сравнение параметров существующих выключателей, установленных в ЗРУ ПС Артёмовская и расчётных данных poste установки трансформаторов ТРДН 25000/110 приведены в таблице 17

Таблица 17 - Проверка существующих выключателей 6 кВ ПС Артёмовская после перевода ПС на 110 кВ.

Параметр	Справочные данные			Расчётные данные
	<i>ВМГ-133 600А</i>	<i>ВВ/TEL-10-20/630 У2</i>	<i>ВВ/TEL-10 1600А</i>	
$U_{уст}$	6 кВ	10	10	6 кВ
$I_{НОМ}$	600 А	630 А	1600 А	Вводные - 1147 А
$i_{скв}$	52 кА	51 кА	51 кА	42,5 кА
$B_{к.НОМ}$	1200 кА ² с	1200 кА ² с	1200 кА ² с	553 кА ² с
$I_{вкл}$	20 кА			16,4 кА
$I_{откл}$	20 кА	20 кА	20 кА	16,4 кА
$i_{а.НОМ}$	17,8 кА	20 кА	20 кА	11,8 кА

Таким образом, существующие выключатели после перевода ПС Артёмовская 110 кВ не требуют замены.

Дополнительно для свободных линейных ячеек на стороне 6 кВ ПС Артёмовская с старом ЗРУ и для нового КРУН выбираем вакуумные выключатели ВВ/Тел-6-20/600 УХЛ2, а вводные ВВ/Тел-6–31,5/1600 УХЛ2 с приводом БУ/TEL-220-10У2, .

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{но КЗ}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$B_K = 22,9^2 \cdot (0,045 + 1,0 + 0,01) = 553 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.045\text{с}$, с учётом ступени селективности 1с.

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} ;$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл ном}} ,$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА},$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40\%$;

$I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нок-3}}^{(3)} + i_{\text{атк3}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 22,9 + 12,9 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$45,2 \leq 62 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор выключателей 6 кВ для КРУН

Параметр	Справочные данные	Расчётные данные
1	2	3
Вводные		
$U_{\text{уст}}$	6 кВ	6 кВ
$I_{\text{ном}}$	1600 А	1147 А
$i_{\text{скв}}$	80 кА	45,2 кА
$B_{\text{к.ном}}$	1200 кА ² с	553 кА ² с
$I_{\text{вкл}}$	31,5 кА	16,4 кА
$I_{\text{откл}}$	31,5 кА	16,4 кА
$i_{\text{а.ном}}$	17,8 кА	11,8 кА

1	2	3
Секционный		
$U_{уст}$	6 кВ	6 кВ
$I_{ном}$	1600 А	1147 А
$i_{скв}$	80 кА	42,5 кА
$B_{к.ном}$	1200 кА ² с	553 кА ² с
$I_{вкл}$	31,5 кА	16,4 кА
$I_{откл}$	31,5 кА	16,4 кА
$i_{а.ном}$	17,8 кА	11,8 кА
Линейный		
$U_{уст}$	6 кВ	6 кВ
$I_{ном}$	600 А	321 А
$i_{скв}$	80 кА	42,5 кА
$B_{к.ном}$	1200 кА ² с	553 кА ² с
$I_{вкл}$	31,5 кА	16,4 кА
$I_{откл}$	31,5 кА	16,4 кА
$i_{а.ном}$	17,8 кА	11,8 кА

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

6.2 Выбор и проверка разъединителей

Для установки разъединителей в сторону подходящих КЛ выбираем разъединители РНДЗ-16-110/1000 (РН-110/1000) с приводом ПР У1, [15].

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

$$B_K = 9,5^2 \cdot (0,07 + 0,05 + 1,5) = 156 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{кном}} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{\text{кном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\text{max}} = 908 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\text{max}}$
$i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 65,2 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.}} = 1024 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока 110 кВ на ПС выбираются:

по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

по току

$$I_{\text{норм}} (I_{\text{мах}}) \leq I_{\text{ном}}.$$

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{1ном},$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.
 по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T,$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,
 t_T – время термической стойкости, величина справочная.
 по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (41)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;
 $Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.
 Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{к}$:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (42)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

В блоках ЗАР1 ДТС 110 кВ ПС Артёмовская устанавливаются встроенные трансформаторы в ЗАР1 ДТС С кольцевыми магнитопроводами с параметрами приведёнными в таблице

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ показывается в таблице 20.

Таблица 20– Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0.12		0.12
Ваттметр	СР3020-5	5		5

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 110 кВ ПС.

$$B_k = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{omk} + t_{сел}),$$

$$B_k = 9,5^2 \cdot (0,07 + 0,05 + 1,5) = 156 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=20 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \tag{43}$$

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (44)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,12}{25} = 0,20 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=60 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (45)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,57 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$).

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$z_2 = 0,05 + 0,57 + 0,2 = 0,82 \text{ Ом}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор трансформатора тока 110 кВ на ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 908 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 1 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0,82 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 1024 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 65,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Выбираются трансформаторы тока на вводе, секционном выключателе и отходящих линиях 6 кВ нового КРУН 6 кВ ПС Артёмовская.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	1.12		0.12
Итого		1.12	0.5	1.12

Из таблицы 22 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Выбираем ТТ марки ТОЛ-6. Паспортные данные берём из [15].

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 6 кВ ПС:

$$B_k = I_{\text{по КЗ}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_k = 22,9^2 \cdot (0,045 + 1,0 + 0,01) = 553 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{НК}} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{\text{НК}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 12,5 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,12}{5^2} = 0,0448 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5 \text{ м}$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

$$z_2 = r_{\text{конг}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$z_2 = 0,1 + 0,035 + 0,0448 = 0,23 \text{ Ом}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор трансформатора тока на шинах 6 кВ ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{H \text{ ввод}} = 1200 \text{ А}$ $I_{H \text{ лин}} = 400 \text{ А}$	$I_{P \text{ ввод}} = 1147 \text{ А}$ $I_{P \text{ лин}} = 321 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P \text{ max}}$
$Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 553 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 61 \text{ кА}$	$I_{УД} = 45,2 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

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

На стороне 110 кВ выбираем встроенные трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией TVI 145 [15].

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2У} \leq S_{ном}, \quad (46)$$

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

$S_{2У}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок (таблица 24).

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	$S_{потр},$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	5	3	0,38	0,925	15	36,5
		5	3	0,38	0,925	15	36,5
Итого	-	-	-	-	-	37	73

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 37 \text{ Вт},$$

$$Q_{2\Sigma} = 73 \text{ Вар},$$

$$S_{2\Sigma} = 82 \text{ ВА}$$

В таблице 25 приведены результаты выбора ТН-110 кВ.

Таблица 25 – Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $S_P = 82 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 145 \text{ кВ}$ $S_H = 200 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

На стороне 6 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 6 УХЛ1, [15].

Вторичная нагрузка трансформатора приведена в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{потр.}}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	2	13	0,38	0,925	26	63,3
		2	13	0,38	0,925	26	63,3
Итого	-	-	-	-	-	59	127

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 59 \text{ Вт},$$

$$Q_{2\Sigma} = 127 \text{ Вар},$$

$$S_{2\Sigma} = 140 \text{ ВА}.$$

В таблице 27 приведены результаты выбора ТН-6 кВ.

Таблица 27 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$ $S_P = 140 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$ $S_H = 200 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

6.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35-110 кВ применяем гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения трансформаторов с ОРУ.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мак}}$$

Принимаем сечение по допустимому току. 110 кВ - 2хАС - 240, т. к. $610 \times 2 = 1220 \text{ А}$ больше 902 А то условие выполняется.

Проверка шин на схлестывание не требуется, так как $I_{п0 \text{ мак}} = 16,4 \text{ кА}$, что меньше 20 кА . Согласно [6] проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (47)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{156 \cdot 10^3}}{91} = 4,3 \text{ мм}^2$$

Проверку по условиям коронирования можно было бы не проводить, т.к. выбранное сечение превышает минимально допустимое сечение по короне, но с учётом того, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на

ВЛ, то проверку желательно выполнить. Проверяется только ошиновка ОРУ 110 кВ, [14].

Условие проверки [14]:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (48)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряжённости электрического поля;

E – напряжённость электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Напряжённости определяются по следующим формулам [14]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (49)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}}, \quad (50)$$

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

r_0 – радиус провода, 2,16 см;

$D=250$ см – расстояние между фазами на ОРУ 110 кВ.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,4 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,76}} = 20,33 \text{ кВ/см},$$

Проверка выполнения условия отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 20,33 = 21,75 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,4 = 30 \text{ кВ/см}.$$

Таким образом, ошиновка ОРУ 110 кВ коронировать не будет.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6–10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6 кВ ПС Артёмовская применяется жёсткая ошиновка, рисунок 23.

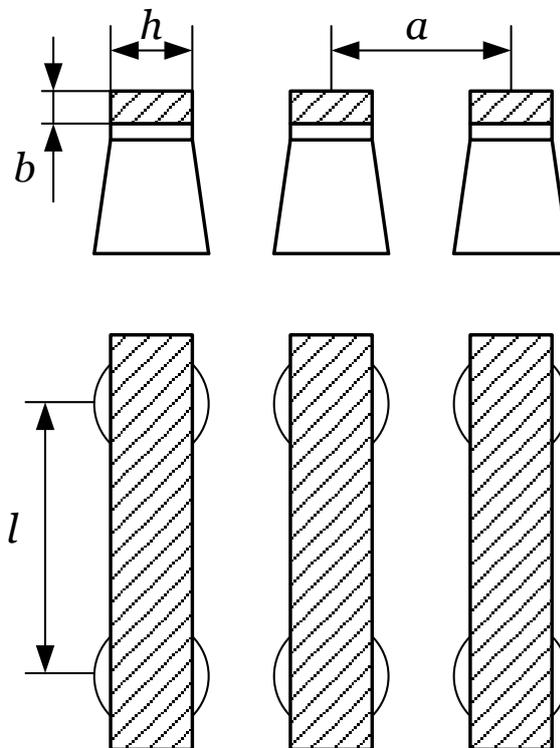


Рисунок 23 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $120 \times 10 \text{ мм}^2$, марки АДО - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$, [15].

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 2294 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 2300.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{553 \cdot 10^3}}{91} = 8,2 \text{ мм}^2$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,9 \text{ м.} \quad (51)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,9 м из условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУН СЭЩ-59 расстояние 0,9 м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} - \text{момент инерции шины};$$

$$J = \frac{12 \cdot 10^3}{12} = 1000 \text{ см}^4$$

q - поперечное сечение шины, равное 1200 мм².

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (52)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{45200^2 \cdot 0,9^2}{2,4 \cdot 0,45} = 26,5 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{1,2^2 \cdot 10}{6} = 2,4$ - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУН равно 0,45 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $26,5 < 40$ МПа, а также $\sigma_{доп} \leq 0,7\sigma_{разр}$, т. е. $26,5 \leq 0,7 \cdot 70 = 49$. Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 28 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 1147$ А	$I_{доп} = 2300$ А	$I_{доп} \geq I_{max}$
$\sigma_{расч} = 26,5$ МПа	$\sigma_{доп} = 40$ МПа	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$
$q_{min} = 8,2$ мм ²	$q = 1200$ мм ²	$q \geq q_{min}$

Кроме того, для двух вводов 6 кВ трансформаторов предусматривается прокладка КЛ 6 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

6.6 Выбор и проверка изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad , \quad (53)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп} \quad . \quad (54)$$

Выбор опорных изоляторов 6 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-6-20 УХЛ1 с $F_{разр} = 3000$ Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (55)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{45200^2 \cdot 0.9}{0.8} = 531 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Таблица 29 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 531 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС-110-1000 УХЛ, Т1 с $F_{разр} = 10000 \text{ Н}$, [15].

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{24900^2 \cdot 0.9}{0.8} = 161 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Таблица 30 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$F_{\text{расч}} = 161 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 6000 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Все изоляторы выбраны правильно.

6.7 Выбор и проверка ячеек КРУ

В ходе реконструкции предлагается расширить РУНН путем монтажа дополнительных ячеек в КРУН СЭЩ-59 нового типа. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта.

Выбор ячеек КРУН 6 кВ ПС производят по следующим параметрам:
по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ;$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

по длительному току:

по длительному току:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$1147 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

$$321 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

Проведем проверку по термической устойчивости:

$$B_K = I_{\text{нок-3}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_K = 22,9^2 \cdot (0,045 + 1,0 + 0,01) = 553 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0.045\text{с}$,
с учётом ступени селективности 1с.

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} ;$$

$$B_{\text{КНОМ}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{откл.НОМ}},$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА},$$

где $\beta_{\text{Н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{Н}} = 40\%$;

$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нок-3}}^{(3)} + i_{\text{атк-3}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 22,9 + 12,9 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$45,2 \leq 62 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор КРУН 6 кВ

параметр	Справочные данные	Расчётные данные
----------	-------------------	------------------

$U_{уст}$	6 кВ	6 кВ
$I_{ном}$	1600 А	2294 А
$i_{скв}$	80 кА	45,2 кА
$W_{к.ном}$	1200 кА ² с	553 кА ² с
$i_{а.ном}$	17,8 кА	12,9 кА

По данным сравнения выбранная марка КРУН подходит.

6.8 Выбор ОПН

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений. На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – У/TEL У1 с классом напряжения 110 кВ, предназначенный для защиты от грозových и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-110 кВ, [15].

Выбор ОПН 110 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (56)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ в соответствии с [16].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом, [16];

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (57)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270-180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (58)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 6 кВ, для которых $U_{\text{ост}} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 6 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{6} = 1,9 \text{ кВт/кВ}.$$

Выбирается ОПН-6 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [15].

6.9 Выбор системы оперативного тока

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения ПС используется установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется оперативный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-110 кВ со сборными шинами этих напряжений, на подстанциях 35-110 кВ без сборных шин на этих напряжениях с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых возможность включения от выпрямительных устройств при зависимом питании не подтверждена заводом-изготовителем. В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанций используются аккумуляторные батареи типа СК на напряжение, как правило, 220 В без элементного коммутатора, работающие в режиме постоянного подзаряда.

Используем постоянный оперативный ток.

6.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 32.

Таблица 32 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	40	0,95	0,33	13,2
Подогрев шкафов КРУН 6 кВ	17	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, сигнализация КРУН 6 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 110-35 кВ	12	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	75	0,85	0,62	46,5
Всего	169,4			79

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (59)$$

$$S_{расч} = 0.8 \cdot \sqrt{169,4^2 + 79^2} = 150,$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8 по [14];
 $P_{расч}, Q_{расч}$ – суммарная мощность потребителей СН по таблице 32, кВт,
 Квар.

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{\kappa_3 \cdot N_T}, \quad (60)$$

$$S_T = \frac{150}{0,7 \cdot 2} = 107,$$

где κ_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [14];
 N_T – количество ТСН на ПС.

Выбирается трансформатор ТМ 160/6.

Таблица 33 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		A	B	C
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Счетчик активной энергии	A2Д – 3 – AL – C2T	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	A2Д – 3 – AL – C2T	2,5		2,5
Датчик активной энергии	E-849	1		1

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
<i>Датчик реактивной энергии</i>	<i>E-830</i>	<i>1</i>		<i>1</i>
<i>Итого</i>		<i>9,5</i>	<i>1,5</i>	<i>9,5</i>

Таблица 34 – Нагрузка собственных нужд подстанции

<i>Вид потребителя</i>	<i>Установленная мощность</i>		<i>Cos φ</i>	<i>Нагрузка</i>	
	<i>кВт × n</i>	<i>Всего</i>		<i>P_{уст}, кВт</i>	<i>Q_{уст}, кВт</i>
<i>Охлаждение ТРДН-40000/110</i>	<i>22,2 × 2</i>	<i>44,4</i>	<i>0,85</i>	<i>44,4</i>	<i>27,5</i>
<i>Подогрев ВГУ-110</i>	<i>15,8 × 8</i>	<i>126,4</i>	<i>1</i>	<i>126,4</i>	<i>-</i>
<i>Подогрев КРУ</i>	<i>-</i>	<i>10</i>	<i>1</i>	<i>10</i>	<i>-</i>
<i>Освещение и вентиляция ЗРУ</i>	<i>-</i>	<i>7</i>	<i>1</i>	<i>7</i>	<i>-</i>
<i>Отопление и освещение ОПУ</i>	<i>-</i>	<i>100</i>	<i>1</i>	<i>100</i>	<i>-</i>
<i>Отопление и освещение ДП</i>	<i>-</i>	<i>80</i>	<i>1</i>	<i>80</i>	<i>-</i>
<i>Освещение ОРУ</i>	<i>-</i>	<i>10</i>	<i>1</i>	<i>10</i>	<i>-</i>
<i>Насосная</i>	<i>-</i>	<i>30</i>	<i>1</i>	<i>30</i>	<i>-</i>
<i>Прочие</i>	<i>-</i>	<i>46</i>	<i>1</i>	<i>46</i>	<i>-</i>
<i>Итого</i>				<i>657,8</i>	<i>27,5</i>

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

7 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

7.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку. При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны

соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

7.2 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 2 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,8) \cdot (B + 2 \cdot 1,8) \quad (61)$$

$$S = (33 + 2 \cdot 2) \cdot (60,8 + 2 \cdot 2) = 2397,6 \text{ м}^2;$$

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

$$d = 22 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 11^2 = 380,13 \text{ мм}^2; \quad (62)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 307,06 \text{ мм}^2, \quad (114)$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (63)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,672 \cdot (22 + 0,672) = 47,84 \text{ мм}^2 ,$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,672$

где $T = 240 \text{ мес}$ - время использования заземлителя за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (116)$$

Для средней полосы $H = 2 \text{ м}$ – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = \text{const}$.

Если выполняется условие:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{М.П.} = 354,9 \geq F_{\min} = 354,9 \text{ мм}^2;$$

$$F_{М.П.} = 354,9 \geq F_{\min} = 354,9 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 22 \text{ мм} .$$

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

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (64)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 2397,6}{6} = 799,2 \text{ м};$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (65)$$

$$m = \frac{799.2}{2 \cdot \sqrt{2397.6}} - 1 = 7.16$$

Принимаем: $m = 7$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 7 \text{ м}; \quad (66)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 7 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (67)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2397.6} \cdot (7 + 1) = 587.6$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

$a = 6 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (68)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2397.6}}{6} = 32.6$$

Принимаем: $n_B = 32$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (69)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта [21].

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

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

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (70)$$

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

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (71)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (72)$$

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

формуле:

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

Теперь определяем:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,1} = 30,8 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{2397,6}} + \frac{1}{799,2 + 32 \cdot 5} \right) = 0,605 \text{ Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения: $\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,102$;

Принимаем: $A_{\min} = 0,37$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}} ; \quad (73)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2397,6}}{(30,8 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,203 ;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,203 \cdot 0,605 = 0,123 \quad (74)$$

Условие $R_{II} < 0,5$ выполняется.

7.3 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

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

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

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

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

Просчитана зона защиты типа- А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, так как мне была выдана ОРУ-110 кВ.

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 30 \text{ м}, 19 \text{ м}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H = 25,5 \text{ м.} \quad (75)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) H = 31,2 \text{ м.} \quad (76)$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11 \text{ м.} - \text{ на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 16,5 \text{ м.} - \text{ на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами 1-2

$$L = 46,2 \text{ м.}$$

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

$$r_{C0} = r_0 = 31,2 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) = 22,6 \text{ м.} \quad (77)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{11} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) = 16 \text{ м.} \quad (78)$$

$$r_{cx}^{16} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) = 8,4 \quad (79)$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x^{11} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 16 \text{ м.} \quad (80)$$

$$r_x^{16} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 8,4 \quad (81)$$

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ПС АРТЕМОВСКАЯ

В настоящее время используются релейные защиты на микропроцессорной технике. Рассмотрим подробнее такие виды защит применительно к нашей проектируемой сети. В качестве рабочего примера рассмотрим релейную защиту трансформатора ТДН-25000/110 на ПС Артемовская.

Согласно ПУЭ такой трансформатор должен защищаться несколькими видами защит как то:

- продольная дифференциальная токовая защита;
- газовая защита;
- максимальная токовая защита;

Устанавливаем устройство микропроцессорной защиты фирмы «РАДИУС Автоматика» марки «Сириус-Т», предназначенный для выполнения функции основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Расчет защиты проводится в следующем порядке:

Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока k_I и коэффициентов схемы $k_{сх}$

Таблица 35 – Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	6 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291,1$

1	2	3	4
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	k_I	150/5	2500/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{125,5}{30} = 4,183$	$\frac{2291,1}{500} = 4,582$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	4,183	4,582
Размах РПН		16	

8.1 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Выбору подлежит: $I_{диф}/I_{ном}$ – относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка должна выбираться из двух условий:

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

8.2 Отстройка от броска намагничивающего тока.

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

действующему значению или $10/\sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0,35 = 2,46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4 \times I_{ном}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

8.3 Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

В [15] даются формулы для такой отстройки, учитывающие все три составляющие тока небаланса. Однако при небольших предельных кратностях отечественных трансформаторов тока амплитуда тока небаланса может достигать амплитуды максимального тока внешнего КЗ. В этих условиях рекомендуется выбирать уставку по условию:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс*} \quad (82)$$

$$I_{диф} / I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 104,772 \geq 88,008$$

где $K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Если и на стороне ВН, и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{нб(1)} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1 А, то следует принимать $K_{нб(1)} = 1,0$.

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки принимается равным 1,2.

$I_{кз.вн.макс*}$ - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Принимаем уставку 6.

8.4 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Выбору подлежат:

$I_{\Delta 1}/I_{ном}$ - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{т2}/I_{ном}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

$I_{\Delta 2}/I_{\Delta 1}$ - уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка $I_{\Delta 1}/I_{ном}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 - 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{ном}$). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч.} = \left(K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \right) \cdot I_{скв} \quad (83)$$

В первом слагаемом (обусловленным погрешностями трансформаторов тока):

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной

нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50% или $K_{пер} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30%. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Для надежной отстройки от тока небаланса, сосчитанного по (89), следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{отс}$, который следует принимать равным 1,1 - 1,3.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} = 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04) \cdot 42,08 = 20,198 \quad (84)$$

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока, рассчитывается по формуле:

$$K_{сн.т.} = \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})} = \sqrt{1 - (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)} = 0,775 \quad (85)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т.}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)}{0,775} = 61,968 \quad (86)$$

Принимаем $K_{ТОРМ} = 62$

Вторая точка излома тормозной характеристики. $I_{т2}/I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{т}/I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{т}/I_{но} \text{ м}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется уставка $I_{т2}/I_{ном} = 1,5-2$. Принимаем $I_{т2}/I_{ном} = 1,5$.

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

$$I_{т1} / I_{ном} = \frac{(I_{д1} / I_{ном}) \cdot 100}{K_{торм}} = \frac{0,3 \cdot 100}{62} = 0,484 \leq 1,5 \quad (87)$$

При больших уставках ($I_{д1}/I_{ном}$) следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники I_{d2}/I_{d1} на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%, принимаем значение $I_{d2}/I_{d1} = 0,15$.

8.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Рекомендуемые значения уставок: $I_{d}/I_{ном} = 0,1$; $T = 10$.

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН. Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{с.з.пер.} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.}}{K_{в}} \quad (88)$$

$$I_{с.з.пер.ВН} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{K_{в}} = 1,05 \cdot \frac{80,33}{0,95} = 88,78$$

$$I_{с.з.пер.НН} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.НН}}{K_{в}} = 1,05 \cdot \frac{879,77}{0,95} = 972,38$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки принимаем равным 1,05;

$K_{в}$ – коэффициент возврата в данном устройстве равен 0,95

Уставка на включение обдувов трансформатора принимается равной:

$$I_{с.з.обд} = 0,98 \cdot I_{ном.} \quad (89)$$

$$I_{с.з.обд.ВН} = 0,98 \cdot I_{ном.ВН} = 0,98 \cdot 80,327 = 78,72$$

$$I_{с.з.обд.НН} = 0,98 \cdot I_{ном.НН} = 0,98 \cdot 879,772 = 862,176$$

8.6 Максимальная токовая защита трансформатора

Произведем расчет уставок для МТЗ-1 ВН, МТЗ-2 ВН и МТЗ НН. Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от

номинального тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита по выражению:

$$I_{сз.ВН-1} = k_{отс} \cdot I_{кз.ВН.маx} = 1,2 \cdot 2802 = 3362 \text{ А}$$

где $k_{отс}=1,2$ – коэффициент отстройки;

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.вн-1} = \frac{I_{сз.вн-1}}{K_I} = \frac{3362}{150/5} = 168,12 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{0,865 \cdot I_{кз.НН.мин}}{I_{с.р.вн-1}} = \frac{0,895 \cdot 8416}{168,12} = 2,165 \geq 1,5$$

Для МТЗ-2 ВН и МТЗ НН расчет сведем в таблицу

Таблица 36 – Расчет уставок МТЗ-2 ВН и МТЗ НН

Параметр	Обозначение	Значение	
		МТЗ-2 ВН	МТЗ НН
Ток срабатывания защиты	$I_{сз}$	120,913	1324,288
Ток срабатывания реле	$I_{ср}$	6,046	6,621
Коэффициент чувствительности	K_{χ}	60,207	5,497

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В дипломном проекте реконструируется подстанция "Артемовская" 110/6 кВ закрытого типа, подходящие линии 110 кВ выполнены кабелем. В данном разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на реконструируемой подстанции.

Законом РФ об охране окружающей природной среды предусмотрены меры по предупреждению и устранению вредных физических воздействий, включая и электромагнитные поля. На протяжении миллиардов лет естественное магнитное поле земли, являясь первичным периодическим экологическим фактором, постоянно воздействовало на состояние экосистем. В ходе эволюционного развития структурно-функциональная организация экосистем адаптировалась к естественному фону. Некоторые отклонения наблюдаются лишь в периоды солнечной активности, когда под влиянием мощного корпускулярного потока магнитное поле земли испытывает кратковременные резкие изменения своих основных характеристик. Это явление, получившее название магнитных бурь, неблагоприятно отражается на состоянии всех экосистем, включая и организм человека. В этот период отмечается ухудшение состояния больных, страдающих сердечно-сосудистыми, нервно-соматическими и другими заболеваниями. Влияет магнитное поле и на животных, в особенности на птиц и насекомых.

На нынешнем этапе развития научно-технического прогресса человек вносит существенные изменения в естественное магнитное поле, придавая геофизическим факторам новые направления и резко повышая интенсивность своего воздействия. Основные источники этого воздействия – электромагнитные поля от линий электропередачи (ЛЭП) и электромагнитные поля от радиотелевизионных и радиолокационных станций.

9.1 Безопасность

Распределительное устройство подстанции 110/6 "Артемовская" - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ.

Обслуживание РУ удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов ЗРУ.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции 110/6 "Артемовская" разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования:

1) разъединителями и отделителями напряжением 110 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 , а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 6 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более 65°. Ошиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей установлены козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей

напряжением 6 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 6 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

8) в электроустановках напряжением 110 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производится дистанционно отделителем, включение - разъединителем.

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, выдерживают нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50 °С; недоступные для прикосновения - выше 70 °С. Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещены в камеры или ограждены. Ограждение выполняется сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ при-

меняется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения не меньше 1,9 м, при этом сетки имеет отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения запираются на замок. [2]

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, ограждаются сетками, причем высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого составляет не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м.

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка предназначена для того, чтобы исключать:

подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции "Артемовская" оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 6 кВ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии имеется привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими.

Каждая секция (система) сборных шин РУ 110 кВ имеет два комплекта заземлителей. При наличии трансформаторов напряжения заземления сборных шин следует осуществлять заземлителями разъединителей трансформаторов напряжения.

Применение переносных защитных заземлений предусматривается в следующих случаях: при работе на линейных разъединителях и на оборудовании, расположенном со стороны ВЛ до линейного разъединителя; на

участках схемы, где заземлители установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта заземлителей; для защиты от наведенного напряжения;

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 м (с учетом требований 4.2.57 и 4.2.58), а над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, 1,9 м; сетки имеют отверстия размером не более 25×25 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м, а в ЗРУ - на уровне пола.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для их осмотра при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры устанавливаются на высоте 1,2 м и являются съемными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м между дверью и барьером оставляется расстояние не менее 0,5 м или предусматривается площадка перед дверью для осмотра. Применение барьеров в качестве единственного вида ограждения токоведущих частей недопустимо.

Поскольку в проектируемом ЗРУ применяются ячейки КРУ, то ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа обеспечивает удобство перемещения и разворота выкатных тележек. При однорядном расположении ширина определяется длиной тележки плюс 0,6 м, при двухрядном расположении - длиной тележки плюс 0,8 м. При наличии прохода с задней стороны КРУ, его ширина составляет не менее 0,8 м.

Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями: один выход при длине РУ до 7 м, два выхода по концам при длине от 7 до 60 м, при длине более 60 м - два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ открываются наружу и имеют самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.[4]

9.2 Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей. Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основным способом защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий. В стадии разработки находятся проекты замены воздушных линий на кабельные и подземной прокладки высоковольтных линий. В 1981 г. американскими учеными были выполнены исследования по изучению воздействия кабельной газоизолированной линии напряжением 500 кВ на окружающую среду. Линия находилась в эксплуатации с 1975 г. Наблюдения проводились на одной секции передачи длиной 192 м. Полоса отчуждения такой передачи изменяется от 7,5 до 30 м в ширину. Хотя на этих

землях допускаются сельскохозяйственные работы, постройка домов и посадка крупных деревьев исключается. Электрическое поле вокруг кабельной линии такого напряжения практически отсутствует, а величина магнитного поля очень мала и соизмерима с полем, создаваемым электродвигателем бытового вентилятора. Таким образом, воздействие кабельных линий на окружающую среду возможно только в случае аварийной утечки газа (или масла) из оболочек линии. [1]

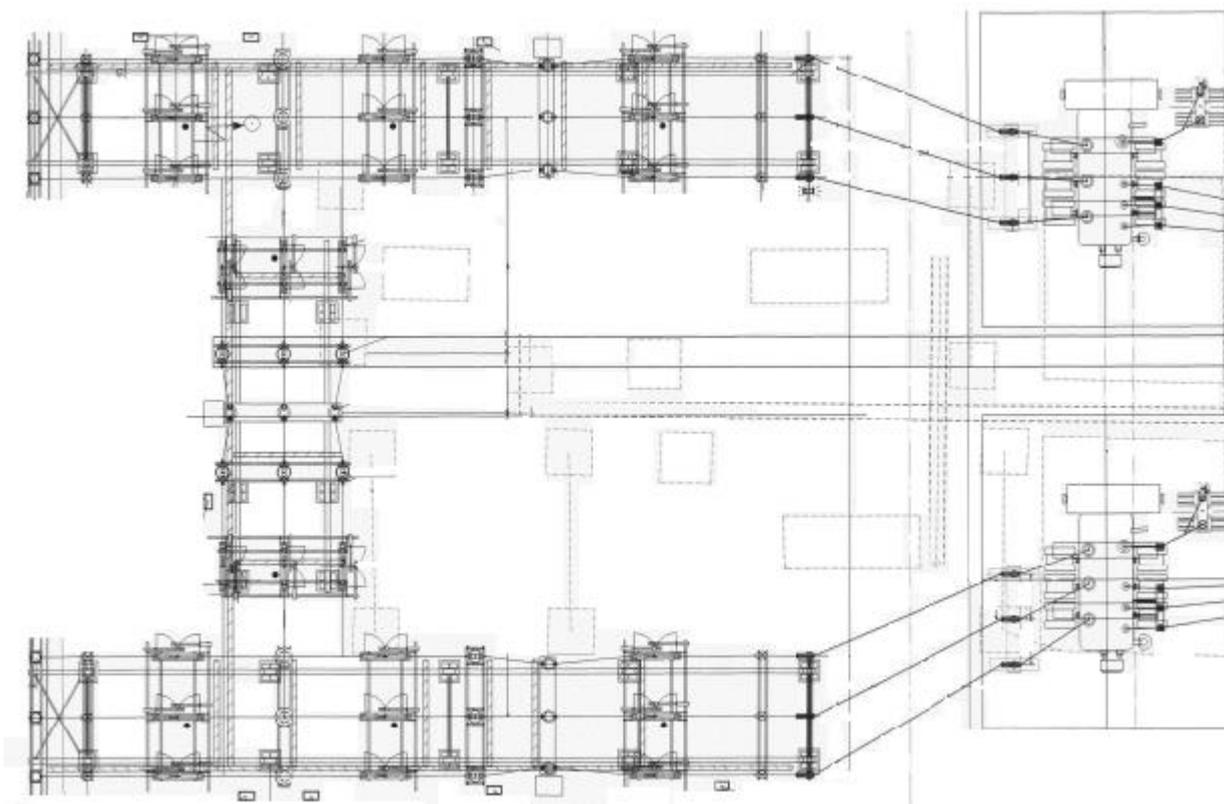


Рисунок 24 – План подстанции 110/6 "Артемовская".

Преимуществом кабельной линии является также то, что она не изменяет ландшафта местности, по которой проложена, хотя существуют некоторые оговорки, о которых было сказано выше. Главным ограничением в строительстве таких передач электроэнергии в настоящее время является их цена (в 8—10 раз выше стоимости ВЛ). Существующие линии имеют небольшую длину (несколько километров) и прокладываются в местах, где строительство воздушной линии либо невозможно технически (широкие водные пространства), либо исключено по социально-экономическим причинам (в крупных городах и населенных пунктах).

Поскольку в основной части дипломного проекта питающие линии 110 кВ выполнены кабелем, следовательно, расчёт электромагнитных полей и акустических шумов от линии рассматриваться не будет.

Подстанция 110/6 "Артемовская" выполняется закрытого типа. Для закрытых подстанций не рассчитывается влияние акустических шумов на окружающую среду, однако, в закрытых подстанциях присутствует маслonaполненное оборудование, разлив масла которых может привести к загрязнению окружающей среды.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслonaполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны

иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приемка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

9.2.1. Расчет маслоприемника без отвода масла

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС "Артемовская" 110/6 для маслonaполненного трансформатора ТДТН 110/6 мощностью 10 МВА.

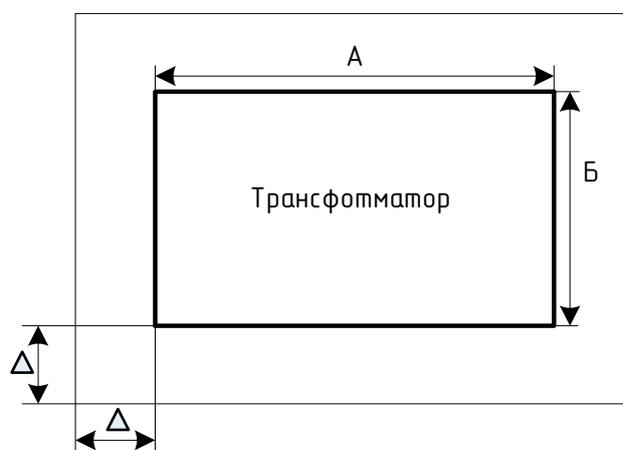


Рисунок 25 – Габариты маслоприёмника

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТДН-25000/110

Масса трансформаторного масла – $M_{тр}=14500$ кг

Высота трансформатора – $H=5,4$ м

Длина трансформатора – $A=6,3$ м

Ширина трансформатора – $B=3,4$ м

Интенсивность пожаротушения – $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$

Нормативное время пожаротушения – $t=1800 \text{ с}$

Плотность масла – $\rho_{TM}=850 \text{ кг/м}^3$

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м^3

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (90)$$

$$V_{TM} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м^2

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (91)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Площадь маслоприемника, м^2

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (92)$$

значение Δ принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1) = 44,82 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике, м^3

$$V_{воды} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{BT}), \quad (93)$$

$$V_{воды} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (52,38 + 44,82) = 34,99$$

Высота масла и воды, м

$$h_{мп+воды} = \frac{V_{TM} + 0,8 \cdot V_{воды}}{S_{МП}}, \quad (94)$$

$$h_{мп+воды} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 34,99}{44,82} = 1,01$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{МП} = h_{мп+воды} + h_2, \quad (95)$$

высота слоя гравия h_a составляет 0,25м

$$h_{МП} = 1,01 + 0,25 + 0,05 = 1,31$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

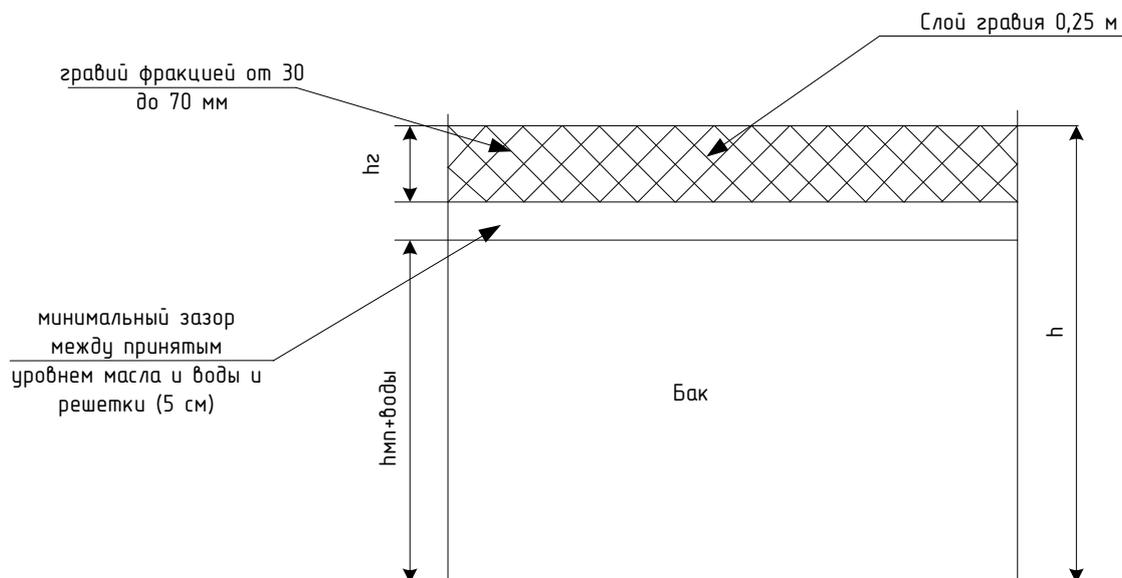


Рисунок 26 - Устройство маслоприемника.

Как видно из рисунка, полная глубина маслоприёмника будет определяться глубиной заполнения маслоприёмника маслом и водой, а также глубиной, предназначенной для засыпки гравия и закладки сетки.

9.3 Чрезвычайные ситуации

В части дипломного проекта, посвящённой рассмотрению чрезвычайных ситуаций, будут приведены правила пожарной безопасности (ППБ), которые необходимо соблюдать всем работникам, работающим на объектах энергетики.

Правила пожарной безопасности на подстанциях

ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [5]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется

открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслonaполненным оборудованием.

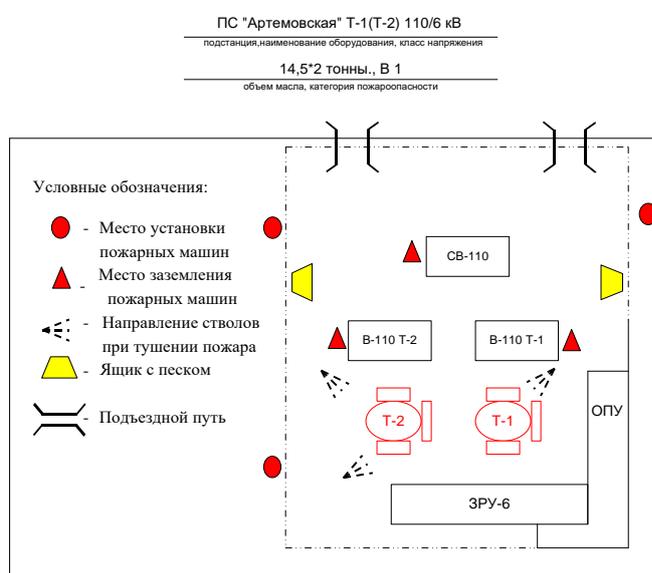


Рисунок 27 – Схема расположения оборудования и средств пожаротушения на ПС “Артемовская”

В соответствии с [4] на ПС должны выполняться следующие правила:

Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

По [4], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

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

На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Обтирочный материал должен храниться в специальных металлических закрывающихся ящиках вместимостью не более 0,5 м³.

Допускается непосредственно в помещении хранить суточный запас смазочного масла в закрытой небьющейся таре (металлической, пластиковой и т.п.).

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на ПС

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. Для рассматриваемой ПС такая схема приводится на рисунке 19. Кроме этого,

на основе этих правил разработан план действий оперативного персонала при пожаре на ПС. Он закрепляет следующую последовательность:

Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.

Отключить по очереди масляный выключатель 10 кВ (МВ-10) трансформатора 1 (Т-1), МВ-10 Т-2, МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2.

Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2

Отключить по очереди шинки управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-10 Т-1, МВ-10 Т-2.

Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.

Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.

Включить заземляющие ножи (ЗН) ЗН-10 Т-1, ЗН-10 Т-2, ЗН-35 на РТ-35 Т-1 в Т-1, ЗН-35 на РТ-35 Т-2 в Т-2.

Организовать встречу пожарной команды.

Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).

Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).

По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.

Провести инструктаж личному составу подразделения.

Оформить допуск на тушение пожара.

При проектировании подстанций 110/6 "Артемовская" и линий электропередач необходим учет влияния таких объектов на биосферу, социальные и экономические системы районов, в которых они проектируются.

Экологические аспекты передачи электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех, а также экологическая и пожарная безопасность объектов. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных

нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ всех проектируемых и реконструируемых объектов.

В данном разделе выпускной работы были рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проектируемой подстанции 110/6 "Артемовская". В части "Экологичность" был рассчитан маслоприемник ЗРУ ПС "Артемовская" 110/6 для маслонаполненного трансформатора ТДН 110/6 мощностью 25 МВА. Также были рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации на подстанции.

Современное состояние проблемы влияния энергетических объектов на окружающую среду продолжает оставаться в центре внимания ученых, исследования которых позволяют обоснованно отвечать на многочисленные вопросы общественности. Этому серьезному и важному разделу электроэнергетики посвящены исследования в странах с развитой структурой электроэнергетической системы, имеющие своей целью увязать экологические и социальные проблемы современного общества.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте был рассмотрен варианты реконструкции электрической сети города Артема. Был проведен анализ конкурентоспособных вариантов реконструкции сети и принят оптимальный вариант. В качестве исходных данных для расчета использовались контрольные замеры зимнего максимума. В результате получили необходимые вероятностные характеристики: максимальная мощность для выбора проводов на ВЛ, средняя мощность для выбора силовых трансформаторов на понизительных ПС, эффективная мощность для нахождения потерь мощности (электроэнергии) в различных элементах сети (силовые трансформаторы и ВЛЭП).

После этого произвели выбор оптимального варианта подключения подстанции Артемовская к сети 110 кВ, он включает в себя следующие виды работ и сооружений:

- При проектировании ОРУ 110 кВ ПС Артемовская принять схему: Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны трансформаторов

- Сооружение кабельных заходов 0,8 км с существующей ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 до ПС 110 кВ Артемовская

- Для принятого варианта сети были выбраны: компенсирующие устройства, мощность трансформаторов, а также сечения проводов по линиям электропередач, применяя метод токовых экономических интервалов, осуществлена проверка по длительно допустимому току в послеаварийном режиме.

Были рассчитаны токи короткого замыкания и определены такие величины: периодическая составляющая тока короткого замыкания, ударный ток короткого замыкания, апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, ток двух фазного КЗ

После расчетов токов короткого замыкания было выбрано необходимое оборудование: ячейка КРУЭ типа Siemens 3AP1TDS, гибкая ошиновка на ОРУ 220 выполнена проводом АС-240/32

Была выбрана релейная защита трансформатора ПС Производственная на основе терминала Сириус Т.

Были рассчитаны электрические режимы проектируемой сети, определено потокораспределение, напряжения в максимальном и послеаварийных режимах, все напряжения находятся в пределах нормируемых ГОСТ 32144-2013

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в части защиты окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ЗАР1 DTC – Высоковольтное компактное распределительное устройство
Комбинированное решение // Смартэнерго.нет: офиц.сайт
http://www.smartenergo.net/OVN/Presentation_DTC.pdf (дата обращения:
24.05.2020)
2. Блок В. М. Электрические сети и системы. М.: Высшая школа. 1986.
3. Веников В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических
системах. М.: Энергоатомиздат. 1985.
4. ГОСТ 32114-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах
электропитания общего назначения».
5. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб.
пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
6. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.:
Энергоатомиздат. 1989.
7. Инструкция по выбору изоляции электроустановок РД 34.51.101-90.
8. Карякин Р.Н.. Нормы устройства сетей заземления. 3-е изд. – М.:
«Энергосервис», 2002. 240с.
9. Комплектные электротехнические устройства. Справочник в трех томах.
Том 3. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией.
– М.: Информэлектро, 1999. – 104 с.
- 10.Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4 – 35 кВ и 110 – 1150
кВ. – В двух томах. Москва. 2003.
- 11.Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций:
Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н.
Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
- 12.Пособие к курсовому и дипломному проектированию для
электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б.
Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 1990.

13. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002г. №1 (ред.от 27.12.2019) «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2019.
15. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001. – 144 с.
16. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
17. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. -М.: Академия, 2004.
18. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под.ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.
19. СН 14278тм-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ»
20. Собурь С. В. Пожарная безопасность предприятия. Курс пожарно-технического минимума: Справочник. – Шестое изд., доп. (с изм.). – М.: Спецтехника, 2012. – 488 с.
21. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергия, 1977.
22. Схема и программа развития электроэнергетики приморского края на 2019-2023 годы. Книга первая. Пояснительная записка. Том I. Анализ существующего состояния энергетики за прошедший пятилетний период. Санкт-Петербург 2018.
23. Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ. – м.: нтФ «Энергопрогресс», 2012.-32с.
24. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ

25. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. Т 2
Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. М.: Издательство МЭИ,
2015г.
26. Экономика энергетики.: Учебное пособие для вузов/ Рогалев Н.Д. [и др.] М.:
Издательство МЭИ, 2005
27. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1.
Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – 120 с.
28. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение
электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и
др. М.: Энергоатомиздат, 1988.



ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт токов короткого замыкания на ПС 110 кВ Артемовская

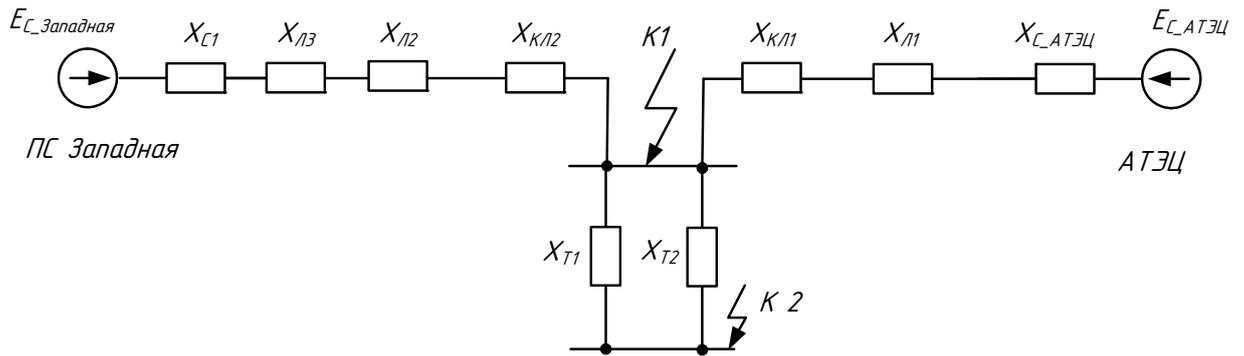
$$S_6 := 100 \text{ МВА}$$

$$U_{61} := 115 \text{ кВ}$$

$$U_{62} := 6 \text{ кВ}$$

$$E_C := 1$$

$$E_{C_ATЭЦ} := 1.15$$



$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = 502.044 \text{ А}$$

$$I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 9.623 \times 10^3 \text{ А}$$

Мощность КЗ со стороны АТЭЦ

$$S_{K32} := U_{61} \cdot 19.2 \cdot (1000 \text{ А})$$

$$S_{K32} = 2.208 \times 10^3 \cdot \text{МВА}$$

Мощность КЗ со стороны ПС
Западная

$$S_{K31} := U_{61} \cdot 10.2 \cdot 1000 \text{ А}$$

$$S_{K31} = 1.173 \times 10^3 \cdot \text{МВА}$$

Сопротивление системы со стороны
ПС Западная

$$X_{C1} := \frac{S_6}{S_{K31}} = 0.085$$

Сопротивление системы со стороны
АТЭЦ

$$X_{C2} := \frac{S_6}{S_{K32}} = 0.045$$

Расчёт параметров КЛ

$$X_{КЛ1} := 0.12 \cdot 0.8 \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.00073$$

$$X_{КЛ2} := 0.12 \cdot 0.8 \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 7.259 \times 10^{-4}$$

$$X_{Л1} := 0.4 \cdot 7.4 \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.022$$

$$X_{Л2} := 0.4 \cdot 7 \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.021$$

$$X_{Л3} := 0.4 \cdot 6 \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.018$$

$$\frac{E_{C_AT\Theta C}}{X_{C2}} \cdot I_{\sigma 1} =$$

Параметры трансформаторов

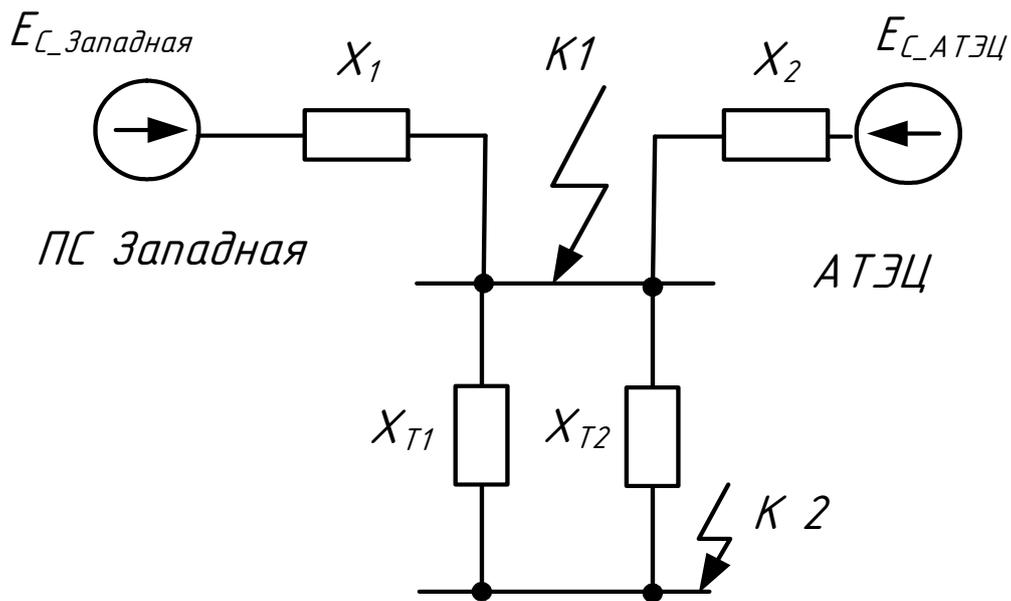
ТРДН 25000/110 $u_{кв_н} := 10.5$ $S_H := 25 \cdot \text{MBA}$

$$x_{т1B} := \frac{u_{кв_н}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} = 0.42$$

Сопротивление трансформатора при раздельной работе обмоток НН

$$X_T := x_{т1B} \cdot 1.5 = 0.63$$

Эквивалентирование



$$X_1 := X_{C1} + X_{KJ2} + X_{J2} + X_{J3} = 0.125$$

$$X_2 := X_{C2} + X_{KJ1} + X_{J1} = 0.068$$

Для точки к1

$$I_1 := \frac{E_C}{X_1} = 7.981 \quad I_2 := \frac{E_{C_АТЭЦ}}{X_2} = 16.813$$

Ток КЗ в начальный момент времени

$$I_{П0\Sigma 1} := (I_1 + I_2) \cdot I_{\sigma 1} = 12.448 \cdot \text{кА}$$

$$i_{1a0} := \sqrt{2} \cdot I_{П0\Sigma 1}$$

$$i_{1a0} = 17.604 \cdot \text{кА}$$

Значение тока апериодической составляющей в момент отключения выключателя $t := 0.065$

Для системы со стороны Артёмовской ТЭЦ

$$k_{уд2} := 1.965$$

$$T_{a2} := 0.26$$

$$i_{та2} := \sqrt{2} \cdot (I_2) \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_{a2}}\right) = 18.518$$

$$i_{ta2} = 18.518$$

Для системы со стороны ПС Западная

$$T_{a1} := 0.02 \quad k_{уд1} := 1.608$$

$$i_{ta1} := \sqrt{2} \cdot I_1 \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_{a1}}\right) = 0.438$$

$$(i_{ta2} + i_{ta1}) \cdot I_{б1} = 9.517 \cdot \text{кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_1 \cdot (k_{уд1} \cdot I_{б1})$$

$$i_{уд1} = 9.112 \cdot \text{кА}$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot (k_{уд2} \cdot I_{б1})$$

$$i_{уд2} = 23.457 \cdot \text{кА}$$

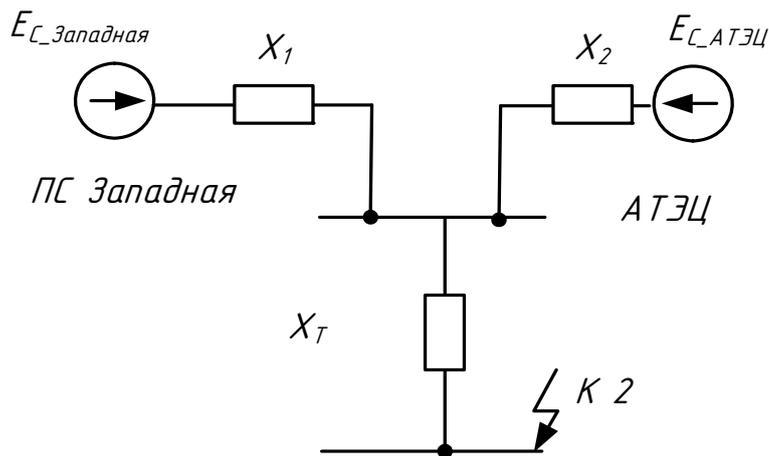
$$i_{уд1\Sigma} := i_{уд1} + i_{уд2}$$

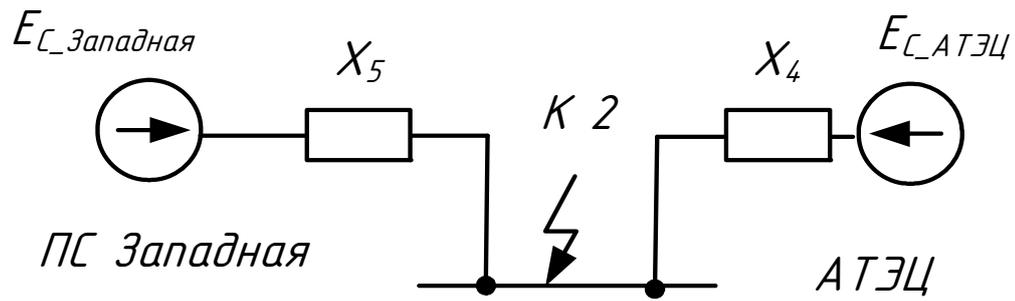
$$i_{уд1\Sigma} = 32.569 \cdot \text{кА}$$

Тепловой импульс

$$I_{П0\Sigma1}^2 \cdot (T_{a1} + 0.055 + 3) = 476.474 \cdot \text{кА}^2 \quad (40 \cdot \text{кА})^2 \cdot 3 = 4.8 \times 10^3 \cdot \text{кА}^2$$

РАсчёт ТКЗ Для точки К2





$$X_4 := X_T + X_2 + \frac{X_T \cdot X_2}{X_1} = 1.042$$

$$X_5 := X_T + X_1 + \frac{X_T \cdot X_1}{X_2} = 1.909$$

$$I_5 := \frac{E_C}{X_5} = 0.524$$

$$I_4 := \frac{E_C_{\text{АТЭЦ}}}{X_4} = 1.103$$

Ток КЗ в начальный момент времени

$$I_{\text{П0}\Sigma 2} := (I_5 + I_4) \cdot I_{\text{б2}} = 15.656 \cdot \text{кА}$$

$$i_{2a0} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}\Sigma 2}$$

$$i_{2a0} = 22.141 \cdot \text{кА}$$

Значение тока апериодической составляющей в момент отключения выключателя $t := 0.065$

Для системы со стороны ПС Западная

$$k_{\text{уд5}} := 1.608 \quad T_{a5} := 0.02$$

$$i_{\text{та5}} := \sqrt{2} \cdot I_5 \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_{a5}}\right) \cdot I_{\text{б2}}$$

$$i_{\text{та5}} = 0.276 \cdot \text{кА}$$

Для системы со стороны Артёмовской ТЭЦ

$$T_{a4} := 0.26 \quad k_{\text{уд4}} := 1.965$$

$$i_{\text{та4}} := \sqrt{2} \cdot I_4 \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_{a4}}\right) \cdot I_{\text{б2}}$$

$$i_{\text{та4}} = 11.693 \cdot \text{кА}$$

Суммарный ток в момент отключения выключателя

$$i_{\text{та5}} + i_{\text{та4}} = 11.97 \cdot \text{кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{yд5} := \sqrt{2} \cdot I_5 \cdot (k_{yд5} \cdot I_{б2})$$

$$i_{yд5} = 11.46 \cdot \text{кА}$$

$$i_{yд4} := \sqrt{2} \cdot I_4 \cdot (k_{yд4} \cdot I_{б2})$$

$$i_{yд4} = 29.503 \cdot \text{кА}$$

$$i_{yд2\Sigma} := i_{yд5} + i_{yд4}$$

$$i_{yд2\Sigma} = 40.963 \cdot \text{кА}$$

Выбор оборудования

Максимальный ток на стороне ВН, протекающий через трансформатор

$$I_{\max} := \frac{25 \cdot \text{МВА}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot \text{кВ}} = 65.608 \text{ А}$$

$$\frac{25 \cdot \text{МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot \text{кВ}} = 1.443 \times 10^3 \text{ А}$$

= 12747.894 A

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт релейной защиты трансформатора на ПС Артемовская

ПС Артемовская. Трансформатор 25000 кВА. /Сириус Т/

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{ном} := 25000 \text{ kV}\cdot\text{A}$$

$$\Delta U_{РПН} := 16\%$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{IBH} := \frac{150}{5}$$

$$K_{IHH} := \frac{2500}{5}$$

Токи защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности:

$$I_{номBH} := \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ kV}} \quad I_{номHH} := \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 6 \text{ kV}}$$

$$I_{номBH} = 125.511 \text{ A}$$

$$I_{номHH} = 2.406 \times 10^3 \text{ A}$$

$$I_{2номBH} := \frac{I_{номBH}}{K_{IBH}} \quad I_{2номHH} := \frac{I_{номHH}}{K_{IHH}}$$

$$I_{2номBH} = 4.184 \text{ A}$$

$$I_{2номHH} = 4.811 \text{ A}$$

$$I_{K3_6} := 4057 \cdot \text{A}$$

$$I_{K3_110} := 3234 \cdot \text{A}$$

$$k_g := 0.95$$

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

$$K_{отс} := 1.2$$

$$K_{нб1} := 0.7$$

$$K_{отс} \cdot K_{нб1} \cdot \frac{I_{K3_6}}{I_{номBH}} = 27.152$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

$$K_{одн} := 1$$

$$\varepsilon := 0.1$$

$$K_{пер} := 2.0$$

$$\Delta f_{добав} := 0.04$$

$$I_{д1ном} := 0.3$$

$$I_{диф} := K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot \left(\frac{I_{K3_6}}{K_{IHH}} \right) \quad I_{диф} = 3.895 \text{ A}$$

$$K_{сн.т.} := \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})} \quad K_{сн.т.} = 0.775$$

$$\frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т.}} = 61.968$$

$$K_{торм} := 62$$

$$I_{т1ном} := \frac{I_{д1ном} \cdot 100}{K_{торм}}$$

$$I_{т1ном} = 0.484$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Защита от перегруза

$$K_{отс.} := 1.05$$

$$I_{с.з.пер.ВН} := K_{отс.} \cdot \frac{I_{номВН}}{k_{\theta}} \quad I_{с.з.пер.ВН} = 138.723 \text{ A}$$

$$I_{с.р.пер.ВН} := \frac{I_{с.з.пер.ВН}}{K_{IВН}} \quad I_{с.р.пер.ВН} = 4.624 \text{ A}$$

$$I_{с.з.пер.НН} := K_{отс.} \cdot \frac{I_{номНН}}{k_{\theta}} \quad I_{с.з.пер.НН} = 2.659 \cdot kA$$

$$I_{с.р.пер.НН} := \frac{I_{с.з.пер.НН}}{K_{IНН}} \quad I_{с.р.пер.НН} = 5.318 \text{ A}$$

Обдуг

$$I_{с.з.обд.ВН} := 98\% \cdot I_{номВН} \quad I_{с.з.обд.ВН} = 123.001 \text{ A}$$

$$I_{с.р.обд.ВН} := \frac{I_{с.з.обд.ВН}}{K_{IВН}} \quad I_{с.р.обд.ВН} = 4.1 \text{ A}$$

$$I_{с.з.обд.НН} := 98\% \cdot I_{номНН} \quad I_{с.з.обд.НН} = 2.358 \times 10^3 \text{ A}$$

$$I_{с.р.обд.НН} := \frac{I_{с.з.обд.НН}}{K_{IНН}} \quad I_{с.р.обд.НН} = 4.715 \text{ A}$$

Расчет максимальной токовой защиты

$$k_H := 1.1$$

$$I_{КЗ_10мин} := 3514A$$

$$I_{КЗ_110мин} := 1568A$$

$$k_{\theta} := 0.95$$

$$I_{КЗ_110.10макс} := 323A$$

$$k_{сзн} := 1.3$$

Максимальная токовая отсечка по высокой стороне (МТЗ-1 ВН)

$$I_{с.з.МТЗ1} := 1.2 \cdot I_{КЗ_110.10макс}$$

$$I_{с.з.МТЗ1} = 387.6 \text{ A}$$

$$I_{c.p.MT31} := \frac{I_{c.з.MT31}}{K_{IBH}}$$

$$I_{c.p.MT31} = 12.92 A$$

$$k_{ч.MT31} := \frac{0.865 \cdot I_{K3_10мин}}{I_{c.з.MT31}}$$

$$k_{ч.MT31} = 7.842$$

Максимальная токовая защита по высокой стороне (MT3-2 ВН)

$$I_{c.з.MT32} := \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВН}$$

$$I_{c.з.MT32} = 188.927 A$$

$$I_{c.p.MT32} := \frac{I_{c.з.MT32}}{K_{IBH}}$$

$$I_{c.p.MT32} = 6.298 A$$

$$k_{ч.MT32} := \frac{0.865 \cdot I_{K3_10мин}}{I_{c.з.MT32}}$$

$$k_{ч.MT32} = 16.089$$

Максимальная токовая защита по низкой стороне (MT3 НН)

$$I_{c.з.MT3НН} := \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_\epsilon} \cdot I_{номНН}$$

$$I_{c.з.MT3НН} = 3.621 \times 10^3 \cdot A$$

$$I_{c.p.MT3НН} := \frac{I_{c.з.MT3НН}}{K_{IHH}}$$

$$I_{c.p.MT3НН} = 7.242 A$$

$$k_{ч.MT3НН} := \frac{0.865 \cdot I_{K3_10мин}}{I_{c.з.MT3НН}}$$

$$k_{ч.MT3НН} = 0.839$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет молниезащиты ПС Артемовская

$h := 19$ высота молниеотвода, (м)

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м)

$L_{M12} := 24.2$ входит в пределы $2h < L < 4h$

$h_x := 7.5$ высота защищаемого объекта, (м).

эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф} := 0.85h = 16.15$$

радиус зоны защиты на уровне земли, (м):

$$r_o := (1.1 - 0.002h) \cdot h = 20.178$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ($U < 750$ кВ), (м):

$$h_{сх} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003h) \cdot (L_{M12} - h) = 15.236$$

Для данного расстояния между молниеотводами также принимается, что половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равно радиусу зоны защиты на уровне земли:

$$r_{со} := r_o \cdot \left[1 - \frac{0.2(L_{M12} - 2 \cdot h)}{h} \right] = 23.109$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{1х} := r_o \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) = 10.807$$

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ($U < 750$ кВ), (м):

$$r_{1сх} := r_{со} \cdot \frac{h_{сх} - h_x}{h_{сх}} = 11.734$$

Расчет заземления ПС Артемовская

Верхний слой грунта: почва

удельное сопротивление верхнего слоя
грунта, (Ом*м)

$$\rho_1 := 50$$

Толщина верхнего слоя грунта, (м)

$$h_1 := 0.4$$

Климатическая зона

$$N := 2$$

Время отключения, (с)

$$t_{сз} := 0.15$$

Вспомогательный коэффициент для стали

$$\beta := 21$$

Ток молнии, (кА)

$$I_M := 40$$

1. Расчет удельного сопротивления грунта

коэффициент сезонности для первой климатической зоны

$$\psi := 2.7$$

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м)

$$\rho_1 := 50$$

удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м)

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi}$$

$$\rho_2 = 18.519$$

2. Рассчитываем контур сетки заземлителя, если п/ст имеет размеры.

$$A := 124$$

длина ПС, (м).

$$B := 50$$

ширина ПС, (м).

площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС,

$$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2)$$

$$S = 6731 \text{ м}^2$$

3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.

$$d_{\text{пр_гор}} := 15 \text{ мм}$$

$$I_{\text{кз}} := 10292 \text{ А}$$

$$R_{\text{пр_гор}} := \frac{d_{\text{пр_гор}}}{2}$$

$$R_{\text{пр_гор}} = 7.5$$

$$F_{\text{мехпроч}} := \pi \cdot R_{\text{пр_гор}}^2$$

$$F_{\text{мехпроч}} = 176.715 \text{ мм}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости, мм^2

$$F_{\text{Тс}} := \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{сз}}}{400 \cdot \beta}}$$

$$F_{\text{Тс}} = 43.492$$

4. Определяем сечение прутка по коррозионной стойкости.

$$a_k := 0.0056$$

$$c_k := -0.0107$$

средние значения коэффициентов,

$$b_k := 0.0022$$

$$\alpha_k := 0.0403$$

зависящие от грунта.

$$T := 240 \text{ время использования заземления, (месяцы).}$$

$$S_{\text{ср}} := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k$$

$$S_{\text{ср}} = 0.97$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр_гор}} + S_{\text{ср}})$$

$$F_{\text{кор}} = 48.622 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{Тс}}$$

$$F_{\text{min}} = 92.114 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{мехпроч}} = 176.715 \text{ мм}^2$$

т.к. $F_{\text{мехпроч}}$ больше F_{min} , то условие выполняется.

$$H := 2$$

для первой климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).

$t_{\text{верт}} := 0.8$ глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).

$d_{\text{верт}} := 15$ диаметр вертикального прутка, (мм).

$l_{\text{верт}} := 5$ длина вертикального прутка, (м).

6. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$l_{\text{nn}} := 6$ расстояние между полосами сетки, (м).

$$L_{\text{гор}} := \frac{(A + 2 \cdot 1.5)(B + 3)}{l_{\text{nn}}} + \frac{(B + 3) \cdot (A + 3)}{l_{\text{nn}}} \quad L_{\text{гор}} = 2.244 \times 10^3$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \quad l_{\text{гор}} = 82.043$$

Определяем число ячеек:

$$S = 6.731 \times 10^3$$

$$\underline{m} := \frac{L_{\text{гор}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad m = 12.674$$

$$\underline{m} := 13$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$b_{\text{ячейки}} := \frac{\sqrt{S}}{m} \quad b_{\text{ячейки}} = 6.311$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$\underline{L} := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad L = 2.297 \times 10^3$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{6} \quad n'_B = 54.695$$

принимаем количество вертикальных электродов

$$n_B := 55$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя в верхнем слое грунта грунта, (Ом):

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.061 \quad \text{следовательно} \quad A' := 0.061$$

$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\text{гор}} + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \quad R_{1s} = 0.057$$

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\text{гор}} + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \quad R_{2s} = 0.021$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{и1} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{и1} = 1.978$$

$$\alpha_{и2} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{и2} = 2.068$$

Расчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{и1} := R_{1s} \cdot \alpha_{и1} \quad R_{и1} = 0.113$$

$$R_{и2} := R_{2s} \cdot \alpha_{и2} \quad R_{и2} = 0.04$$

$$R_{об} := R_{и1} + R_{и2} \quad R_{об} = 0.2$$

$R_{и1}$ и $R_{и2}$ меньше 0.5 (условие соблюдается)

