

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

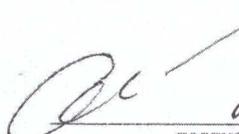
И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 03 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

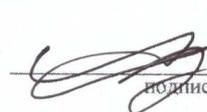
на тему: Реконструкция электрических сетей 35 кВ города Владивосток в районе подстанции Инструментальный завод филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети»

Исполнитель
студент группы 642-об2


22.06.2020
подпись, дата

А.А. Ступникова

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


03.07.2020
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

« 25 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ступниковой Анастасии Александровны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей 35 кВ города Владивосток в районе подстанции Инструментальный завод филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети»

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Географическая и климатическая характеристика района проектируемой подстанции 2. Характеристика электроприёмников реконструируемой подстанции Инструментальный завод 3. Характеристика центров питания 4. Прогнозирование нагрузки 5. Характеристика и анализ режимов существующей сети 6. Разработка и технический анализ двух вариантов подключения реконструируемой ПС Инструментальный завод 7. Анализ режимов сети с учётом реконструируемой подстанции Инструментальный завод 8. Расчёт токов короткого замыкания 9. Реконструкция подстанции Инструментальный завод 10. Заземление и молниезащита подстанции Инструментальный завод 11. Релейная защита, автоматика и сигнализация 12. Техико-экономическое обоснование принятого варианта реконструкции системы внешнего электроснабжения подстанции Инструментальный завод 13. Безопасность и экологичность проекта электроснабжения подстанции Инструментальный завод
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Характеристика электрических сетей в районе проектирования 2. Электрическая схема района проектирования 3. Однолинейная схема ПС 35/6 кВ после реконструкции 4. План и разрез ПС 35/6 кВ 5. Расчет режимов 6. Молниезащита ПС 35/6 кВ 7. Релейная защита трансформатора
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность - А.Б. Булгаков
7. Дата выдачи задания 24.03.2020
- Руководитель выпускной квалификационной работы: А.А. Казакул, доцент, канд. тех. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
- Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа: 193 с., 29 рисунков, 49 таблиц, 251 формула, 2 приложения

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, МОЩНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, РЕЖИМ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА.

В работе предложены способы повышения надежности электроснабжения потребителей подстанции Инструментальный завод, которая питает части города Владивостока в Приморском крае. В работе предложены варианты подключения реконструируемой подстанции Инструментальный завод к ВЛ 35 кВ Залив - Телецентр. Приведены два возможных варианта подключения: первый – строительство участка от ВЛ 35 кВ Залив - Телецентр; второй – строительство участка от ВЛ 35 кВ Залив - Телецентр и дополнительное строительство ВЛ 35 кВ Телецентр - Инструментальный завод. По технико-экономическому анализу двух вариантов был произведен выбор оптимального варианта электрической сети. При проектировании подстанции решены следующие задачи: выбор и проверка оборудования на подстанции Инструментальный завод; выбор устройств релейной защиты подстанции; проведена оценка надежности проектируемой сети, расчёты режимов и анализ существующей сети.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва;
АПВ	-	автоматически повторное включение;
ВЛ	-	воздушная линия;
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора;
КРУ	-	комплектное распределительное устройство;
К.З.	-	короткое замыкание;
ЛС	-	линии связи;
ОПН	-	ограничители перенапряжения;
ОРУ	-	открытое распределительное устройство;
ПС	-	подстанция;
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика;
РУ	-	распределительное устройство;
СИП	-	самонесущие изолированные провода;
ТТ	-	трансформатор тока;
ТН	-	трансформатор напряжения.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Географическая и климатическая характеристика района проектируемой подстанции	10
1.1. Общая характеристика района проектирования	10
1.2 Анализ существующей конфигурации сети	14
2 Характеристика электроприёмников реконструируемой подстанции Инструментальный завод	17
3 Характеристика центров питания	19
4 Прогнозирование нагрузки	25
5 Характеристика и анализ режимов существующей сети	33
6 Разработка и технический анализ двух вариантов подключения реконструируемой ПС Инструментальный завод	47
6.1 Выбор трансформаторов на ПС Инструментальный завод	47
6.2 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при подключении подстанции	48
6.3 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов	51
6.4 Оценка надёжности сети	56
7 Анализ режимов сети с учётом реконструируемой подстанции Инструментальный завод	69
8 Расчёт токов короткого замыкания	75
9 Реконструкция подстанции Инструментальный завод	84
9.1 Выбор типа подстанции, разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение	84
9.2 Выбор и проверка выключателей	85
9.3 Выбор разъединителей	87
9.4 Выбор трансформаторов тока	88

9.5	Выбор трансформаторов напряжения	95
9.6	Выбор и проверка токоведущих частей	98
9.7	Выбор и проверка изоляторов	105
9.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	108
9.9	Выбор ячеек КРУ на ПС Инструментальный завод	109
9.10	Выбор ограничителей перенапряжения	122
10	Заземление и молниезащита подстанции Инструментальный завод	124
10.1	Заземление подстанции Инструментальный завод	124
10.2	Защита от прямых ударов молнии	128
11	Релейная защита, автоматика и сигнализация	132
11.1	Защита трансформатора	133
11.2	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	134
11.3	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	135
11.4	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	139
11.5	Выбор уставок максимальной токовой защиты	140
11.6	Автоматика на подстанции Инструментальный завод	142
11.7	Сигнализация на подстанции Инструментальный завод	144
12	Технико-экономическое обоснование принятого варианта реконструкции системы внешнего электроснабжения подстанции Инструментальный завод	145
13	Безопасность и экологичность проекта электроснабжения подстанции Инструментальный завод	150
13.1	Безопасность проекта	150
13.2	Экологичность проекта	155
13.3	Расчёт маслоприёмника без отвода масла на ПС Инструментальный завод	157
13.4	Чрезвычайные ситуации	160

Заключение	166
Библиографический список	168
Приложение А Расчет токов КЗ	171
Приложение Б Молниезащита	188

ВВЕДЕНИЕ

Электроснабжение г. Владивостока в настоящее время осуществляется по двум линиям 220 кВ и двум ВЛ 110 кВ: АТЭЦ — ПС «Муравейка» – ПС «Океан» – ПС «Горностай» – ПС «А», ПС «Спутник» - ПС «Чайка» – ПС «Волна».

Требуется рассмотреть возможность развития электрических сетей 35 кВ г. Владивостока в районе подстанции Инструментальный завод для повышения надёжности. Потребуется замена старого оборудования на новое, и возможно проектирование новых РУ на подстанциях. Эти задачи имеют важнейшее значение из-за большого износа оборудования и ЛЭП

Значительная часть ВЛ (58%) и ПС (53%) 35-110 кВ исчерпали свой нормативный срок эксплуатации, имеют неудовлетворительное физическое состояние, требуют реконструкции или полной замены на новые, наибольший физический износ имеют ВЛ-110 кВ (74%).

Загрузка 20 % ПС 35, 110 кВ г. Владивостока превышает нормируемую ПТЭ в нормальных режимах. При учете ТУ, выданных за последние 3 года, количество ПС, загрузка которых превышает нормируемую, увеличится в два раза. Вероятность отказов оборудования при росте электропотребления будет только нарастать. По данным контрольных дней замеров нагрузка в г. Владивостоке возросла с 2000 г до 2019 г на 127,6 МВт, кроме этого за последние 3 года выдано ТУ на присоединение с суммарной нагрузкой порядка 220 МВт.

При неблагоприятных условиях, зависящих от ремонтной схемы сетей, возможны случаи полного погашения г. Владивостока, что подтверждено системной аварией 21.09.90 г., связанной с погашением одной из ВЛ 220 кВ и генератора на ВТЭЦ-1 и аварией от 18.03.2003г.

Таким образом, перед нами ставятся задачи:

1. Провести оценку существующей сети;
2. Провести расчет режима и расчет токов КЗ выбранного варианта;

3. Выбрать оборудование на подстанции;
4. Показать экономическую привлекательность проекта;
5. Рассмотреть безопасность при выполнении работ по данному проекту.

1 ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ И КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Общая характеристика района проектирования

Приморье находится на стыке азиатского материка и Тихого океана, которые обладают резко выраженным сезонным чередованием областей высокого и низкого атмосферного давления.

Зима в Приморье характерна обилием ясных дней, незначительной высотой снежного покрова и довольно крепкими для южного положения края морозами.

Лето в Приморском крае отличается большой облачностью и влажностью воздуха. Для первой половины его характерны частые длительные туманы и морозящие осадки в прибрежной зоне, а для второй половины - значительные обложные дожди и ливни.

Сложный рельеф края создает большое разнообразие и в климате его отдельных зон и районов. Даже в пределах одного и того же физико-географического района можно заметить разницу в погодных условиях. Они зависят от многих причин: высоты местности, ее удаленности от моря, защищенности от господствующих ветров, направления горных склонов, долин и т.д.

Значительны различия в температурном режиме внутри края. Так, средняя годовая температура в южном Приморье составляет $+5,7^{\circ}$, а в северном - только $+0,1^{\circ}$.

Самым холодным месяцем в крае является январь со средней температурой на побережье $12-13^{\circ}$ мороза, а в приханкайских и центральных горно-долинных районах - $19-22^{\circ}$ ниже нуля. Наиболее теплый на побережье - август (в среднем $18-20^{\circ}$ выше нуля), а в континентальной части края - июль со средней положительной температурой, достигающей 21° .

Минимальные температуры воздуха зарегистрированы в центральных горно-долинных районах, где зимой в отдельные дни морозы достигают 49° .

На побережье края самые низкие температуры воздуха зимой колеблются от -27° до -32°.

Последние морозы весной прекращаются раньше всего на южном побережье края - в среднем 21 апреля, на Приханкайской равнине - 4 мая, на восточном побережье - 14 мая и в центральных горно-долинных районах - 16 мая. В отдельные годы, когда весна теплая и ранняя, морозы прекращаются повсеместно уже в апреле. При затяжной же весне и прохладном лете морозы на южном побережье и Приханкайской равнине могут наблюдаться в мае, а на восточном побережье и в центральных горно-долинных районах - даже в начале июня.

Первые морозы осенью наступают в горно-таежной зоне уже в конце сентября. Во всех остальных районах края - 4-22 октября. В годы с теплой солнечной осенью безморозный период в горно-таежной зоне длится до середины октября, на Приханкайской равнине - до 22 октября, а на южном побережье края - до 6 ноября.

В среднем по краю период положительных температур определяется в 135-183 дня. В отдельные годы он может продолжаться до 216 дней на южном побережье и до 172 дней - в горно-долинных районах. В целом же безморозный период в крае на 50 дней короче, чем в других районах России, расположенных на тех же широтах.

В отдельные периоды колебание годовых сумм осадков по краю происходит в очень широких пределах. Так, на восточном побережье края наибольшее количество осадков за год может достигать 800 мм, а наименьшее - 300 мм; в центральных горно-долинных районах - соответственно 1000 и 400 мм; на Приханкайской равнине - 800 и 380 мм; на южном побережье края - 1200 и 450 мм. Таким образом, наряду с чрезвычайно дождливыми в Приморском крае бывают и засушливые годы.

В Приморском крае основная масса осадков выпадает летом - 60% годового количества. В зимне-весенний период, наоборот, осадков в Приморье выпадает мало (17% годового количества).

Имеется еще одна особенность в характере осадков Приморского края: во второй половине лета, особенно в августе и начале сентября, дожди имеют характер ливней. В этот период за сутки выпадает до 160-250 мм осадков.

В связи с незначительными осадками зимнего периода высота снежного покрова в крае также невелика. Ранний и наиболее мощный снежный покров, достигающий в среднем 50-90 см, устанавливается только в центральных и горно-долинных районах.

Число дней с различными явлениями представлено в таблице 1. Влажность воздуха показана в таблице 2.

Таблица 1 – Число дней с различными явлениями

Вид осадков	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Снег	5	6	7	4	0,3	0	0	0,1	0,03	1	5	6	35
Дождь	0,2	0,3	2	9	13	18	18	15	10	8	4	0,8	98
Туман	1	2	5	11	13	20	21	14	5	4	4	2	103
Гроза	0,03	0	0	0,2	0,8	1	1	1	2	0,9	0,1	0,1	8
Роса	0	0	0	2	5	5	6	9	14	7	2	0,1	50
Иней	10	8	9	3	0,2	0	0	0	0,07	2	6	9	49
Метель	3	3	2	0,6	0	0	0	0	0	0,2	1	2	12
Поземок	2	2	0,7	0,1	0	0	0	0	0	0	0,7	1	6
Гололед	0,1	0,2	0,4	0,3	0	0	0	0	0	0,07	0,4	0,3	2
Изморозь	0,4	0,8	0,9	0,2	0	0	0	0	0	0,03	0,2	0,3	3

Таблица 2 – Влажность воздуха, %.

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
59	58	61	67	74	88	91	87	77	66	61	60	71

Ветры в Приморском крае носят характер муссонов. Зимой муссоны дуют в основном с севера и северо-запада, а летом - с юга и юго-востока. Однако значительная пересеченность территории края очень сильно влияет на передвижение воздушных масс, поэтому в ряде мест наблюдаются отклонения муссонов от их основного для данного сезона направления.

Что касается скоростей ветра, то для Приморья замечена следующая закономерность. Среднегодовая скорость ветра в южных районах в два -два с половиной раза выше, чем в северных. Например, у острова Аскольд она составляет 11,2 м в секунду, а у мыса Золотого - 5,3 м в секунду. Другой закономерностью является возрастание скорости ветра от зимы к лету в равнинной части.

Штормы наблюдаются главным образом на побережье края. Наиболее часто они свирепствуют в холодное время года. Количество штормовых дней резко убывает от побережья в глубь территории края.

В связи с тем, что образующиеся в тропиках и субтропиках циклоны достигают приморского побережья главным образом в августе и сентябре, в эти же месяцы наблюдаются и наиболее сильные штормовые ветры-тайфуны.

Повторяемость различных направлений ветра представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Повторяемость различных направлений ветра, %.

Вид осадков	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
С	64	61	40	22	16	9	10	21	30	36	47	60	34

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
СВ	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2
В	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
ЮВ	6	8	12	22	27	31	30	23	15	15	12	7	17
Ю	6	8	18	29	33	41	42	35	27	19	12	8	23
ЮЗ	2	2	7	9	9	9	9	8	9	6	4	3	6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
3	2	2	4	4	3	3	2	3	4	4	2	2	3
СЗ	15	16	16	10	8	4	4	7	12	16	20	17	12
Штиль	1	1	2	1	1	1	2	3	2	1	2	1	1

Кроме ветров, связанных с сезонными изменениями атмосферного давления и циклонической деятельности, в Приморском крае наблюдаются еще и местные ветры, вызываемые особенностями рельефа и тепловым взаимодействием суши и моря. К ним относятся: бризы, фены, горно-долинные астры и суховеи. Эти ветры бывают преимущественно в теплое время года. Владивосток относится к 4 району по скоростному напору ветра и к 4 району по гололеду.

1.2 Анализ существующей конфигурации сети

Рассматриваемый участок сети питают ВТЭЦ 1 и содержит ПС «Залив», ПС «Орлиная», ПС «Голубинка», ПС «Телецентр»

ПС «Орлиная» по схемам: ОРУ 110 кВ - одна секционированная секция шин, ОРУ 35кВ – одна секционированная система шин без обходной, ЗРУ 6кВ. Рассмотрим схему 110 кВ т.к. она входит в наш участок реконструкции.

Коэффициент загрузки трансформаторов, по данным контрольного замера от 18 декабря 2019 г., на 19:00 (т.к. в этот час наибольшая нагрузка) составляет для трансформатора Т1 – 44,49 %, и для Т2 – 72,12 %.

Из вышеизложенного видно, что на ПС требуется замена устаревшего оборудования на современное, и рассмотрение вопроса увеличения свободных ячеек.

В цепях трансформаторов установлены отделители, что значительно уменьшает надежность передачи электроэнергии.

Из вышеизложенного видно, что на ПС требуется замена устаревшего оборудования на современное.

ПС «Залив» введена в эксплуатацию в 1950 г. Она имеет три степени напряжения 110 кВ., 35 и 6 кВ. На ней установлено два трансформатора ТДТН 40000/110, введенных в эксплуатацию в 1978 г. и 1979 г. ОРУ 110 кВ.

Коэффициент загрузки трансформаторов, по данным контрольного замера от 18 декабря 2019 г., на 19:00 (т.к. в этот час наибольшая нагрузка) составляет для трансформатора Т1 – 54,44 %, и для Т2 – 50,82 %.

В цепях трансформаторов установлены отделители, что значительно уменьшает надежность передачи электроэнергии.

Из вышеизложенного видно, что на ПС требуется замена устаревшего оборудования на современное.

Данные по ЛЭП рассматриваемого участка сети сведем в таблицы 4, 5.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

От подстанции 35/6 кВ Инструментальный завод в г. Владивостоке приморского края осуществляется электроснабжение предприятия АО «Инструментальный завод» и потребителей бытового сектора.

Владивостокский инструментальный завод основан в 1959 году. Являлся самым крупным предприятием в СССР по изготовлению метчиков. Оснащен специальным высокопроизводительным оборудованием. В 1993 году завод был преобразован в акционерное общество открытого типа «Инструментальный завод». Предприятие сохранило основной профиль производственной деятельности – изготовление металлорежущего инструмента. В настоящее время завод изготавливает метчики: шинные и ручные, гаечные, гаечные с изогнутым хвостовиком, гаечные с прямым хвостовиком, машинные с шахматным расположением зубьев, бесстружечные машинные и ручные. Метчики требуются для нарезания резьбы.



Рисунок 2 - Метчики

Завод поставляет изделия на крупнейшие российские предприятия авиа, приборо и машиностроения, нефтедобывающей, металлургической и других отраслей промышленности.

Категория надежности электроснабжения: 2.

В настоящий момент в связи с увеличением производственных мощностей завода, а также в связи с расширением города, существующих мощностей трансформаторов на подстанции не хватает. В связи с чем необходимо рассмотреть возможность реконструкции подстанции с увеличением трансформаторной мощности.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРОВ ПИТАНИЯ

Электроснабжение потребителей города Владивосток осуществляется от подстанция 35, 110 и 220 кВ. В таблице приведён перечень подстанций города.

Таблица 4 – Подстанции города Владивосток

ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА	Количество трансформаторов
1	2	3	4
Ипподром	35	10	1
КЭТ	35	3,2	1
	35	5,6	2
Академическая	35	6,3	2
Луговая	35	4	2
Восточная	35	10	2
З	35	10	2
Ц	35	10	2
ТЦ	35	10	2
ИЗ	35	10	2
Торгпорт	35	6,3	2
Эгершельд	35	10	2
Зеленая	35	2,5	2
Океанариум	35	16	2
Коммунальная	35	6,3	2
Рыбпорт	35	10	2
2Р кот	110	10	1
Загородная	110	25	1
	110	40	1
Чайка	110	16	2
Седанка	110	16	2
Бурун	110	40	2
2Р	110	40	2
СИ	110	16	2
1Р	110	16	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
МГ	110	25	2
ВТЭЦ 1	110	40	2
Залив	110	40	2
Орлиная	110	40	2
Голубинка	110	40	2
Бурная	110	40	2
А	110	40	2
Улисс	110	25	2
Голдобин	110	40	2
Чуркин	110	25	2
1Р тяга	110	40	2
Амурская	110	25	2
Волна	220	125	2
Зеленый угол	220	63	2
Русская	220	63	2
Патрокл	220	63	2

Подстанция 110 кВ ВТЭЦ-1 - узловая подстанция, через которую Подстанция представляет собой РУ на 110, 35 и 6 кВ. РУ на 110 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин». На стороне среднего напряжения 35 кВ применена схема «одна секционированная система шин». РУ на 6 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин». На подстанции установлены два автотрансформатора 110/35/6 кВ мощностью 2х40000 МВА каждый. Схема подстанции представлена на рисунке .

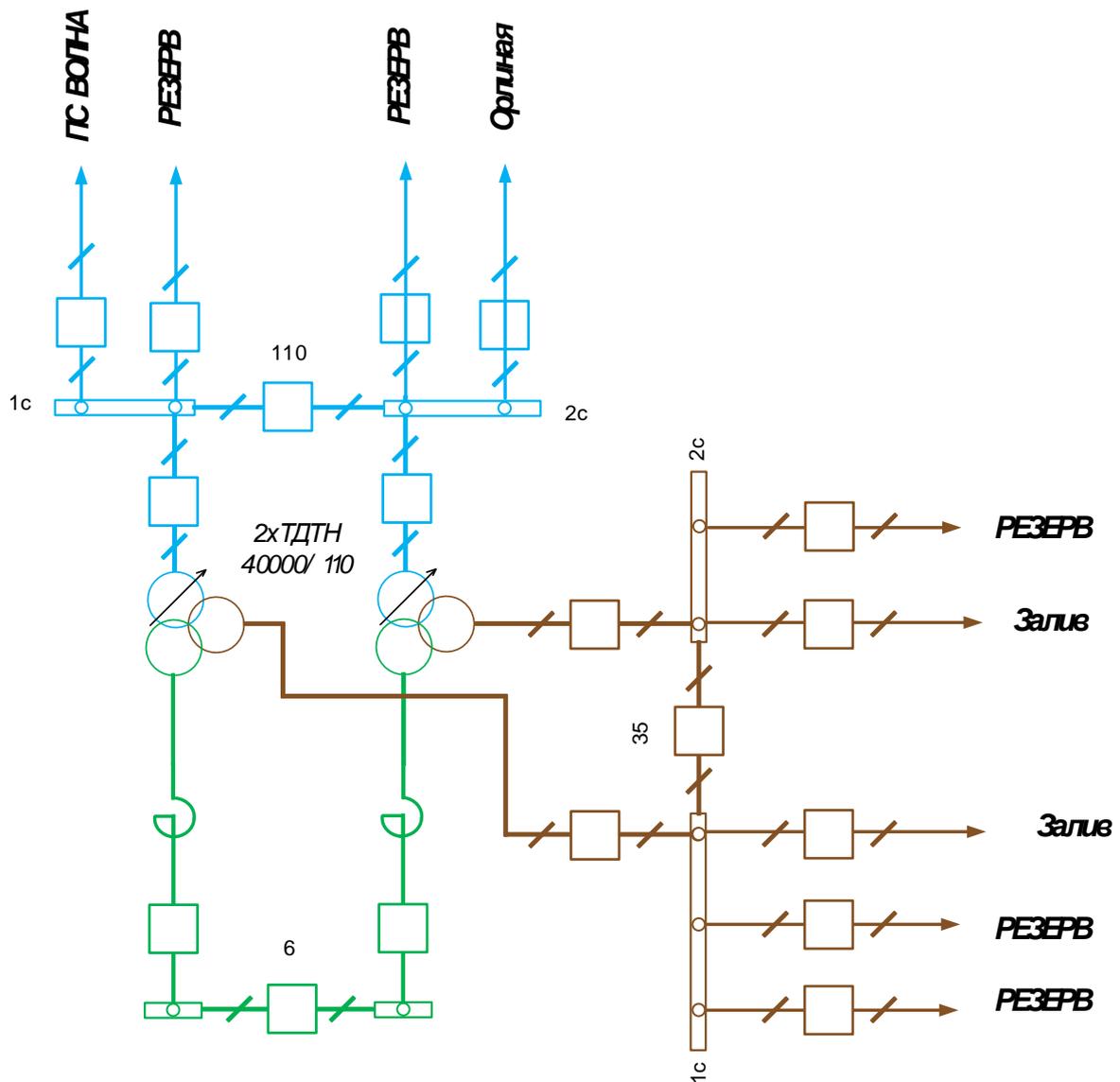


Рисунок 3 – Упрощенная схема ПС ВТЭЦ-1

ПС 110 кВ Залив узлового типа имеет распределительное устройство на высокой стороне «одна секционированная выключателем система шин». Установлено 2 трехобмоточных трансформатора мощностью 40 МВА каждый. РУ 35 кВ и 6 кВ также выполнены по схеме: «одна секционированная выключателем система шин» (рисунок).

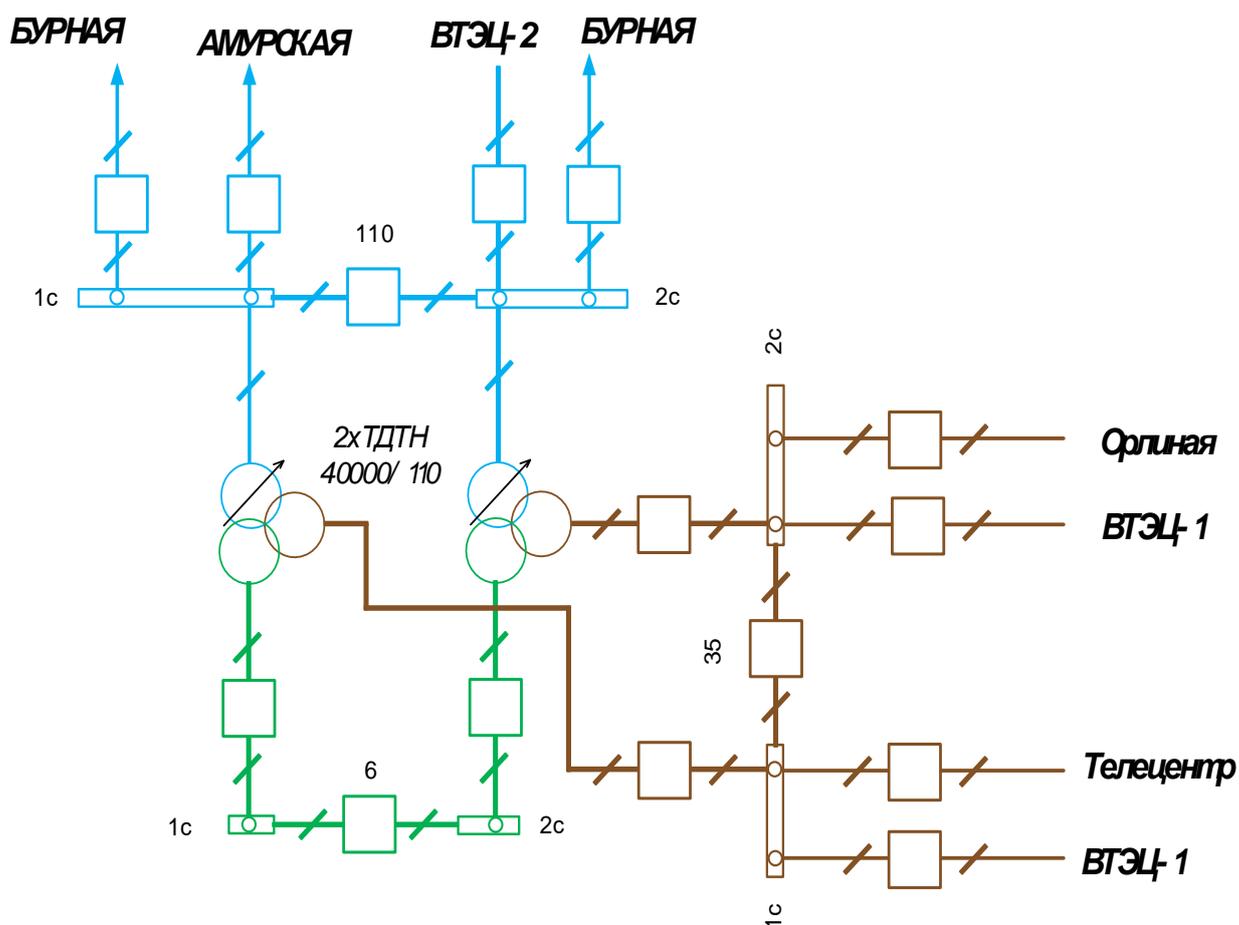


Рисунок 4 – Упрощенная схема ПС Залив

ПС 110 кВ Орлиная проходного типа на высокой стороне имеет распределительное устройство «одна секционированная выключателем система шин». Установлено 2 трехобмоточных трансформатора мощностью 40 МВА каждый. РУ 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме: «одна секционированная выключателем система шин» (рисунок).

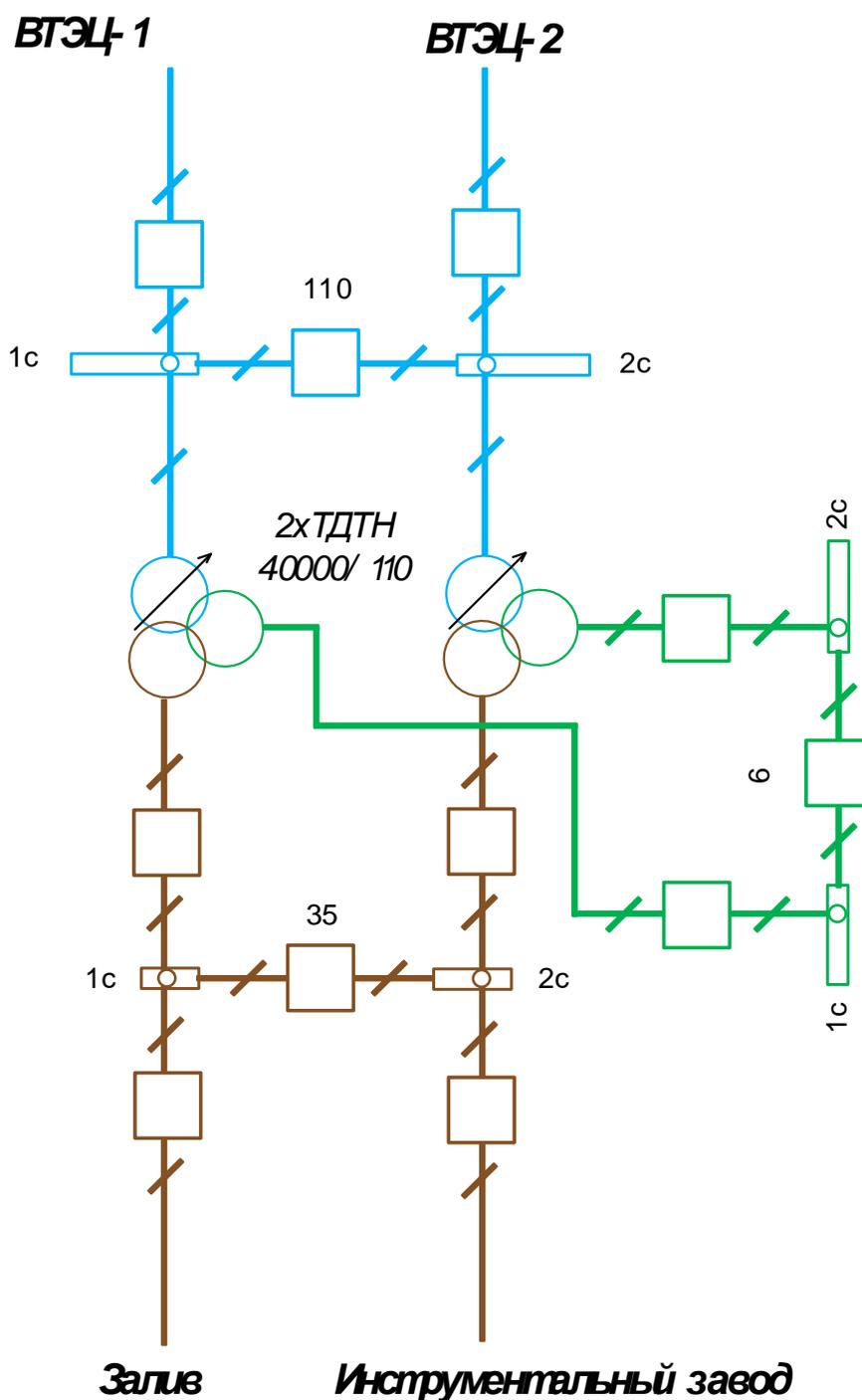


Рисунок 5 – Упрощенная схема ПС Орлиная

ПС 35 кВ Инструментальный завод проходного типа на высокой стороне имеет распределительное устройство «одна рабочая система шин». Установлено 2 трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВА каждый. РУ 6 кВ выполнено по схеме: «одна секционированная выключателем система шин» (рисунок).

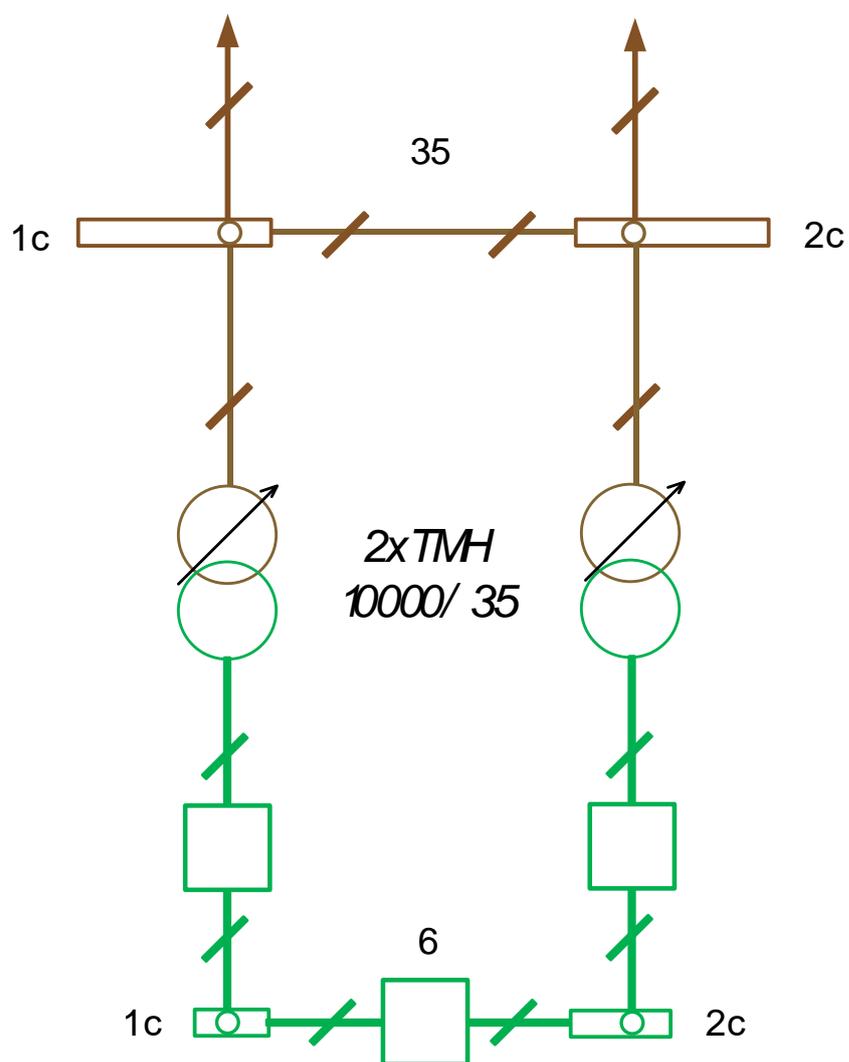


Рисунок 6 – Упрощенная схема ПС Инструментальный завод

4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ

Для полного и качественного решения задачи проектирования электрической сети необходимо учитывать динамику роста нагрузок во времени, которое осуществляется применением методов прогнозирования.

Исходными данными для прогнозирования служит информация по нагрузкам, которая представлена в виде ведомостей замера нагрузок. Обработка замеров, определение пропуска активной и реактивной мощности производится по следующим формулам:

$$P = \frac{Wh_i - Wh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q = \frac{Varh_i - Varh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВар}. \quad (2)$$

где Wh - показания счетчика активной электроэнергии, кВт · ч;

$Varh$ - показания счетчика реактивной электроэнергии, кВар · ч;

k_p - расчетный коэффициент;

t_{i-n} - интервал времени, за который определяется пропуск электроэнергии, ч.

Методом, который позволяет подсчитать прогноз для отдельных узлов нагрузки и адекватен исходным данным, является метод, основанный на непосредственной экстраполяции электропотребления. Для прогнозирования необходимо знать среднегодовой прирост электропотребления, рассчитанный по статистическим данным предыдущих лет, который составляет 2,2%. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов [1, с.18], согласно которой нагрузка в расчетном году t представляется в виде:

$$P_{cpt} = P_{cp} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{t-t_0}, \quad (3)$$

где $P_{\text{срт}}$ – средняя нагрузка расчетного года;

$P_{\text{ср}}$ – известная средняя нагрузка;

n – среднегодовой прирост нагрузки;

t_0 – базисный год, в котором наблюдалась данная нагрузка.

Произведем прогноз нагрузки на 5 лет, т.е. на 2025г.

Прогнозирование нагрузки осуществляется следующим образом:

1) исходя из ведомостей замера нагрузок, определяем пропуск активной и реактивной нагрузки за час и определяем их средние значения:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}, \text{ МВт}, \quad (4)$$

где P_i – пропуск активной мощности за i час.

2) выражаем данные по нагрузкам в относительных единицах относительно найденного среднего значения:

$$P_{i \text{ о.е.}} = \frac{P_i}{P_{\text{ср}}}, \text{ о.е.} \quad (5)$$

3) прогнозируем среднюю нагрузку по формуле сложных процентов;

4) умножая нагрузки в о.е. на спрогнозированную среднюю, определяем нагрузку на расчетный год:

$$P_{i \text{ пр}} = P_{i \text{ о.е.}} \cdot P_{\text{ср пр}}, \text{ МВт}, \quad (6)$$

где $P_{\text{ср пр}}$ – спрогнозированная средняя нагрузка.

Результаты расчета приведены в таблице.

Таблица 5 – Прогнозирование суточных нагрузок ПС Инструментальный завод

Время, ч	Пропуск		Прогноз	
	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар
1	12,17	4,47	12,43	4,57
2	12,17	4,47	12,43	4,57
3	12,17	4,47	12,43	4,57
4	12,17	4,47	12,43	4,57
5	12,17	4,47	12,43	4,57
6	12,17	4,47	12,43	4,57
7	12,27	4,51	12,56	4,62
8	12,44	4,58	12,78	4,71
9	12,44	4,58	12,78	4,71
10	12,44	4,58	12,78	4,71
11	12,44	4,58	12,78	4,71
12	12,42	4,57	12,74	4,70
13	12,42	4,57	12,74	4,70
14	12,32	4,53	12,63	4,65
15	12,32	4,53	12,63	4,65
16	12,30	4,52	12,60	4,64
17	12,44	4,58	12,78	4,71
18	12,44	4,58	12,78	4,71
19	12,56	4,62	13,80	4,77
20	12,44	4,58	12,78	4,71
21	12,44	4,58	12,78	4,71
22	12,44	4,58	12,78	4,71
23	12,27	4,51	12,56	4,62
24	12,27	4,51	12,56	4,62

Определим вероятностные характеристики нагрузки:

– среднеквадратическая мощность $P_{\text{эф}}$:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{H}}} \cdot \sum_1^{24} P_{t_i}^2}, \text{ МВт} \quad (7)$$

где T_{H} – период наблюдения, 24ч;

P_{t_i} – значение нагрузки i -го часа (табл.).

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 65,7} = 1,65 \text{ МВт}$$

– коэффициент формы, показывающий неравномерность графика нагрузки k_{ϕ} :

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} \quad (8)$$

$$k_{\phi} = \frac{1,65}{1,64} = 1,004$$

– средняя мощность в период получасового максимума нагрузки P_{max} :

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \text{ МВт} \quad (9)$$

где t_{β} – коэффициент Стьюдента, $t_{\beta} = 1,96$;

k_{ϕ} – коэффициент формы.

$$P_{\text{max}} = 12,44 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,004^2 - 1}) = 12,95 \text{ МВт}$$

– коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки $k_{\text{л}}$:

$$k_{\text{л}} = \frac{P_{\text{max.л}}}{P_{\text{max.год}}}, \quad (10)$$

где $P_{\text{max.л}}$ – летняя максимальная нагрузка, согласно летнему контрольному замеру 19.06.2019г. нагрузка ПС Инструментальный завод составляет 10,7 МВт;

$P_{\text{max.год}}$ – максимальная нагрузка, согласно зимнему контрольному замеру 18.12.2019г. составляет 11,8 МВт.

$$k_{\text{л}} = \frac{0,8}{1,7} = 0,47$$

– коэффициент заполнения графика $k_{\text{з}}$:

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} \quad (11)$$

$$k_3 = \frac{1,64}{1,95} = 0,84$$

В таблице представлены вероятностные характеристики существующей и прогнозной нагрузки:

Таблица 6 – Вероятностные характеристики нагрузки ПС Инструментальный завод

Вероятностные характеристики	18.12.2019г	Прогнозируемые
P_{cp}	10,34	12,64
$P_{эф}$	10,35	12,65
P_{max}	10,44	12,95
P_{min}	10,17	12,35
$k_{ф}$	1,004	1,004
$k_{л}$	0,47	0,47
k_3	0,84	0,84

Согласно полученным результатам на следующих рисунках представлены суточные графики нагрузки за 18.12.2019г и спрогнозированной нагрузки.

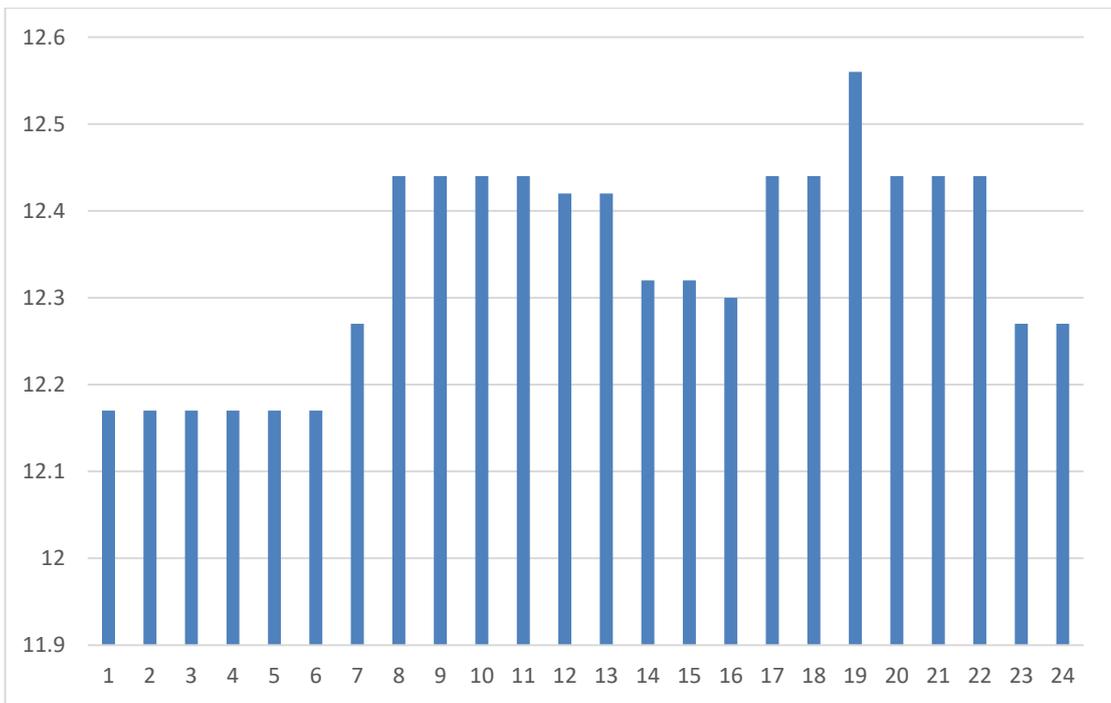


Рисунок 7 – Суточный график активной нагрузки ПС Инструментальный завод

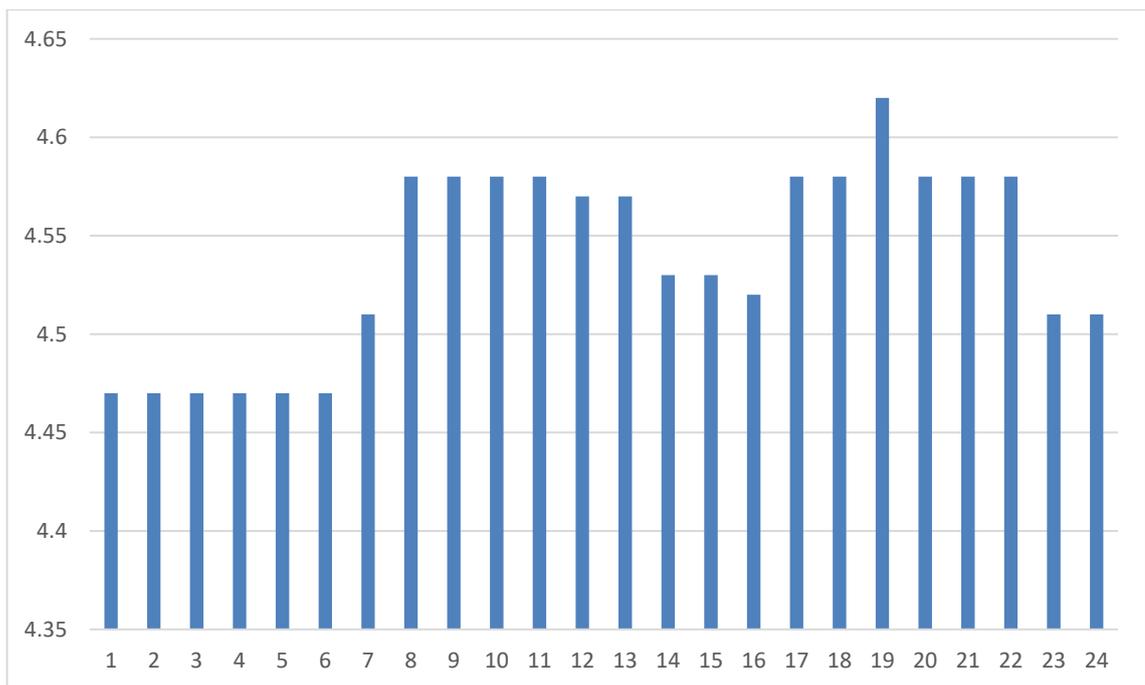


Рисунок 8 – Суточный график реактивной нагрузки ПС Инструментальный завод

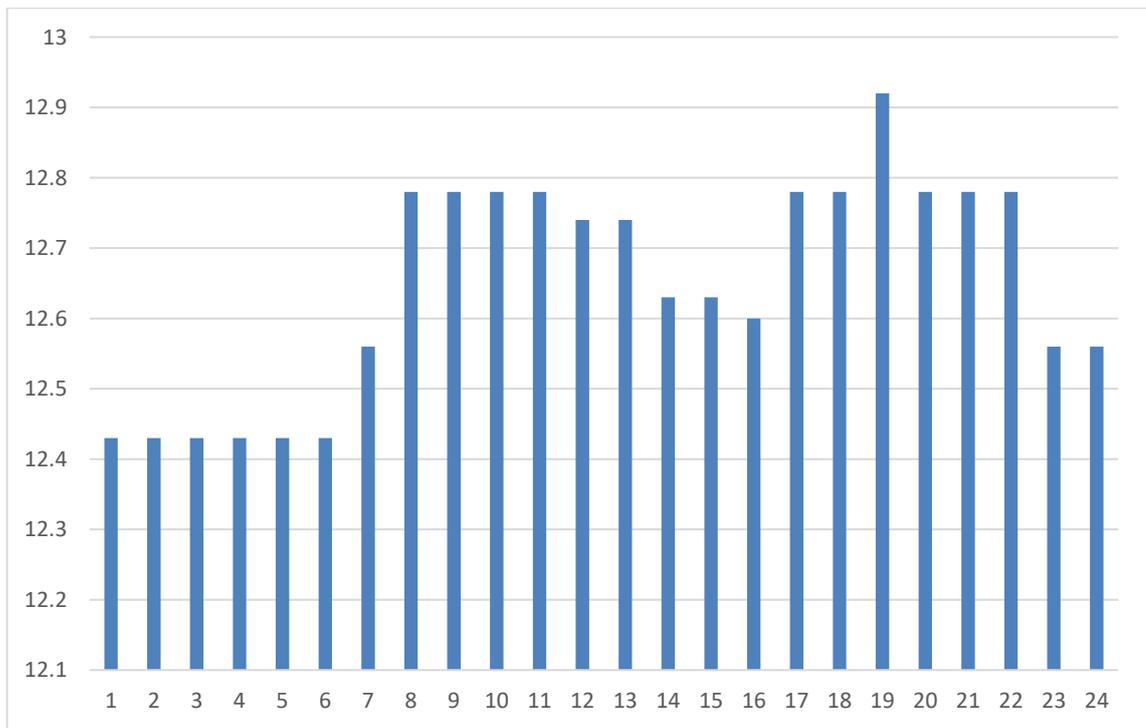


Рисунок 9 – Спрогнозированный суточный график активной нагрузки ПС
Инструментальный завод

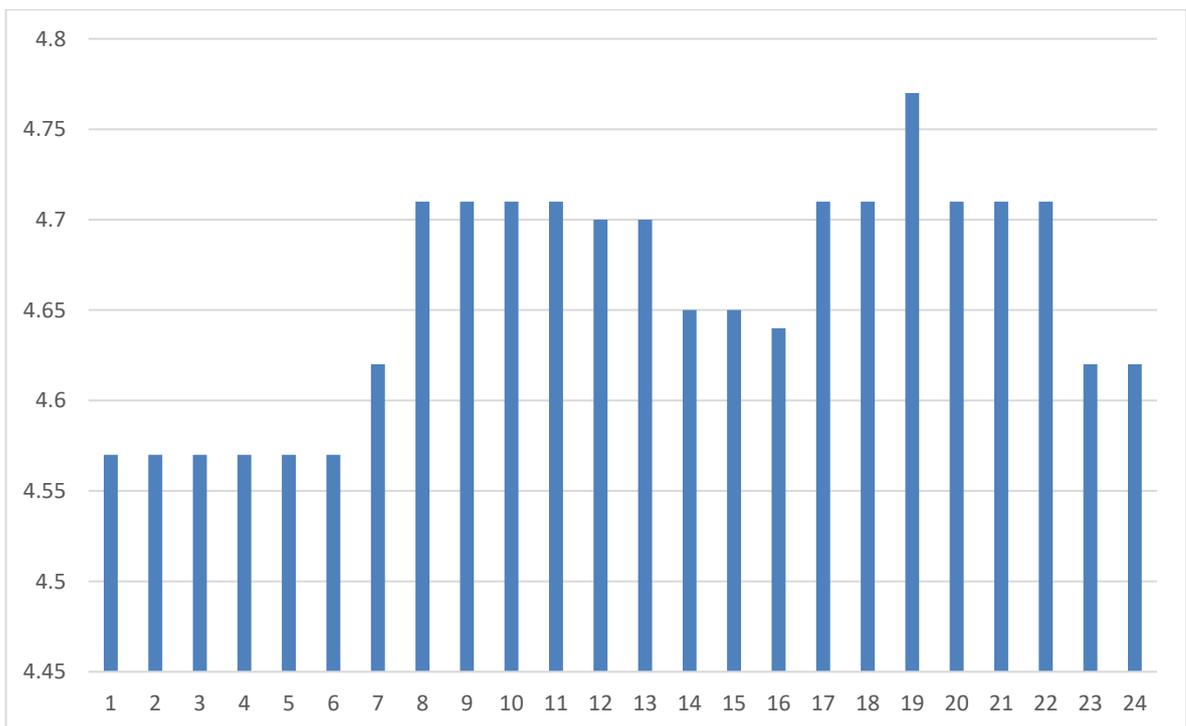


Рисунок 10 – Спрогнозированный суточный график реактивной нагрузки ПС
Инструментальный завод

Результаты расчета приведены в следующей таблице. Из вероятностных характеристик приведем только параметры, необходимые в дальнейших расчетах.

Таблица 7 – Параметры нагрузки подстанций рассматриваемой сети

Название ПС	2019 г.					Спрогнозированные нагрузка				
	18 декабря, 18 ч.		Вероятностные характеристики			18 декабря, 18ч.		Вероятностные характеристики		
	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _{ср} , МВт	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВар	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _{ср} , МВт	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВар
Инструментальный завод	10.70	2.60	8.46	10.96	2.69	12.53	4,36	12,40	13.80	4.77

5 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Целью электрического расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети, и получение необходимых данных для решения вопросов дальнейшего развития сети.

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

Расчет начинается с составления схемы замещения электрической сети (рисунок 10) и определения параметров эквивалента сети. Данная схема является эквивалентом электрической сети 220, 35 кВ, включающий подстанции Залив, Орлиная, Голубинка, Телецентр, ВТЭЦ-1, ВТЭЦ-2, Инструментальный завод.

Для каждой линии рассчитываем активное и реактивное (индуктивное) сопротивление и емкостную реактивную проводимость. Для трансформаторов подстанций находим активное и реактивное сопротивления и активные и индуктивные проводимости.

Для определения параметров ВЛ приведем погонное сопротивление и индуктивную проводимость проводов, используемых в рассматриваемой сети.

Таблица 8 – Погонные параметры ВЛ

$U_{\text{ном}}$	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
110 кВ	АС-240	0.120	0.405
	АС-300	0.098	0.425
35 кВ	АС-70	0.422	0.444
	АС-95	0.306	0.421
	АС-120	0.244	0.427
	АС-150	0.204	0.42

Определяем параметры ВЛ по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом}; \tag{12}$$

где l – длина линии, км

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом}; \tag{13}$$

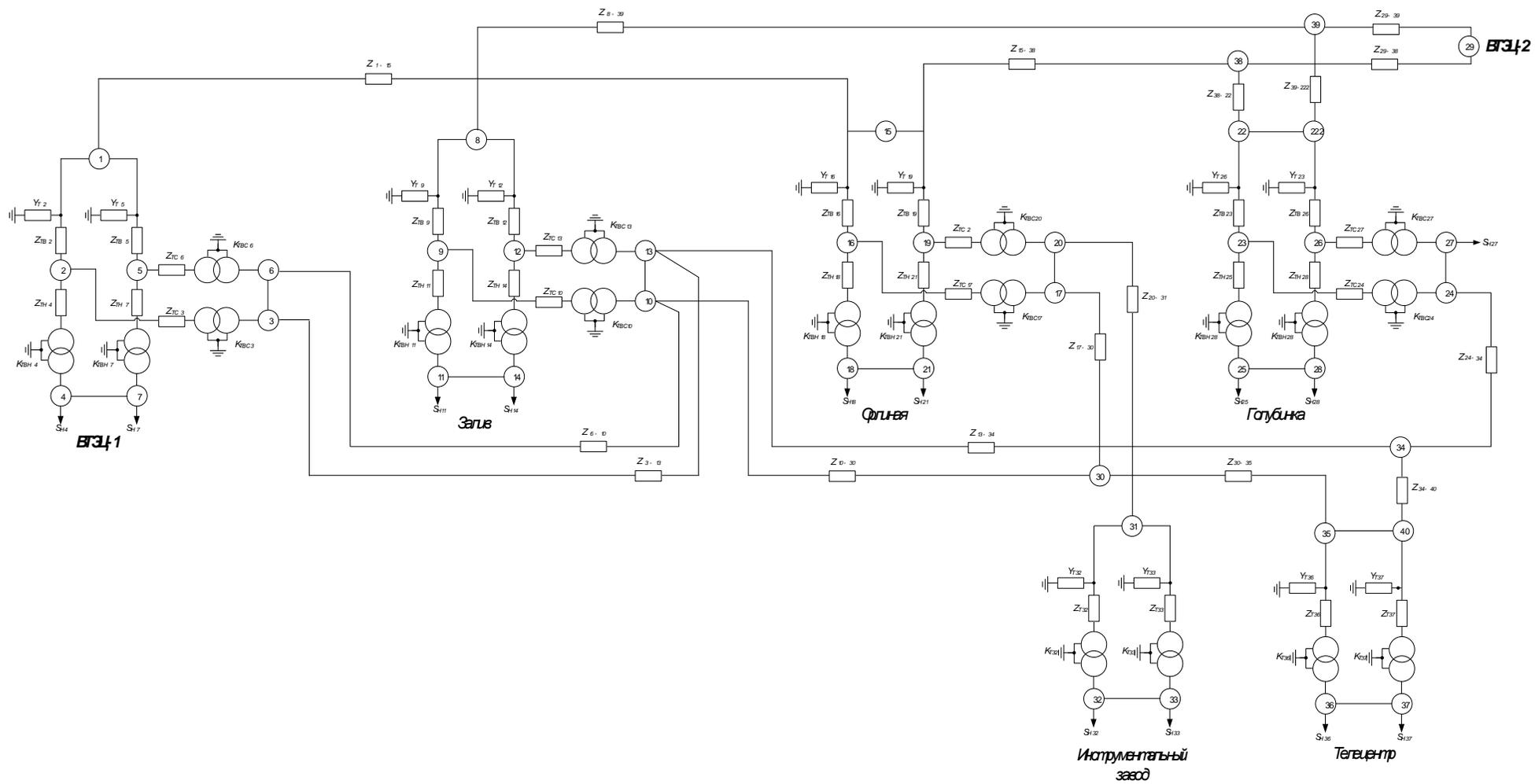


Рисунок 11 – Схема замещения электрической сети

Таблица 9 – Параметры линий электропередачи

Линии	Марка провода	Длина, км	R, Ом	X, Ом
ВТЭЦ-1 - Орлиная	АС-240	12.75	3.111	5.444
ВТЭЦ-2 – Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка	АС-300	9.12	1.094	3.694
ВТЭЦ-2 - Залив	АС-300	12.38	1.486	5.014
ВТЭЦ-1 – Залив 1	АС-95	5.30	1.293	2.263
ВТЭЦ-1 – Залив 2	АС-95	2.12	0.337	0.876
Залив - Телецентр	АС-95	30.90	9.455	13.009
Орлиная – Инструментальный завод	АС-70	30.50	12.871	13.542
Орлиная - Телецентр	АС-70	17.77	4.336	7.588

Для определения параметров трансформаторов используем данные измерений Дальневосточной распределительной сетевой компании (ДРСК). В качестве примера определим параметры двухобмоточного трансформатора на подстанции Инструментальный завод

Активное сопротивление:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} \quad (14)$$

$$R_T = \frac{46,2 \cdot 35^2 \cdot 1000}{3200^2} = 5,53 \text{ Ом}$$

где ΔP_k – потери активной мощности в режиме короткого замыкания;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения;

$S_{T \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление:

$$X_T = \frac{U_{к, \%} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{T \text{ ном}}} \quad (15)$$

$$X_T = \frac{6,68 \cdot 35^2 \cdot 10}{3200} = 25,57 \text{ Ом}$$

где $U_{к,\%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная проводимость:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{ВН}^2} \quad (16)$$

$$G_T = \frac{12,5 \cdot 1000}{35^2} = 10,2 \text{ мкСм}$$

где ΔP_x – потери активной мощности в режиме холостого хода.

Индуктивная проводимость:

$$B_T = \frac{I_{х,\%} \cdot S_{Т \text{ ном}} \cdot 10}{U_{ВН}^2} \quad (17)$$

$$B_T = \frac{3,8 \cdot 3200 \cdot 10}{35^2} = 99,27 \text{ мкСм}$$

где $I_{х,\%}$ – ток холостого хода, %.

Определим параметры трехобмоточного трансформатора на подстанции Волна.

Потери мощности короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$\Delta P_{к,В} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,ВС} + \Delta P_{к,ВН} - \Delta P_{к,СН}) \quad (18)$$

$$\Delta P_{к,В} = 0,5 \cdot (132,4 + 138,2 - 99,8) = 85,4 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{к,С} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,ВС} + \Delta P_{к,СН} - \Delta P_{к,ВН}) \quad (19)$$

$$\Delta P_{к,С} = 0,5 \cdot (132,4 + 99,8 - 138,2) = 47 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{к,Н} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,ВН} + \Delta P_{к,СН} - \Delta P_{к,ВС}) \quad (20)$$

$$\Delta P_{к,Н} = 0,5 \cdot (138,2 + 99,8 - 132,4) = 52,8 \text{ кВт}$$

Активные сопротивления:

$$R_{ТВН} = \frac{\Delta P_{к,В} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 1000}{S_{Т \text{ ном}}^2}, \quad (21)$$

$$R_{ТВН} = \frac{85,4 \cdot 220^2 \cdot 1000}{20000^2} = 10,33 \text{ Ом},$$

$$R_{ТЧН} = \frac{\Delta P_{к,С} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 1000}{S_{Т \text{ ном}}^2}, \quad (22)$$

$$R_{ТЧН} = \frac{47 \cdot 220^2 \cdot 1000}{20000^2} = 5,69 \text{ Ом},$$

$$R_{ТНН} = \frac{\Delta P_{к,Н} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 1000}{S_{Т \text{ ном}}^2}. \quad (23)$$

$$R_{ТНН} = \frac{52,8 \cdot 220^2 \cdot 1000}{20000^2} = 6,39 \text{ Ом}.$$

Напряжения короткого замыкания обмоток :

$$u_{к,В} = 0,5 \cdot (u_{к,ВС} + u_{к,ВН} - u_{к,СН}) \quad (24)$$

$$u_{к,В} = 0,5 \cdot (12,8 + 19,1 - 6,45) = 12,75\%$$

$$u_{к,С} = 0,5 \cdot (u_{к,ВС} + u_{к,СН} - u_{к,ВН}) \quad (25)$$

$$u_{к,С} = 0,5 \cdot (10,5 + 5,88 - 16,5) = 0\%$$

$$u_{к,Н} = 0,5 \cdot (u_{к,ВН} + u_{к,СН} - u_{к,ВС}) \quad (26)$$

$$u_{к,Н} = 0,5 \cdot (16,5 + 5,88 - 10,5) = 6,38\%$$

Индуктивные сопротивления:

$$X_{ТВН} = \frac{u_{к,В} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{Т\text{ ном}}}, \quad (27)$$

$$X_{ТВН} = \frac{12,75 \cdot 220^2 \cdot 10}{20000^2} = 307,95 \text{ Ом},$$

$$X_{ТЧН} = \frac{u_{к,С} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{Т\text{ ном}}} = 0 \text{ Ом} \quad (28)$$

$$X_{ТНН} = \frac{u_{к,Н} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{Т\text{ ном}}} \quad (29)$$

$$X_{ТНН} = \frac{6,38 \cdot 220^2 \cdot 10}{20000^2} = 154,28 \text{ Ом}.$$

Активная проводимость:

$$G_{Т} = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{ВН}^2} \quad (30)$$

$$G_{Т} = \frac{83,7 \cdot 1000}{220^2} = 1,73 \text{ мкСм}.$$

Индуктивная проводимость:

$$B_{Т} = \frac{I_{х,\%} \cdot S_{Т\text{ ном}} \cdot 10}{U_{ВН}^2} \quad (31)$$

$$B_{Т} = \frac{3,42 \cdot 20000 \cdot 10}{220^2} = 14,13 \text{ мкСм}.$$

В таблице представлены паспортные и расчетные параметры трансформаторов рассматриваемой сети.

Таблица 10– Паспортные параметры трансформаторов

Наименование ПС	Диспетчерский номер	Тип трансформатора	St, кВА	Uк(вс), %	Uк(вн), %	Uк(сн), %	ΔРк(вс), кВт	ΔРк(вн), кВт	ΔРк(сн), кВт	ΔРх, кВт	Iх, %
1	2	3	4	8	9	10	11	12	13	14	15
ВТЭЦ-1	Т-1	ТДТН – 40000/110	40000	12.5	37.3	27.1	375.6	826.8	954.6	34.4	0.22
ВТЭЦ-1	Т-2	ТДТН – 40000/110	40000	10.8	34.3	21.1	195	301.4	301.2	40.8	0.21
Залив	Т-1	ТДТН – 40000/110	40000	10.8	34.3	21.1	195	301.4	301.2	40.8	0.21
Залив	Т-2	ТДТН – 40000/110	40000	10.8	34.3	21.1	195	301.4	301.2	40.8	0.21
Орлиная	Т-1	ТДТН – 40000/110	40000	10.8	34.3	21.1	195	301.4	301.2	40.8	0.21
Орлиная	Т-2	ТДТН – 40000/110	40000	10.8	34.3	21.1	195	301.4	301.2	40.8	0.21
Голубинка	Т-1	ТДТН – 40000/110	40000	10.8	34.3	21.1	195	301.4	301.2	40.8	0.21
Голубинка	Т-2	ТДТН – 40000/110	40000	10.8	34.3	21.1	195	301.4	301.2	40.8	0.21
Телецентр	Т-1	ТМ-10000/35/10	10000		10.2			86.9		15	0.39
Телецентр	Т-2	ТМ-10000/35/10	10000		10.2			86.9		15	0.39

1	2	3	4	8	9	10	11	12	13	14	15
Инструментальный завод	T-1	ТМН-10000/35/6	10000		7.47			33.5		5.7	1
Инструментальный завод	T-2	ТМН-10000/35/6	10000		7.42			33.5		5.7	1

Таблица 11 – Расчетные параметры трансформаторов

Наименование ПС	Диспетчерский номер	$R_{ТВН}$, Ом	$R_{ТНН}$, Ом	$X_{ТВН}$, Ом	$X_{ТСН}$, Ом	$X_{ТНН}$, Ом	G, мкСм	B, мкСм	$I_{ВН}$, А	$I_{СН}$, А	$I_{НН}$, А
ВТЭЦ-1	T-1	1.25	49.85	95.3	9.66	217.9	0.65	2.62	158.14	300.6	449.88
ВТЭЦ-1	T-2	1.31	16.41	100.76	-10.08	187.25	0.77	2.5	158.14	300.6	449.88
Залив	T-1	10.33	6.39	307.95	1.82	154.28	1.73	14.13	52.49	299.92	1749.55
Залив	T-2	10.51	6.55	303.47	1.45	156.33	1.67	13.76	52.49	299.92	1749.55
Орлиная	T-1	10.33	6.39	307.95	1.82	154.28	1.73	14.13	52.49	299.92	1749.55
Орлиная	T-2	10.51	6.55	303.47	1.45	156.33	1.67	13.76	52.49	299.92	1749.55
Голубинка	T-1	10.33	6.39	307.95	1.82	154.28	1.73	14.13	52.49	299.92	1749.55
Голубинка	T-2	10.51	6.55	303.47	1.45	156.33	1.67	13.76	52.49	299.92	1749.55
Телецентр	T-1	5.53		25.57			10.2	99.27	52.79		175.95
Телецентр	T-2	3.9		25.46			9.39	94.04	52.79		175.95
Инструментальный завод	T-1	4.75		34.65			4.27	24.89	38.49		137.46
Инструментальный завод	T-2	4.16		35.61			4.27	24.89	38.49		137.46

Важным средством регулирования напряжения является выбор ответвлений на трансформаторах. Для осуществления операции переключения ответвлений необходимо отключение трансформатора от сети. Этот способ регулирования принято называть переключением без возбуждения (ПБВ). Частая перестановка регулировочных ответвлений во время текущей эксплуатации неудобна и непригодна для оперативного регулирования.

Одним из важнейших средств регулирования напряжения является применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Принцип регулирования такой же, как и при регулировании с ПБВ, но без отключения трансформатора от сети. Число регулировочных ступеней силовых трансформаторов с РПН обычно бывает больше, чем у трансформаторов с ПБВ (число ступеней регулирования у ПБВ составляет 5), а диапазон регулирования напряжения значительно шире.

Таблица 12 – Устройства регулирования напряжения

Наименование ПС	Дисп. номер	Место уст.	ВН, нейтраль		
			Вид устр. рег	Кол. ступ. Регул.	Шаг регул, %
ВТЭЦ-1	Т-1	ВН	РПН	4	2.5
ВТЭЦ-1	Т-2	ВН	РПН	4	2.5
Залив	Т-1	ВН	РПН	4	2.5
Залив	Т-2	ВН	РПН	4	2.5
Орлиная	Т-1	ВН	РПН	4	2.5
Орлиная	Т-2	ВН	РПН	4	2.5
Голубинка	Т-1	ВН	РПН	4	2.5
Голубинка	Т-2	ВН	РПН	4	2.5
Телецентр	Т-1	ВН	РПН	4	2.5
Телецентр	Т-2	ВН	РПН	4	2.5
Инструментальный завод	Т-1	ВН	РПН	6	1.5
Инструментальный завод	Т-2	ВН	РПН	6	1.5

Для расчета режима используем программный комплекс RastrWin, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности данного программного комплекса:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Прежде чем приступить к решению поставленных проектных задач, нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, учитывающей особенности внесения данных в Rastr.

Так как сети 35 кВ в нормальном режиме работают с одним источником питания, то в качестве балансирующего узла принимаем узлы соответствующие шинам 110 кВ ВТЭЦ-1 и ВТЭЦ-2, это узлы № 1, 29. Данные узлы является

балансирующими по активной и реактивной мощностям и задается с постоянным модулем и фазой напряжения $U_r = \text{const}$, $\delta_r = \text{const}$.

Рассчитываем режим на основе данных контрольного дня замеров 18 декабря 2019 г. (нагрузки приняты за 18 ч.). Результаты расчета приведены на рисунке 12.

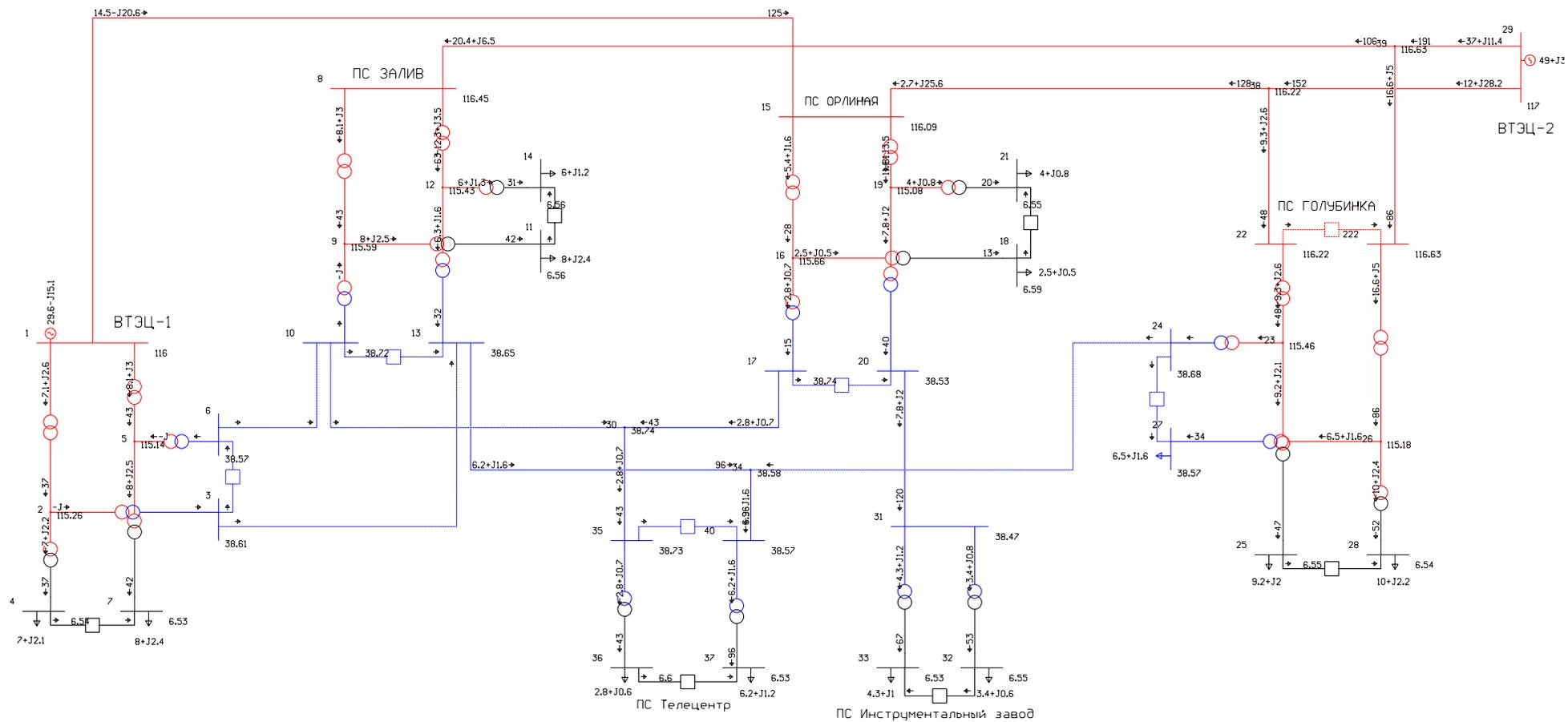


Рисунок 12 – Режим электрической существующей сети на день контрольного замера 18 декабря 2019 г.

Из полученных выше результатов при сравнении их с данными по ведомостям контрольного замера, можно сделать вывод о правильности полученного эквивалента электрической сети, расхождение результатов в основном не превышает 5 %. Ниже представлены таблицы по загрузке трансформаторов и линий.

Таблица 13 – Данные по загрузке силовых трансформаторов

№нач	№кон	Наименование ПС, трансформатора	I, А	I _{доп} , А	Загрузка, %
1	2	ВТЭЦ-1 Т-1	37	200.8	18.6
1	5	ВТЭЦ-1 Т-2	43	200.8	21.3
8	9	Залив Т-1	43	200.8	21.2
8	12	Залив Т-2	42	200.8	31.6
15	16	Орлиная Т-1	49	200.8	13.9
15	19	Орлиная Т-2	61	200.8	30.5
22	23	Голубинка Т-1	48	200.8	23.8
222	26	Голубинка Т-2	86	200.8	42.7
35	36	Телецентр Т-1	44	157.1	27.7
35	37	Телецентр Т-2	96	157.1	61.1
31	32	Инструментальный завод Т-1	53	157.1	33.5
31	33	Инструментальный завод Т-2	67	157.1	43.0

Как видно из полученных данных, загрузка трансформаторов на подстанциях не превышает номинальную ($k_3=70\%$).

Таблица 14 – Данные по загрузке линий

№нач	№кон	Наименование линии	Марка провода	P, МВт	Q, Мвар	I, А	Плотность тока, А/мм ²
1	15	ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная	АС-240	14.5	20.6	125	0.52
29	15	ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Орлиная	АС-300	12.0	28.2	152	0.51
29	8	ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Залив	АС-300	37.0	11.4	191	0.64
3	13	ВЛ 35 кВ ВТЭЦ-1 – Залив 1	АС-95	0.00	0.00	0.0	0
6	10	ВЛ 35 кВ ВТЭЦ-1 – Залив 2	АС-95	0.00	0.00	0.0	0
13	40	ВЛ 35 кВ Залив – Телецентр	АС-95	6.2	1.6	96	1.01
20	31	ВЛ 35 кВ Орлиная – Инструментальный завод	АС-70	7.8	2.0	120	1.71
17	35	ВЛ 35 кВ Орлиная – Телецентр	АС-70	2.8	0.7	43	0.61

Экономическая плотность тока, для данного района, при числе часов использования максимума нагрузки в год 6000 ч составляет 1,1 А/мм². Как видно из приведенной выше таблицы, плотность тока ВЛ 35 кВ Орлиная – Инструментальный завод превышает экономически целесообразную плотность тока.

6 РАЗРАБОТКА И ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДВУХ ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

6.1 Выбор трансформатора на ПС Инструментальный завод

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности. Поскольку на ПС Инструментальный завод планируется подключение потребителей электроэнергии II категории, то необходима установка 2 трансформаторов.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}}, \quad (32)$$

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

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

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

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

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

Так как коэффициент мощности нагрузки ПС Инструментальный завод составляет 0,4, то установка компенсирующих устройств с точки зрения поддержания экономически обоснованного коэффициента мощности нецелесообразна. В данном случае в расчетах принимаем $Q_{\text{неск}}=Q_{\text{max}}$.

Расчетная мощность трансформатора на ПС Инструментальный завод:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{13,80^2 + 4,77^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,43 \text{ МВА},$$

Таким образом, необходимо произвести замену трансформаторов установленных на подстанции на трансформаторы ТДН-16000/35/6.

Проверяем выбранный трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} - 1 \cdot S_{\text{трасч}}} \quad (33)$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{13,80^2 + 4,77^2}}{16} = 0,91.$$

Трансформаторы выбраны верно. Окончательно принимаем к установке трансформаторы ТДН-16000/35/6.

6.2 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при подключении подстанции

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим первый вариант, представленный на рисунке 13, в котором ПС Инструментальный завод подключается к ВЛ 35 кВ Залив – Телецентр. РУ 35 кВ ПС в данном варианте выполняется по схеме «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Данная схема РУ

позволяет сохранить в работе два трансформатора при КЗ (повреждении) на ВЛ. Длина участка ВЛ которую необходимо построить составляет 2 км.

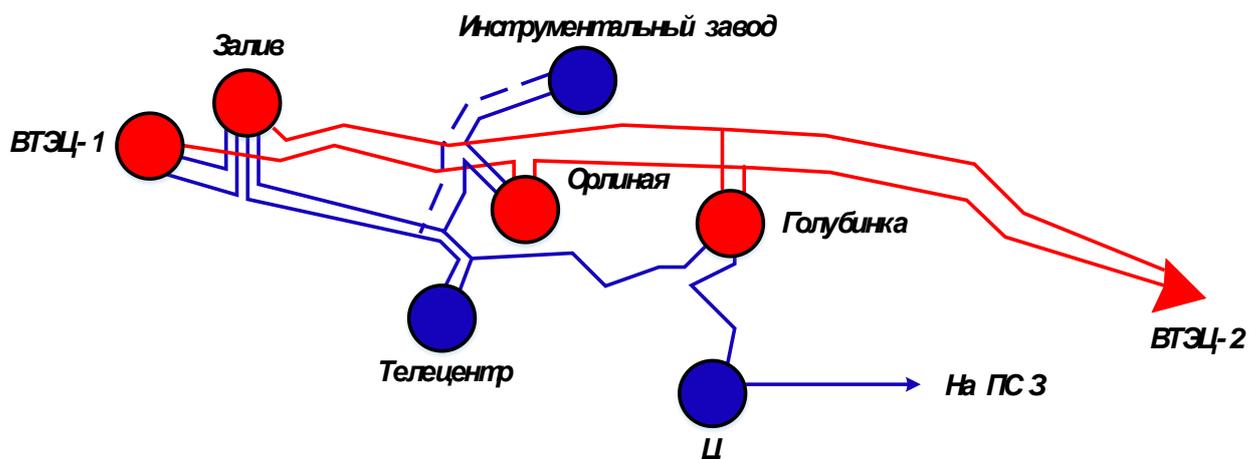


Рисунок 13 – 1 Вариант конфигурации электрической сети

Вторым вариантом подключения ПС Инструментальный завод (рисунок 14) заключается в строительстве ВЛ 35 кВ Телецентр - Инструментальный завод. Схема РУ ПС Инструментальный завод в данном варианте выполняется по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Также для реализации данного варианта, необходимо строительство дополнительной линейной ячейки на ПС Телецентр.

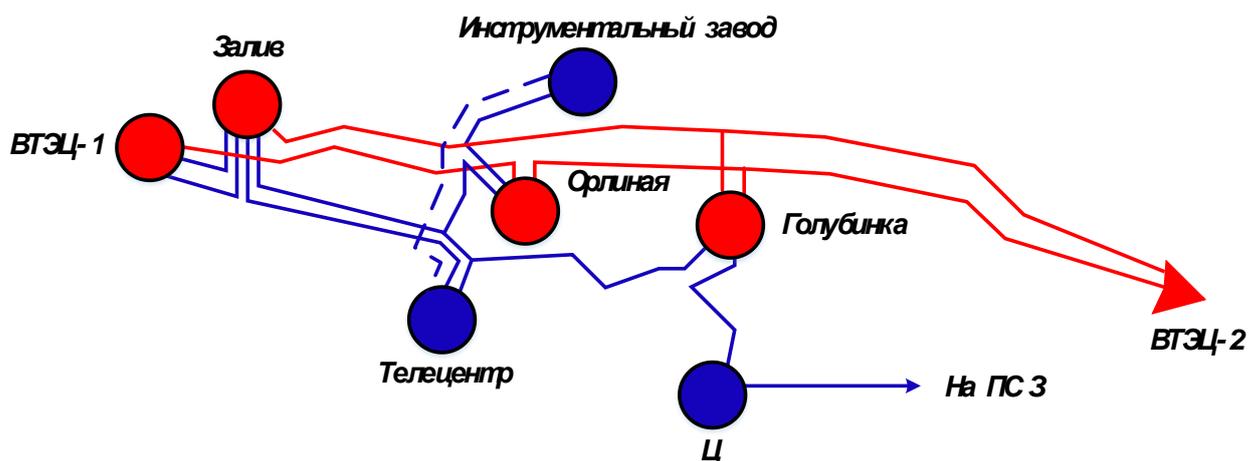


Рисунок 14 – 2 Вариант конфигурации электрической сети

Для дальнейшего решения задачи проектирования необходимо произвести технико-экономический анализ для выбора оптимального варианта.

Произведем выбор сечений воздушных линий для приведенных вариантов.

Для первого варианта сети.

Выбор сечения проводников ВЛ 35 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (34)$$

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

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 35 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение α_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100 ч, $\alpha_T = 1,1$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{13,8^2 + 4,77^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 0,072 \text{ кА}.$$

Выбираем провод АС-70.

Для линии 35 кВ Залив - Инструментальный завод выберем провод АС-70. В настоящее время все линии в городе выполнены в воздушном исполнении. По современным стандартам необходимо выполнять линии в населённых пунктах в кабельном исполнении. Однако в данном случае, поскольку линия изначально выполнена на опорах, при реконструкции оставляем ВЛ, поскольку кабельные линии увеличат стоимость проекта реконструкции более чем в 10 раз. Далее будем производить все расчёты для ВЛ.

6.3 Техничко-экономическое сравнение двух 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.

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. [9]

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}}, \quad (35)$$

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:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot l \cdot k_{\text{пер}}, \quad (36)$$

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

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент переоценки (индекс цен).

Таблица 15 – Капиталовложения в ВЛ

U _{ном}	Линия	Марка провода	п _{цеп}	l, км	ко, тыс. руб./км	Квл тыс. руб.
1 Вариант						
35 кВ	Отпайка от ВЛ 35 кВ Залив - Телецентр	АС-70	1	5	1280	6400
2 Вариант						
35 кВ	ВЛ 35 кВ Телецентр - Инструментальный завод	АС-70	1	6	1280	7680

Согласно письма Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 12.02.2015 [9] индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{П/С} = K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост} \cdot k_{пер}, \quad (37)$$

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

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

$K_{ку}$ – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций.

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого варианта:

$$K_{П/С} = (6741 + 1630 + 0 + 2500) \cdot 6.41 = 69683,11 \text{ тыс. руб}$$

Для второго варианта:

$$K_{П/С} = (8931 + 1630 + 0 + 2750) \cdot 6.41 = 85323,51 \text{ тыс. руб}$$

Таблица 16 – Капиталовложения в подстанцию.

Вариант	Уровни напряжения	Подстанция	К _{П/с} , тыс. руб
Вариант 1	35/6	Инструментальный завод	69683,11
Вариант 2	35/6	Инструментальный завод	85323,51

Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_3 + I_{\Delta W}, \quad (38)$$

где I_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

I_3 – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

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

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (39)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для подстанций $T_{сл} = 15$, для линий $T_{сл} = 20$ [19, с.307].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_3 = \alpha_3 \cdot K \quad (40)$$

где α_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $\alpha_{ЛС} = 0,037$,

$$\alpha_{ВЛ} = 0,008.$$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W, \quad (41)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 2021,18$ руб/МВт·ч.

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Результаты расчётов сводятся в таблицу.

Таблица 17 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
И _а , тыс. руб.	11851.08	12299.45
И _э , тыс. руб.	8797.06	10044.33
И _{ΔW} , тыс. руб.	851.17	1892.16
Суммарные издержки	21499.32	24235.94

Оценку экономичности вариантов произведем по эквивалентным годовым расходам с учётом ущерба, по формуле:

$$З = E \cdot K + И + У, \quad (42)$$

где E – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки

рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1;

K – капитальные вложения в рассматриваемый объект за год;

$И$ – суммарные эксплуатационные издержки;

$У$ – ущерб.

Основной ущерб определяется по следующему выражению:

$$У_{\text{осн}} = y_o \cdot W_{\text{нед}} \quad (43)$$

где y_o - средняя величина удельного основного ущерба для отрасли народного хозяйства;

$W_{\text{нед}}$ - количество недоотпущенной энергии.

Определим количество недоотпущенной энергии:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{дефи}} \cdot k_{\text{пси}} \cdot T_{\Gamma} \quad (44)$$

где $k_{\text{пси}}$ - коэффициент простоя системы, который определяется по выражению:

$$k_{nc} = \prod \omega_i \cdot t_{ei} = 0,0003 \quad (45)$$

Возможный дефицит мощности в разработанной схеме возможен только при полном погашении подстанции Инструментальный завод, следовательно

$$P_{\text{деф}} = 16000 \cdot 2 = 32000 \text{кВА} \quad (46)$$

Отсюда количество недоотпущенной энергии будет равно:

$$W_{\text{нед}} = 32000 \cdot 0,0003 \cdot 8760 = 84096 \text{кВА}$$

Для завода

$$y_o = 8,1 \text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Основной ущерб составит:

$$Y_{\text{осн}} = 8,1 \cdot 84096 = 681177,6$$

Определяем значение удельного ущерба внезапности при полном отключении при расчетной продолжительности этого отключения. Для этого рассчитываем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t_{\text{пер}} = k_{nc} \cdot T_{\Gamma} \quad (47)$$

$$t_{\text{пер}} = 0,0003 \cdot 8760 = 2,63$$

По найденному значению длительности полного перерыва определяем удельный ущерб внезапности:

$$y_{\text{вн}} = 13,5.$$

Определяем ущерб внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}} \cdot P_{\text{треб}} \quad (48)$$

$$Y_{\text{вн}} = 13,5 \cdot 8000 = 108000.$$

Определяем суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{вн}} + Y_{\text{осн}} \quad (49)$$

$$Y_{\Sigma} = 170294,4 + 108000 = 278294,4 \text{ тыс.руб.}$$

Сравним эквивалентные годовые расходы с учётом ущерба для обоих рассматриваемых вариантов.

Таблица 18– Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
3, тыс.руб	369 476,83	387 853,85

Суммарные эквивалентные годовые расходы с учётом ущерба у первого варианта меньше, чем у второго. По результатам технико-экономических расчётов оптимальным считается вариант 1. Для окончательного выбора варианта необходимо оценить надёжность принятого варианта сети.

6.4 Оценка надёжности сети

Под надёжностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надёжности является вероятность. Надёжность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надёжности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Городская. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

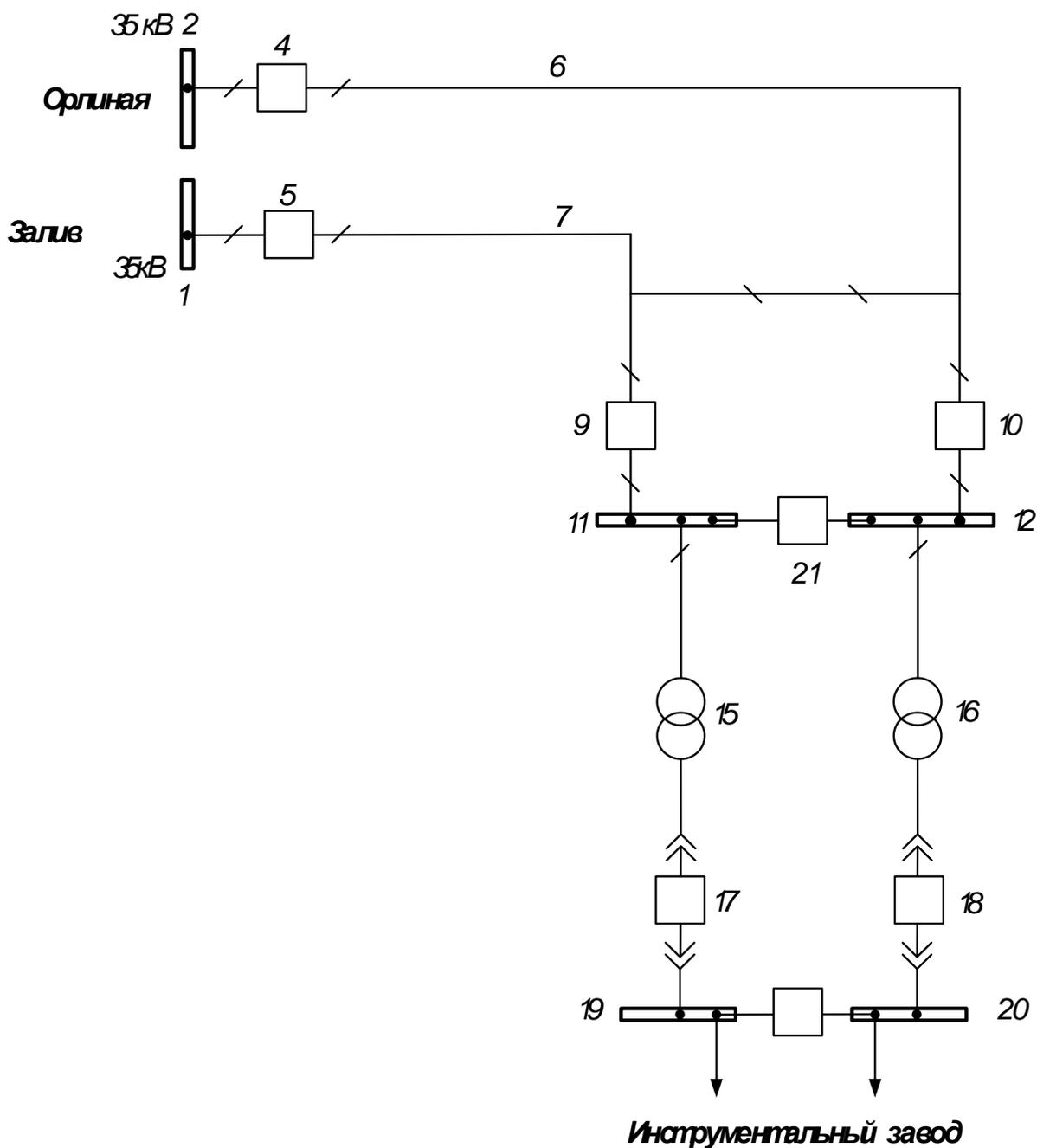


Рисунок 15– Расчетная схема сети для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [27, с.268]:

- параметр потока отказов, λ ;
- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 19 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	$t_{пл}$, ч
7	ВЛ Залив - Телецентр	0.03	14.5	2.1	18.7
6	ВЛ Орлиная - Инструментальный завод	0.029	14.5	2.1	18.7
1, 2, 11, 12	Секция шин 35 кВ	0.02	7	0.166	5
19, 20	Секция шин 6 кВ	0.03	7	0.166	4
15, 16	Трансформатор ТМН-16000/35	0.005	59	0.25	26
3,4,5,9,10,21	Выключатель вакуумный 35 кВ	0.02	16	0.2	15
17,18	Выключатель вакуумный 6 кВ	0.004	8	0.2	15

Для выключателей дополнительно определяются:

– относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 35 кВ $\alpha_{кз} = 0,012$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{кз} = 0,027$;

– относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 35 кВ $\alpha_{\dot{\Gamma}\dot{\Gamma}} = 0,013$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{\dot{\Gamma}\dot{\Gamma}} = 0,002$;

– коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ} = 1/10$;

– число оперативных переключений, $N_{оп}$;

– длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760} \quad (50)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

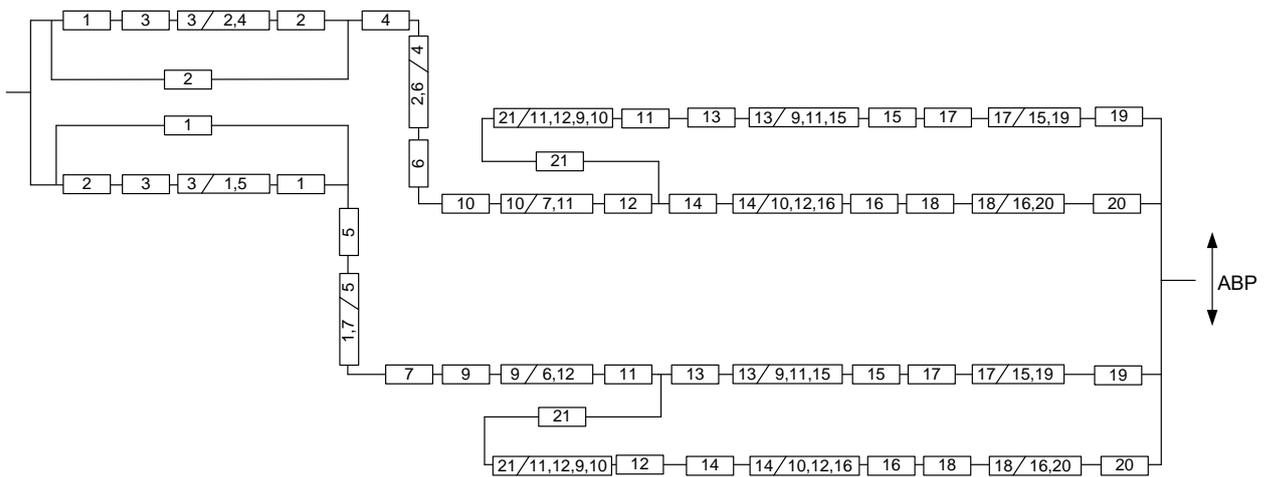


Рисунок 16 – Схема замещения сети для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗА, поэтому для оценки надёжности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_B = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (51)$$

где $\omega_{в.ст}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{в.ст} = \omega_B + 2\omega_p; \quad (52)$$

α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha=1$ если АПВ есть, $\alpha=0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента, присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для четвертого выключателя равен:

$$\omega_{в.ст} = \omega_B + 2\omega_p = 0,02 + 2 \cdot 0,01 = 0,04, \quad (53)$$

$$\omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \quad (54)$$

$$\omega_4 = 0,04 + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,196$$

Для выключателя №13:

$$\omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left(\omega_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_T + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \quad (55)$$

$$\omega_4 = 0,04 + 0,012 \cdot \left(0,196 + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,198$$

где $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_в = \omega_в \cdot t_{в.в} + 2\omega_p \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.и} \cdot t_{в.и} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп}, \quad (56)$$

Для 4 выключателя определим:

$$q_4 = \omega_в \cdot t_{в.в} + 2\omega_p \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 \cdot t_{в.л} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{в.ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \quad (57)$$

$$q_4 = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 \times \right. \\ \left. \times 0,166 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,991 \cdot 10^{-4} \right) + 0,013 \cdot 12 \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 5,502 \cdot 10^{-4}$$

Для 13 выключателя:

$$q_{13} = \omega_в \cdot t_{в.в} + 2\omega_p \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot \left(q_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_T \cdot t_{в.т} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{в.ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \quad (58)$$

$$q_{13} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(5,52 \cdot 10^{-4} + \right. \\ \left. + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 6,74 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,99 \cdot 10^{-4} \right) + 0,013 \cdot 12 \times \\ \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 1,74 \cdot 10^{-4}$$

Эквивалентирова схему замещения получаем:

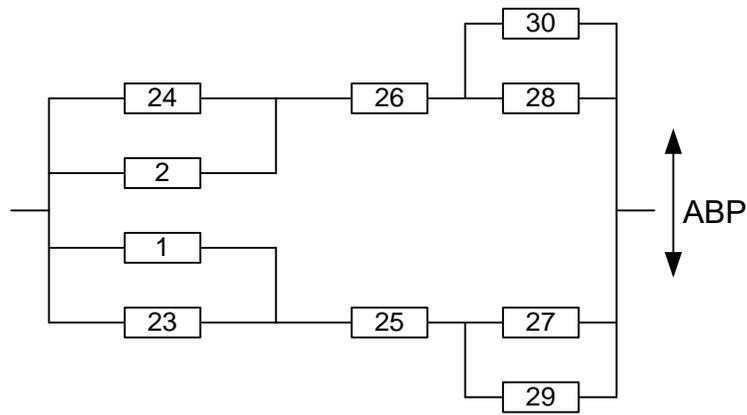


Рисунок 17 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{23} = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3, \quad (59)$$

$$\omega_{23} = 0,02 + 0,02 + 0,196 = 0,236,$$

$$\omega_{24} = \omega_{23} = 0,236,$$

$$\omega_{25} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_9 + \omega_{11} = 0,196 + 0,03 + 0,196 + 0,02 = 0,443,$$

$$\omega_{26} = \omega_4 + \omega_6 + \omega_{10} + \omega_{12} = 0,196 + 0,029 + 0,196 + 0,02 = 0,442,$$

$$\omega_{27} = \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297,$$

$$\omega_{28} = \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297,$$

$$\omega_{29} = \omega_{21} + \omega_{12} + \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 +$$

$$+ 0,064 + 0,03 = 0,523,$$

$$\omega_{30} = \omega_{21} + \omega_{11} + \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 +$$

$$+ 0,064 + 0,03 = 0,523,$$

$$q_{23} = q_1 + q_2 + q_3, \quad (60)$$

$$q_{23} = 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,674 \cdot 10^{-4} = 1,993 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{24} = q_{23} = 1,993 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{25} = q_5 + q_7 + q_9 + q_{11} = 5,634 \cdot 10^{-4} + 4,97 \cdot 10^{-5} + 5,634 \cdot 10^{-4} + \\ + 1,598 \cdot 10^{-5} = 1,19 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{26} = q_4 + q_6 + q_{10} + q_{12} = 5,5 \cdot 10^{-4} + 4,8 \cdot 10^{-5} + 5,5 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} = \\ = 1,164 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{27} = q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,741 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + \\ + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,674 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{28} = q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + \\ + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,672 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{29} = q_{21} + q_{12} + q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + \\ + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,681 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{30} = q_{21} + q_{11} + q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + \\ + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,683 \cdot 10^{-4},$$

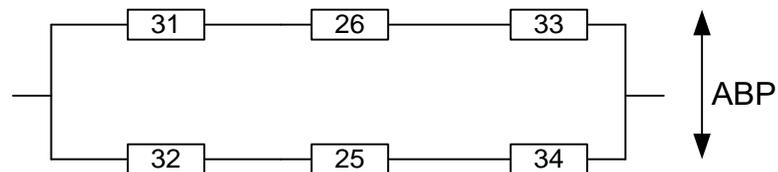


Рисунок 18 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{31} = \omega_2 \cdot q_{24} + \omega_{24} \cdot q_2 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\omega_{32} = \omega_1 \cdot q_{23} + \omega_{23} \cdot q_1 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\omega_{33} = \omega_{28} \cdot q_{30} + \omega_{30} \cdot q_{28} = 0,297 \cdot 4,683 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} =$$

$$= 2,79 \cdot 10^{-4},$$

$$\omega_{34} = \omega_{27} \cdot q_{29} + \omega_{29} \cdot q_{27} = 0,297 \cdot 4,681 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} =$$

$$= 2,79 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{31} = q_2 \cdot q_{24} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{32} = q_1 \cdot q_{23} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{33} = q_{28} \cdot q_{30} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

$$q_{34} = q_{27} \cdot q_{29} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

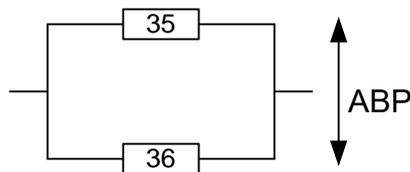


Рисунок 19 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{35} = \omega_{31} + \omega_{26} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,442 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,442,$$

$$\omega_{36} = \omega_{32} + \omega_{25} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,443 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,443,$$

$$q_{35} = q_{31} + q_{26} + q_{33} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,164 \cdot 10^{-3} + 1,251 \cdot 10^{-7} = 1,164 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{36} = q_{32} + q_{25} + q_{34} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,192 \cdot 10^{-3} + 1,252 \cdot 10^{-7} = 1,192 \cdot 10^{-3},$$

Режимы работы схемы можно характеризовать следующими состояниями:

1) питание потребителя осуществляется от двух резервируемых цепей с отключенным секционным выключателем на ПС Инструментальный завод (нормальный режим);

2) по одной цепи питание нарушено и осуществляется резервное питание от второй цепи;

3) обе цепи повреждены;

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$Q_c = Q(S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q(S / \overline{A_1} A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) + \\ + Q(S / A_1 \overline{A_2}) \cdot P(A_1) \cdot Q(A_2) + Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2), \quad (61)$$

где $Q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$Q(S / \overline{A_1} A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q(S / A_1 \overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98;$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02;$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998;$$

$$Q(A_2) = 0,002;$$

$$Q(S / \overline{A_1}A_2) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием);}$$

$$Q(S / A_1\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);}$$

$$Q(S / \overline{A_1}\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием)}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$Q(S / A_1A_2) = (q_{35} + q_{36}) \cdot 0,002 \quad (62)$$

$$Q(S / A_1A_2) = 4,714 \cdot 10^{-6}.$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_c = 4,714 \cdot 10^{-6} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + \quad (63)$$

$$Q_c = (1,164 \cdot 10^{-3} + 1,192 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,002 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 4,61 \cdot 10^{-6}$$

Согласно [27, с.70] значение суммарной частоты отключений для системы с резервированием определяются по формуле:

$$\omega_c = p_c \omega_1 + q_c \omega_2 \quad (64)$$

$$\omega_c = (1 - 4,61 \cdot 10^{-6}) \cdot 0,442 + 4,61 \cdot 10^{-6} \cdot 0,443 = 0,442 \quad (65)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{bc} = \frac{q_c}{\omega_c} \text{ ч} \quad (66)$$

$$t_{bc} = \frac{4,61 \cdot 10^{-6}}{0,442} \cdot 8760 = 9,14 \text{ ч.}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \text{ лет} \quad (67)$$

$$T_c = \frac{1}{0,442} = 2,26 \text{ лет.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T_{\text{п}}, \quad (68)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

$p(P)$ – вероятность состояния отказа;

$T_{\text{п}}$ – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 3,5 \cdot 10^3 \cdot 4,61 \cdot 10^{-4} \cdot 9,14 = 14,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Надёжность второго варианта при строительстве дополнительной ВЛ 35 кВ от ПС Телецентр до ПС Инструментальный завод немного выше, чем при строительстве линии ВЛ 35 кВ от ВЛ Залив – Инструментальный завод. По результатам технико-экономического сравнения вариантов оптимальный вариант с точки зрения затрат первый вариант сети электроснабжения со строительством линии 35 кВ до линии Залив - Телецентр.

Таким образом, с точки зрения полученных результатов расчётов, а также с учётом полученных показателей надёжности, лучшим является вариант строительства ВЛ 35 кВ от ВЛ Залив - Телецентр – капитальные затраты и издержки в данный вариант заметно меньше, что является ключевым условием для строительства новых объектов энергетики в условиях непростой экономической ситуации, а показатели надёжности являются оптимальными для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей.

Дальнейшие расчёты производим для первого варианта проектируемой сети – строительство ВЛ 35 кВ отпайкой от ВЛ Залив – Телецентр.

7 АНАЛИЗ РЕЖИМОВ СЕТИ С УЧЕТОМ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

Расчеты установившихся режимов необходимы на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации электрических сетей. Данные расчеты необходимы при выборе конфигурации схемы электрической системы и параметров ее элементов, определения наиболее экономичных режимов ее работы. Кроме того, расчеты установившихся режимов имеют большое самостоятельное значение, так как позволяют определить ряд практических важных вопросов:

- данный режим осуществим, т.е. возможна передача требуемой мощности от источников электроэнергии к потребителям;
- токи, протекающие по элементам электрической сети, не превышают допустимых, в том числе и послеаварийных режимах;
- напряжения в узловых точках сети не выходят за заданные пределы.

Таблица 20 – Данные по загрузке силовых трансформаторов

№ нач	№ кон	Наименование ПС, трансформатора	I _{доп} , А	Максимальный		Послеаварийный	
				I _{max} , А	Загрузка, %	I _{max} , А	Загрузка, %
1	5	ВТЭЦ-1 Т-1	200.8	43	21.3	43	21.3
1	2	ВТЭЦ-1 Т-2	200.8	37	18.6	37	18.6
8	9	ПС ЗАЛИВ Т-1	200.8	43	21.2	43	21.2
8	12	ПС ЗАЛИВ Т-2	200.8	98	49.0	136	67.5
15	16	ПС ОРЛИНАЯ Т-1	200.8	28	13.9	28	13.9
15	19	ПС ОРЛИНАЯ Т-2	200.8	54	27.1	21	10.4
22	23	ПС ГОЛУБИНКА Т-1	200.8	48	23.8	48	23.8
222	26	ПС ГОЛУБИНКА Т-2	200.8	86	42.7	86	42.7
35	36	ПС Телецентр Т-1	157.1	43	27.7	43	27.7
40	37	ПС Телецентр Т-2	157.1	97	62.0	99	62.8
31	32	ПС Инструментальный завод Т-1	251.4	100	39.9	106	42.1
311	33	ПС Инструментальный завод Т-2	251.4	103	40.8	106	42.1

На рисунках , представлены максимальный и послеаварийный режимы рассматриваемой сети на 2021 г. В качестве послеаварийного режима рассматривался режим при отключении ВЛ 35 кВ Орлиная – Инструментальный завод. Произведем анализ данных режимов.

Как видно из таблицы, загрузка трансформаторов на подстанциях не превышает номинальную ($k_3=70\%$).

Таблица 21 – Данные по загрузке линий

№ нач	№ кон	Наименование линии	Марка провода	Максимальный		Послеаварийный	
				I, А	Плотность тока, А/мм ²	I, А	Плотность тока, А/мм ²
1	15	ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная	АС-240	122	0.51	119	0.50
29	15	ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Орлиная	АС-300	152	0.51	148	0.49
29	8	ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Залив	АС-300	226	0.75	239	0.80
3	13	ВЛ 35 кВ ВТЭЦ-1 – Залив 1	АС-95	0	0.00	0	0.00
6	10	ВЛ 35 кВ ВТЭЦ-1 – Залив 2	АС-95	0	0.00	0	0.00
13	40	ВЛ 35 кВ Залив – Телецентр	АС-95	200	2.10	310	3.26
20	31	ВЛ 35 кВ Орлиная – Инструментальный завод	АС-70	100	1.43	0	0.00
17	35	ВЛ 35 кВ Орлиная – Телецентр	АС-70	43	0.61	43	0.61
311	344	ВЛ 35 кВ Залив - Телецентр, отпайка на ПС Инструментальный завод	АС-70	103	1.47	211	3.01

Как видно из приведенной выше таблицы, в максимальном режиме плотность тока линий не превышает экономически целесообразную плотность тока (1,1 А/мм² при числе часов использования максимума нагрузки в год 4100 ч), за исключением ВЛ 35 кВ Залив – Телецентр и ВЛ 35 кВ Орлиная – Инструментальный завод. В послеаварийном режиме значения тока в линиях не превышает длительно допустимые значения.

Таблица 22 – Уровни напряжения в максимальном и послеаварийном режимах

Номер узла	Название ПС	U_ном, кВ	U_макс, кВ	U_п.ав, кВ
1	ВТЭЦ-1 (ВН)	110	116	116
3	ВТЭЦ-1 (1с СН)	35	38.61	38.61
4	ВТЭЦ-1 (1с НН)	6	6.54	6.54
6	ВТЭЦ-1 (2с СН)	35	38.57	38.57
7	ВТЭЦ-1 (2с НН)	6	6.53	6.53
8	ПС ЗАЛИВ (ВН)	110	116.29	116.11
10	ПС ЗАЛИВ (1с СН)	35	38.67	38.61
11	ПС ЗАЛИВ (1с НН)	6	6.55	6.54
13	ПС ЗАЛИВ (2с СН)	35	38.3	37.89
14	ПС ЗАЛИВ (2с НН)	6	6.51	6.44
15	ПС ОРЛИНАЯ (ВН)	110	116.1	116.12
17	ПС ОРЛИНАЯ (1с СН)	35	38.74	38.75
18	ПС ОРЛИНАЯ (1с НН)	6	6.59	6.59
20	ПС ОРЛИНАЯ (2с СН)	35	38.53	38.8
21	ПС ОРЛИНАЯ (2с НН)	6	6.55	6.59
22	ПС ГОЛУБИНКА (1с ВН)	110	116.22	116.24
24	ПС ГОЛУБИНКА (1с СН)	35	38.68	38.69
25	ПС ГОЛУБИНКА (1с НН)	6	6.55	6.56
27	ПС ГОЛУБИНКА (2с СН)	35	38.54	38.51
28	ПС ГОЛУБИНКА (2с НН)	6	6.53	6.53
29	ВТЭЦ-2	110	117	117
31	ПС Инструментальный завод (1с ВН)	35	38.47	36.46
32	ПС Инструментальный завод (1с НН)	6	6.48	6.13
33	ПС Инструментальный завод (2с НН)	6	6.32	6.13
35	ПС Телецентр (1с ВН)	35	38.73	38.74
36	ПС Телецентр (1с НН)	6	6.6	6.6
37	ПС Телецентр (2с НН)	6	6.45	6.37
222	ПС ГОЛУБИНКА (2с ВН)	110	116.55	116.46
40	ПС Телецентр (2с ВН)	35	38.14	37.65
311	ПС Инструментальный завод (2с ВН)	35	37.57	36.46

Согласно вышеуказанной таблицы уровни напряжения в узловых точках сети не превышают допустимое значение отклонения напряжения согласно ГОСТ 32144-2013 (10%).

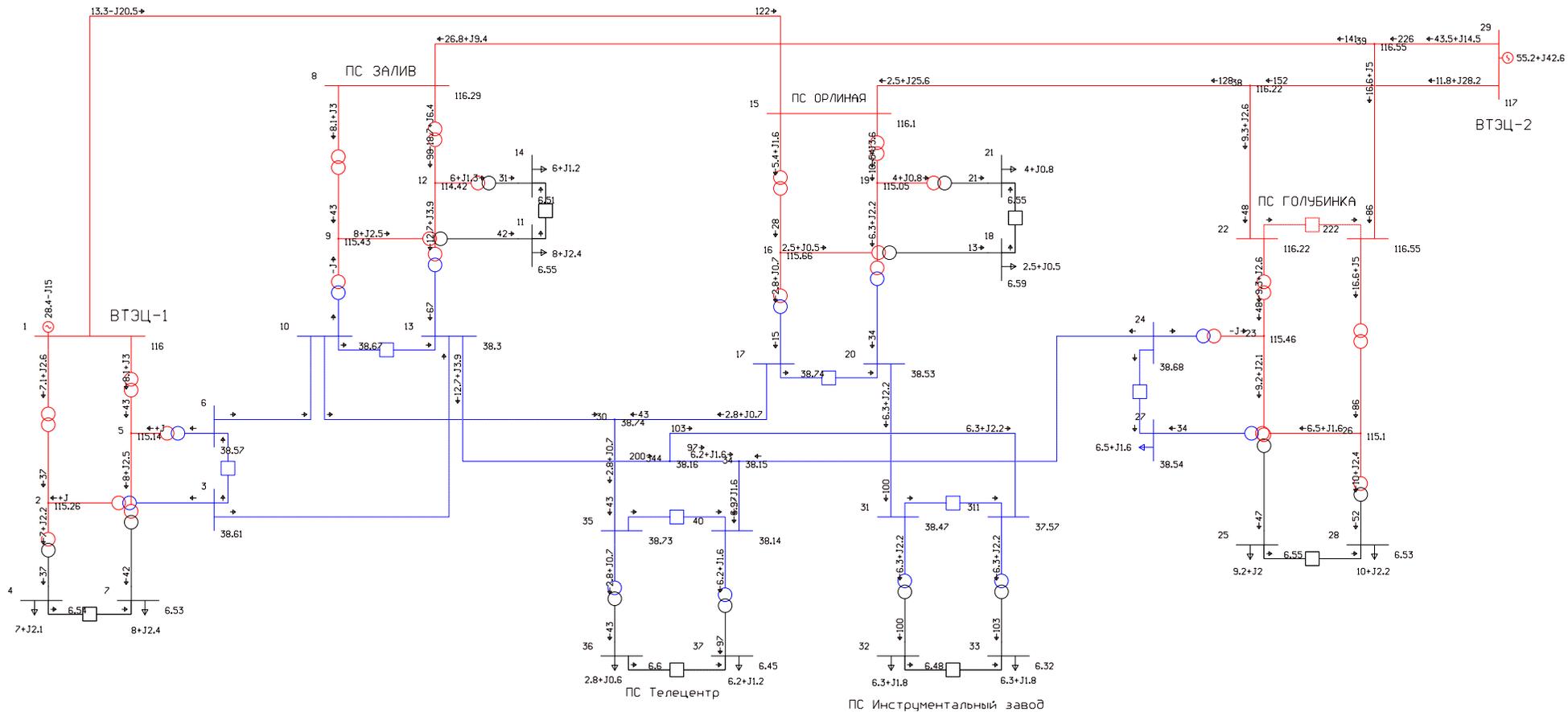


Рисунок 20 – Максимальный режим

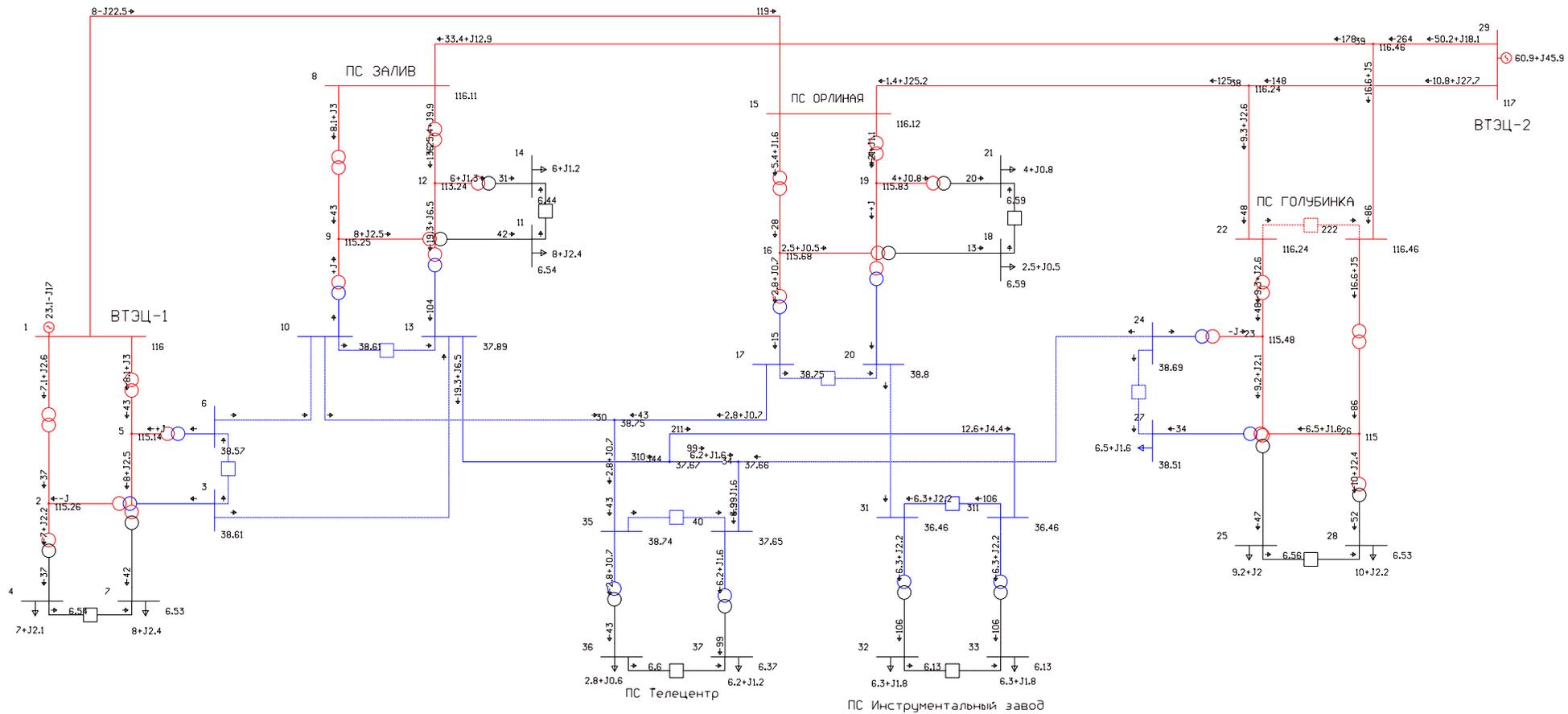


Рисунок 21 – Послеаварийный режим

По результатам расчетов режимов составлена таблица с распределением потерь между элементами сети.

Таблица 23 – Распределение потерь активной мощности

Составляющая потерь	Максимальный	Послеаварийный
Суммарные потери в сети ΔP , МВт	0.90	1.27
Нагрузочные потери, МВт	0.49	0.86
Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	0.29	0.64
Нагрузочные потери в тр-рах, МВт	0.19	0.23
Условно-постоянные потери, МВт	0.41	0.41
Потери на корону, МВт	0	0
Потери на XX тр-ров, МВт	0.41	0.41

8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1. Определение параметров схемы замещения

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
4. Считают, что трехфазная система является симметричной;
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
6. При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значения тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 35 кВ ПС Инструментальный завод и шины 10 кВ ПС Инструментальный завод (К-2). Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

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 $S_б = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составим схему замещения сети для прямой последовательности:

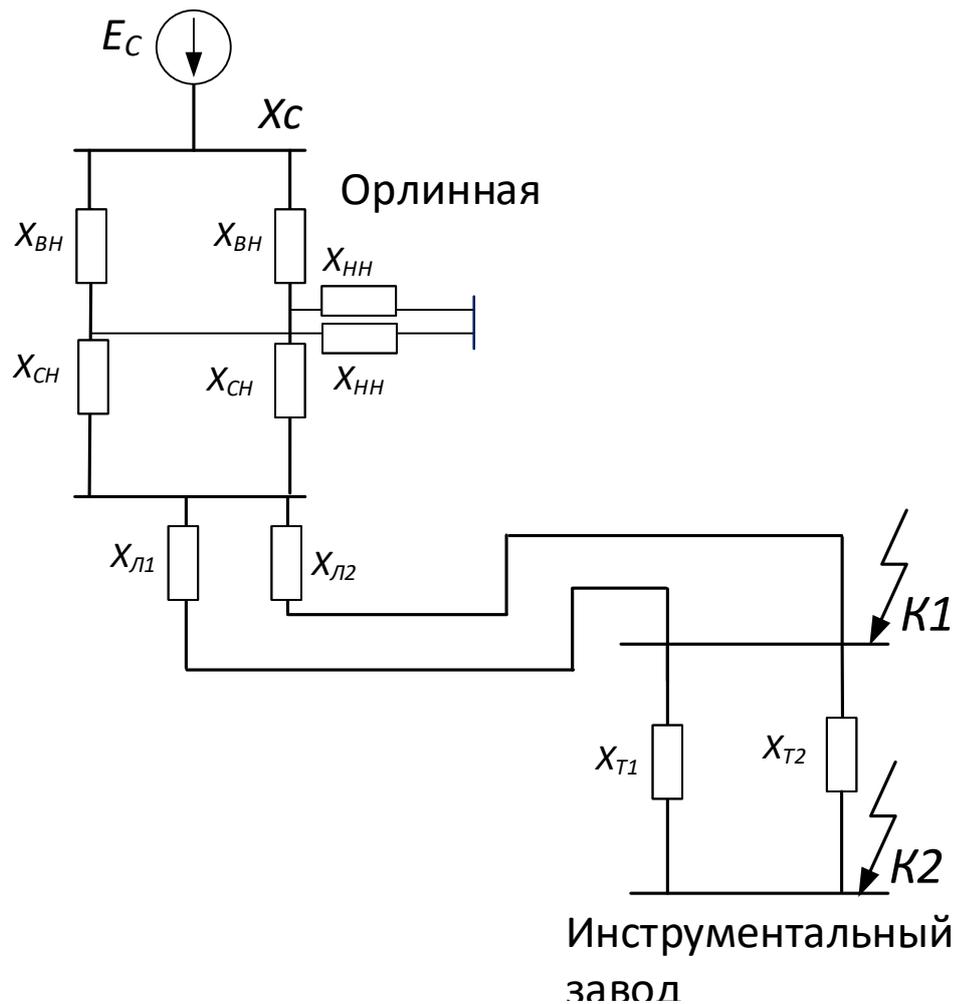


Рисунок 22 – Схема замещения прямой последовательности

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (69)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12.3 \cdot 37} = 0,127 \text{ о.е.},$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ.

Параметры питающих линий:

Орлиная – Инструментальный завод.

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (70)$$

$$X_{л1,2} = 0,377 \cdot 3,2 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,04 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} \text{ о.е.} \quad (71)$$

$$X_1 = \frac{0,04 \cdot 0,04}{0,04 + 0,04} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Инструментальный завод:

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{тр}} \text{ о.е.} \quad (72)$$

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,833 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Орлиная:

$$U_{КВ} = 0,5 \cdot (U_{КВН} + U_{КВС} - U_{КСН}) \quad (73)$$

$$U_{КВ} = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%.$$

$$U_{КС} = 0,5 \cdot (U_{КВС} + U_{КСН} - U_{КВН}) \quad (74)$$

$$U_{КС} = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\%.$$

$$U_{КН} = 0,5 \cdot (U_{КСН} + U_{КВН} - U_{КВС}) \quad (75)$$

$$U_{КН} = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\%$$

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВ\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} \quad (76)$$

$$X_{ТВ} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,163 \text{ о.е.}$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{КН\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} \quad (77)$$

$$X_{ТН} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,175 \text{ о.е.}$$

$$X_{ТС} = 0 \text{ о.е.} \quad (78)$$

Эквивалентизируем схему замещения:

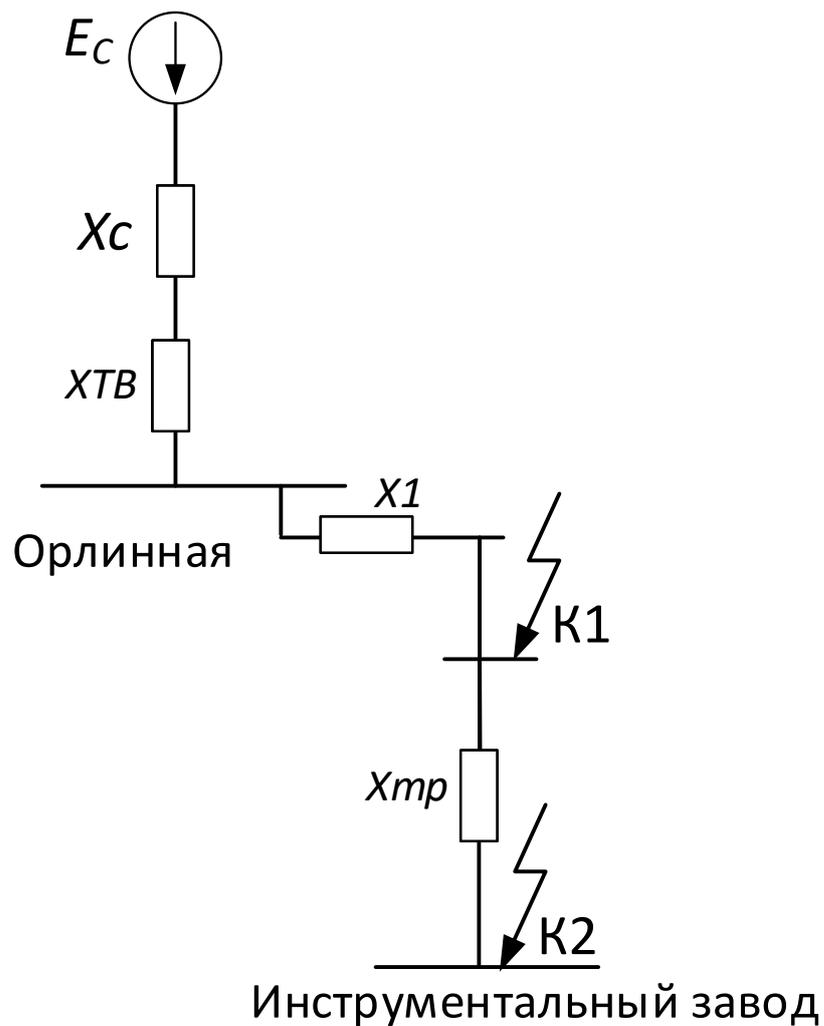


Рисунок 23– Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_{TB} + X_1 \quad (79)$$

$$X_{\Sigma K1} = 0,127 + 0,02 + 0,163 = 0,31 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{тр} + X_{\Sigma K1} \quad (80)$$

$$X_{\Sigma K2} = 0,833 + 0,31 = 1,14 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушных линий по 6 кВ находится по формуле:

$$X_{ли} = x_{y0} \cdot l_i \quad (81)$$

$$X_{Л1} = x_{y0.cun50} \cdot l_1 \quad (82)$$

$$X_{Л1} = 0,119 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,06 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем суммарные сопротивления:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma K2} + X_{Л1} \quad (83)$$

$$X_{\Sigma 3} = 1,14 + 0,06 = 1,2 \text{ Ом.}$$

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (84)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ А,}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,5 \text{ А.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пoк1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\text{б1}} \text{ кА} \quad (85)$$

$$I_{\text{пoк1}}^{(3)} = \frac{1}{0,31} \cdot 1,56 = 5,032 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{пoк2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\text{б2}} \text{ кА} \quad (86)$$

$$I_{\text{пoк2}}^{(3)} = \frac{1}{1,14} \cdot 5,5 = 4,38 \text{ кА.}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \cdot K_{\text{yд}} \quad (87)$$

Согласно [24] принимаем средние значение:

$$k_{\text{yд}} = 1,608 \text{ для точки К1,} \quad (88)$$

$$k_{\text{yд}} = 1,369 \text{ для точки К2.} \quad (89)$$

Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{\text{yд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,032 = 11,44 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{yд2}} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot 1,369 = 8,48 \text{ кА.}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{н0}} \quad (90)$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5.032 = 4.36 \text{ кА},$$

$$I_{K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.38 = 3.8 \text{ кА}.$$

9 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

9.1 Выбор типа подстанции, разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение

В подробной однолинейной схеме необходимо указать основное электрическое оборудование, установленное на подстанции. К основному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие шины. Все основное оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Подробная однолинейная схема подстанции Седанка изображена на листе графической части дипломного проекта.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

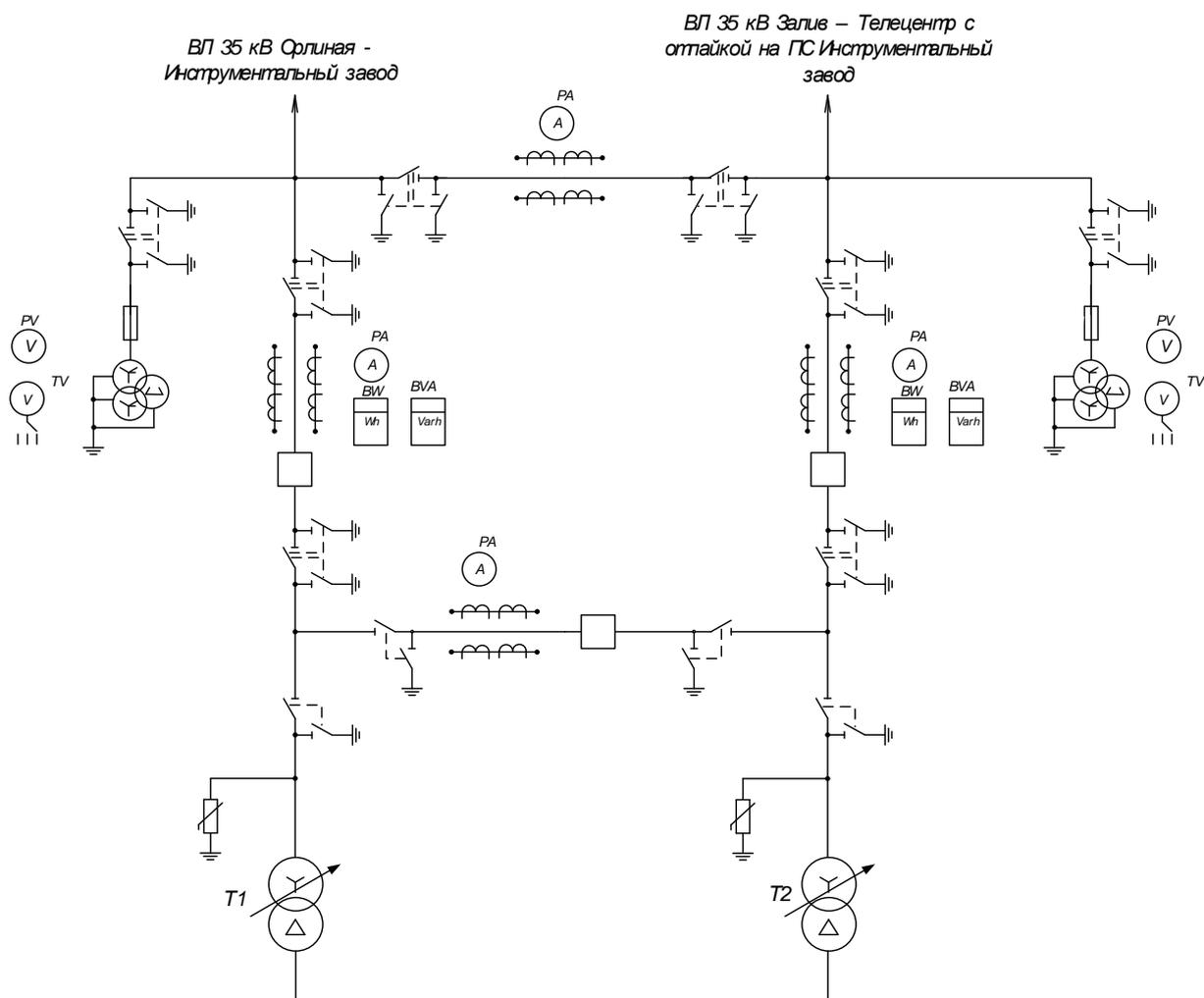


Рисунок 24 – Подстанция Инструментальный завод

Выбираем схему подстанции Инструментальный завод – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Такая схема применяется на проходных подстанциях.

9.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую

стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \text{ А} \quad (91)$$

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{16 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 36 \text{ А};$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_3} \text{ А} \quad (92)$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_3} = \frac{16 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 162 \text{ А}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 35 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу.

Таблица 24– Выключатель ВВН-СЭЩ-3-35-25/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 60 \text{ А}$	$I_{p_{\max}} = 431 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 8 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{откл} = 8 \text{ кА}$	$I_{пт} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

На низкой стороне выбираем КРУН наружной установки 6 кВ марки К-59ХЛ1 со встроенными выключателями марки ВВ/TEL-6-20/630 с электромагнитным приводом.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{\text{защ}} + T_a) \quad (93)$$

$$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{аном} = \sqrt{2} * \beta_n * I_{откл} \quad (94)$$

Если в исходных данных выключателей нет информации о β_n , ее можно определить по формуле:

$$\beta_n = I_a / (\sqrt{2} \text{ IPO}) \quad (95)$$

$$\beta_n = 0,6,$$

Тогда:

$$i_{аном} = 16,97 \text{ кА}$$

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H,MAX} = 201 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1,53 \text{ кА}$	$I_{pMAX} \leq I_{HMAX}$
$I_{СКВ} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 51 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{от кл} = 20 \text{ кА}$	$I_{П t} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{П t} \leq I_{отклНОМ}$
$i_{АНОМ} = 16,97 \text{ кА}$	$I_{A t} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{A t} \leq i_{АНОМ}$

9.3 Выбор разъединителей

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

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбор разъединителей проводится также как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током

На стороне высокого напряжения выберем разъединители марок РНДЗ-2-35-600.

Таблица 26 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H=60 \text{ А}$	$I_p = 422 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$B_{К.ГН} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН.ГН}$
$B_{К.ЗН} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН.ЗН}$
$I_{СКВ ГН} = 64 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Условиями выбора и проверки следующие:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}} ; \quad (96)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном сети}} ; \quad (97)$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} ; \quad (98)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_K . \quad (99)$$

На стороне 6 кВ установим разъединители типа РВРЗ 6 – 630У1. Результаты проверки приведены в таблице.

Таблица 27 – Проверка разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} > U_{\text{ном сети}}$
$I_{\text{max}} = 294.533 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{уд}} = 5.131 \text{ кА}$	$I_{\text{э.д}} = 35.5 \text{ кА}$	$I_{\text{э.д}} \geq I_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.расч}} = 7.33 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}}$

9.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:- при $U_{\text{н}} \geq 110 \text{ кВ}$, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (100)$$

-по току

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (101)$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}. \quad (102)$$

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;

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{\text{ном}}, \quad (103)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

- по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq (K_{\text{т}} * I_{\text{ном}})^2 t_{\text{т}}, \quad (104)$$

где $K_{\text{т}}$ – кратность термической стойкости, величина справочная,

$t_{\text{т}}$ – время термической стойкости, величина справочная;

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (105)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2. \quad (106)$$

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}. \quad (107)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм^2 по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}} \quad (108)$$

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			18,5	–
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			8,5	–

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_2 \text{ доп} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (109)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-35-3-2 УХЛ1 100/5.

Определим нагрузку на трансформатор тока по формуле:

$$R_{\text{НАГ Р}} = \sum R_{\text{ПРИБ.}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (110)$$

$$R_{\text{ПР}} = R_{2\text{ДОП}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}} \quad (111)$$

где $R_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$R_{2\text{ДОП}}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

($R_{2\text{ДОП}} = 0,4 \text{ Ом}$);

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = S_{\text{ПРИБ}} / I_2^2, \quad (112)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами, $S_{\text{ПРИБ}} = 6,5 \text{ ВА}$,

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$;

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = 0,26 \text{ Ом} \quad (113)$$

$R_{\text{К}}$ - сопротивление контактов ($R_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$)

$$R_{\text{ПР}} = 0,84 \text{ Ом} \quad (114)$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho * \ell}{R_{\text{пр}}}, \quad (115)$$

где ℓ – длина соединительных проводов ($\ell = 60 \text{ м}$);

Таблица 29 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

№ п/п	$U_{\text{Н}}$, кВ	ℓ , м
1	6	5-6
2	35	60-80

ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \quad (116)$$

В результате получим:

$$S = 2,02 \text{ мм}^2 \quad (117)$$

Выберем провод марки АПРФ 3-х жильный с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * \ell}{S} \quad (118)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,106 \text{ Ом} \quad (119)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} = 0,425 \text{ Ом} \quad (120)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Таблица 30 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 422 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$B_K = 5043 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{\text{дин}} = 106 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 5,91 \text{ кА}$	$k_{\text{дин}} * \sqrt{2}I_H \geq i_{\text{уд}}$
$S_{\text{доп}} = 4 \text{ мм}^2$	$S = 2,02 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{\text{доп}}$

Выберем трансформатор тока на стороне низкого напряжения

Таблица 31 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-6-1-У2 200/5.

Определим сечение проводов по формуле (25), для $l = 5$ м:

$$S = \frac{\rho^* \ell}{R_{\text{пр}}}, \quad (121)$$

$R_{\text{пр}}$ определяется по выражению, для $R_{2\text{доп}} = 0,6$

$$R_{\text{пр}} = R_{2\text{доп}} - \sum R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 0,28$$

В результате получим:

$$S = 0,516 \text{ мм}^2 \quad (122)$$

Выберем провод марки АКП 3-х жильный с сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho^* \ell}{S} \quad (123)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,0578 \text{ Ом}. \quad (124)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{нагр}} = Z_{\text{нагр}} = 0,3778 \text{ Ом} \quad (125)$$

Таблица 32 - Сопоставление каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 1,49 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_H = 0,3778 \text{ Ом}$	$Z_H \leq Z_H$
$B_K = 94,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 17,68 \text{ кА}$	$k_{дин} * \sqrt{2} I_H \geq i_{уд}$
$S_{доп} = 2,5 \text{ мм}^2$	$S = 0,516 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{доп}$

9.5 Выбор трансформаторов напряжения

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

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

-по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (126)$$

-по конструкции и схеме соединения;

-по классу точности;

-по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (127)$$

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

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В*А.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} * \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} * \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (128)$$

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НАМИ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$. Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2 \text{ расч}}$ можно определить по выражению

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (129)$$

За $S_{\text{доп}}$ принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НАМИ – удвоенная мощность одного НАМИ.

Таблица 33 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	5	75	183
Сумма						178	377

Трансформаторы напряжения устанавливаются на сторонах ВН, НН.

Таким образом, с учетом всего выше изложенного, вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН составит соответственно:

$$P_2\Sigma = 178 \text{ Вт}; \quad (130)$$

$$Q_2\Sigma = 377 \text{ В*Ар}. \quad (131)$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}; \quad (132)$$

Выбираем на ВН трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ11

Таблица 34 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

На стороне НН вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$P_{2\Sigma} = 36 \text{ Вт}; \quad (133)$$

$$Q_{2\Sigma} = 48,4 \text{ В*Ар} . \quad (134)$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 60 \text{ В*А}. \quad (135)$$

На стороне НН выбираем два трансформатора напряжения типа НАМИ-6-У2

Таблица 35 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ В*А}$	$S_p = 60 \text{ В*А}$	$S_H \geq S_p$

9.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

- по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах} \quad (136)$$

- по термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (137)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_K - A_H} = const, \quad (138)$$

можно принять для медных шин и кабелей – $C = 165$; для алюминиевых шин и кабелей – $C = 88$; для стальных шин – $C = 70$;

A - абциссы зависимости $Q = f(j;t; \text{материал шин})$,

Здесь Q - температура нагрева шин;

t – время протекания процесса нагрева;

-по электродинамическому действию тока КЗ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу,

Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}} \quad (139)$$

установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 120/19:

$$d = 15,2 \text{ мм},$$

$$I_{\text{доп}} = 309 \text{ А}.$$

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

$$I_{\max}=1490 \text{ А.}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУН, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем двухполосные шины 2х(60х8) с допустимым током

$$I_{\text{Доп}}=1680\text{А.}$$

Определим минимальное допустимое сечение по формуле, мм² :

$$q_{\min} = \sqrt{B_k} / C , \quad (140)$$

где

$$B_k=10,67 \text{ (кА)}^2\text{с} ;$$

$$C=91;$$

$$q_{\min}=35,9 < 2 \times 480 \text{ мм}^2. \quad (141)$$

Если шины на изоляторах располагаются плашмя, то момент инерции можно определить по формуле:

$$J=b \cdot h^3/6, \text{ см}^4 \quad (142)$$

$$J=288,$$

$$l_2 = 173.2 / 200 \times (\sqrt{J/q}), \text{ м} \quad (143)$$

$$l_2=2,45.$$

Определяем расстояние между прокладками, м:

$$l_{\Pi} \leq 0,216 \times \sqrt{a_{\Pi} / i_{y\partial}} \times \sqrt[4]{(E \times J) / K_{\phi}} \quad (144)$$

$$l_{\Pi}=1,53,$$

где

$$a_{\Pi}=2*b=1,6; \quad (145)$$

$$K_{\phi}=0,25$$

определяем по рисунку:

$$l_{\Pi} \leq 0,133 \times \sqrt{(E \times J) / m_{\Pi}} \quad (146)$$

$$l_{\Pi}=0,46 \text{ м}$$

где $m_{\Pi}=1,3 \text{ кг/м}$ – масса полосы

Окончательно принимаем:

$$l_{\Pi}=0,46 \text{ м.} \quad (147)$$

Тогда число прокладок в пролете можно определить по формуле:

$$N=(l/l_{\Pi})-1 \quad (148)$$

$$N=5.52$$

Окончательно принимаем $N=6$.

При наличии шести прокладок в пролете расчетный пролет равен:

$$L_{\Pi}=l/(N+1) \quad (149)$$

$$L_{\Pi}=0,429 \text{ м}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$F_{\Pi}=(K_{\phi} * i_{уд}^2 * 10^{-7})/4b \quad (150)$$

где $b=0.008 \text{ м}$

$$F_{\Pi}=475,5 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале полос можно определить по формуле:

$$\sigma_{\Pi}=(f_{\Pi} * l_{\Pi}^2)/12 * W_{\Pi} , \quad (151)$$

где

$$W_{\Pi}=(b^2 * h)/6 \quad (152)$$

$$\sigma_{\Pi}=1,35 \text{ МПа}$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по формуле:

$$\sigma_{\Phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times (I_2 \times i_{уд}^2) / a \times W_{\Phi}, \quad (153)$$

где

$$W_{\Phi} = (b \cdot h^2) / 3 \quad (154)$$

$$\sigma_{\Phi} = 0,244 \text{ МПа}$$

Найдем расчетное значение напряжения в материале шин:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\Phi} + \sigma_{\Pi} \quad (155)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 1,6 < 75 \text{ МПа.}$$

Следовательно, шины механически прочны.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах.

Расчётный ток продолжительного режима:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\Sigma \text{РП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (156)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{5101}{\sqrt{3} \cdot 6} = 294,5 \text{ А.}$$

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные шины прямоугольного сечения $30 \cdot 4 \text{ мм}^2$, марки АДО.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 294,5 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 365 \text{ А.} \quad (157)$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (158)$$

где C – для алюминиевых шин $C = 95$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{51.441 \cdot 10^3}}{95} = 2.387 \text{ мм}^2.$$

Шины термически стойкие.

Проверяем шины на механическую стойкость. Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет 200 Гц. Но перед этим найдем момент инерции. Если шины расположены плашмя, а полосы в пакете жёстко связаны между собой, то момент инерции:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (159)$$

где $b = 0.4$ см – ширина шины,

$h = 3$ см – длина шины.

$$J = \frac{0.4 \cdot 3^3}{12} = 0.9 \text{ см}^3.$$

Длина пролета находится по формуле:

$$l \leq \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0.9}{3}}} = 0.689 \text{ м}.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot I^2}{a \cdot W}, \quad (160)$$

где a – расстояние между фазами;

W – момент сопротивления.

Если шины расположены плашмя, то момент сопротивления определяется по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (170)$$

$$a = 2 \cdot (b + h) \cdot 10^{-2}; \quad (171)$$

$$W = \frac{0.4 \cdot 3^2}{6} = 0.6 \text{ см}^2;$$

$$a = 2 \cdot (3 + 0.4) \cdot 10^{-2} = 0.211 \text{ м.}$$

Напряжение в материале шины равно:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(5.131 \cdot 10^3)^2 \cdot 0.689^2}{0.211 \cdot 0.6} = 1.708 \text{ МПа}.$$

Так как допустимое напряжение для данного сплава $\sigma_{\text{доп}} = 40$ МПа, то механическая прочность шин будет обеспечена. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 36 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$I_{\text{max}} = 294.533 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 365 \text{ А}$	$740 \geq 302.6$
$\sigma_{\text{расч}} = 1.708 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$	$1.708 \geq 19.025$
$q_{\text{min}} = 2,388 \text{ мм}^2$	$q = 300 \text{ мм}^2$	$300 \geq 4,588$

9.7 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:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (172)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (173)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОСПК-2-6,3/75-II-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200.$$

Высота изолятора равна:

$$H_{из} = 215 \text{ мм.}$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L = 209,448 \cdot 1,2 = 251,386. \quad (174)$$

Так как допустимая сила меньше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

Выбор опорных 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:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (175)$$

$$F_{расч} = 0.6 F_{разр} = F_{доп}. \quad (176)$$

где - $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

Условие $F_{расч} < F_{доп}$ выполняется, следовательно выбранный изолятор подходит к применению. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 37 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_p = 6 \text{ В}$	$U_n = 6 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$F_{расч} = 14.882 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор проходных изоляторов

Выбираем изолятор ИП6/630 - 7,5УХЛЗ, $I_{max} = 294.5 \text{ А}$, $F_{разр} = 7500 \text{ Н}$

Максимальная сила, действующая на изгиб.

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} 1 \cdot (i_{уд})^2 \quad (177)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0.211} 0.689 \cdot (5.131 \cdot 10^3)^2 = 7.441 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}.$$

Условие $F_{расч} < F_{доп}$ выполняется, следовательно выбранный изолятор подходит к применению. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 38 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_p = 6 \text{ В}$	$U_n = 6 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$F_{\text{расч}} = 7.441 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$
$I_p = 294.5 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$	$I_n \geq I_p$

Выбор предохранителей для трансформатора СН

Для защиты трансформатора СН примем следующий тип предохранителя: ПКТ-101-6-2-31.5У1.

$$I_{\text{max}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2.406 \text{ А.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 39 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_p = 6 \text{ В}$	$U_n = 6 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$I_{\text{max}} = 2,406 \text{ А}$	$I_n = 2 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \geq I_p$
$I_{\text{кз}} = 5,034 \text{ А}$	$I_{\text{откл}} = 31500 \text{ А}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{кз}}$

9.8 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 40 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора ТДН -16000/35	2×1	2	0,62	2	1,24
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	

1	2	3	4	5	6
ЗРУ 6 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 35 кВ	2	2	0	2	
Позарядно- зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				159,0	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \text{ кВ} \quad (178)$$

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{159,0^2 + 2,17^2} = 127,21 \text{ кВ}.$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250 – 6У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

9.9 Выбор ячеек КРУ на ПС Инструментальный завод

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распредустройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

– выключатели вакуумные;

– разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;

- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирм «SIEMENS», «AREVA», «SCHNEIDER ELECTRIC», «ABB» и других ведущих зарубежных производителей.

Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}; \quad (179)$$

– длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}; k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}. \quad (180)$$

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (181)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей

в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];

$i_{\text{ат}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

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

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (182)$$

где $t_{3 \text{ min}}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (183)$$

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (184)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (185)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (186)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (187)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ [17, с.155].

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [17, с.110].

На примере произведем выбор выключателя на ф.1 ПС Инструментальный завод

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 95А, в послеаварийном режиме при питании ф.1 ПС Инструментальный завод составляет $I_{\text{max}} = 182,8\text{А}$.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (188)$$

$$B_{\text{к}} = 4,38^2 \cdot (1 + 0,01) = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ-М-6-20

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.B} \text{ с} \quad (189)$$

$$\tau = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \text{ кА} \quad (190)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным

$$I_{пт} = I_{п0}. \quad (191)$$

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} \text{ кА,} \quad (192)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1, \quad (193)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС Инструментальный завод сведены в следующей таблице.

Таблица 41 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=182,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.НОМ}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=0,51 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Выбор трансформатора тока

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

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}; \quad (194)$$

– току

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}; \quad (195)$$

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

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (196)$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} ; \quad (197)$$

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (198)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет $S_{\text{номА}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СС3020 - щитовой цифровой частотомер, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность составляет $5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет 9 В·А.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице.

Таблица 42 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции Инструментальный завод

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			18,5	–
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			8,5	–

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 9,96 \text{ кА}, \quad (199)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (200)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (201)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (202)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \text{ Ом} \quad (203)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (204)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \text{ Ом} \quad (205)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}.$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}.$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 1- класс точности) сводим в таблицу .

Таблица 43 – Проверка трансформатора тока на вводе 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=462 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу

Таблица 44 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{НОМ}}=300 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=231 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 45– Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{НОМ}}=200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=182,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=306,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Выбор трансформатора напряжения

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

– конструкции и схеме соединения обмоток;

- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2}$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице.

Таблица 46 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	1	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	СР3020-ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого						109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 + 5 \cdot 2 + 5 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА.}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-УХЛ(2) (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице.

Таблица 47 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=400 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. Они играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов – искключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбираем на стороне 6 кВ разъединитель марки РВЗ-6/400УХЛ2 по напряжению установки ($U_{уст} = 6$ кВ), по току продолжительного режима ($I_{max} = 182,8$ А). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 48– Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6$ кВ	$U_P = 6$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400$ А	$I_P = 182,8$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 21,921$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА ² с	$V_K = 22,71$ кА ² с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА ² с	$V_K = 22,71$ кА ² с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

9.10 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты электрооборудования от коммутационных перенапряжений применяются нелинейные ограничители перенапряжений, которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную покрывку. Резисторы выполнены из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка. Защитное действие ограничителя обусловлено тем, что при появлении опасного для изоляции перенапряжения вследствие высокой нелинейности резисторов через ОПН протекает значительный импульсный ток, в результате чего перенапряжение снижается до уровня, безопасного для изоляции защищаемого оборудования.

Преимуществами ОПН являются возможность глубокого ограничения перенапряжений, в том числе междуфазных, малые габариты, позволяющие использовать их в качестве опорных изоляционных колонн, большая пропускная способность.

Найдём расчётную величину рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч} = \frac{U_{max.раб}}{k_6}, \quad (206)$$

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

k_6 – коэффициент учитывающий увеличение величины напряжения, за счёт кратковременного воздействия, определяется по диаграммам из [12], в зависимости от времени поиска и ликвидации однофазного замыкания на землю:

$$U_{расч} = \frac{6.3}{1.22} = 5.16 \text{ кВ}.$$

Определяется импульсный ток, протекающий через ОПН:

$$I_{к} = \frac{U - U_{ост}}{Z_6} \cdot \left(1 + \frac{Z_6}{\beta \cdot L_2} \right), \quad (207)$$

где Z_{β} – волновое сопротивление провода относительно земли;
 L_c – предвключенная индуктивность питающей подстанции;
 β – расчётная частота.

Приближённое значение импульсного тока можно определить из таблиц, источника, оно составляет 200 А.

На стороне 6 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-6/12. Ограничители перенапряжений серии ОПН-П напряжением 6 кВ выпускаются НЛП «Элизор» (г. Екатеринбург). Ограничители перенапряжения используются для внутренней и наружной установки в сетях среднего и высокого напряжения. Ограничитель перенапряжения выполнен на основе варисторов, надёжно удерживаемых стекловолоконным материалом, пропитанным высокопрочным полимером. Корпус выполнен из терморезистивного трекингоустойчивого полимера методом вакуумного литья, что обеспечивает максимальную герметичность и отсутствие воздушных пузырьков во всех внутренних частях ОПН.

Таблица 49 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Условия выбора	Справочные данные	Расчётные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$	6 кВ	5,16 кВ
$I_{\text{наиб.проп.}} \geq I_{\text{расч.имп.}}$	100 кА	200

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

10.1 Заземление подстанции Инструментальный завод

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [22] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (208)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с изолированной нейтралью рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (209)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 35 кВ составляет 89,4 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 35 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{35 \cdot 89,4}{350} = 9 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{9} = 28 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Согласно плану ПС Инструментальный завод, представленному на 5 листе графической части, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2.$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (210)$$

где δ_{cp} – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k \text{ мм}, \quad (211)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ = 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \text{ м} \tag{212}$$

$$L = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \quad (213)$$

$$m = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16$$

принимая значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a/m = 48,93/8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (214)$$

$$L = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} \quad (215)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62,$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_b \cdot l_b} \right), \quad (216)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения l_b/\sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (217)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (218)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26,$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления подстанции Инструментальный завод приведен на листе графической части дипломного проекта.

10.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в

которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов подстанции Инструментальный завод, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

– 8 м для порталов 35 кВ [31];

– 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 6 кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21 м, второго 19 м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [31].

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (220)$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 16,1 \text{ м}; \quad (221)$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м};$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м}.$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода (лист графической части).

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (222)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (223)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м};$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}.$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} \text{ м} \quad (224)$$

$$h_{cr12} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) \text{ м} \quad (225)$$

$$r_{1.1} = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м};$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) \text{ м} \quad (226)$$

$$r_{2.1} = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}.$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{M-M} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) \text{ м} \quad (227)$$

$$r_{c1} = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м};$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м};$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} \text{ м} \quad (228)$$

$$r_{c12} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м}.$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Инструментальный завод приведены на листе графической части.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность,

потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

11.1 Защита трансформатора

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности, дифференциальная защита;

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение;

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений;

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью;

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На подстанции Инструментальный завод 35/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 4000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

11.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (229)$$

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

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,98 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 209,95 \text{ А}.$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.т.т.В}}}{I_{\text{н.т.т.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.т.т.Н}}}, \quad (230)$$

где $K_{\text{тр.т.т.Н}} = I_{\text{н.т.т.П}} / I_{\text{н.т.т.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.т.т.П}}$, $I_{\text{н.т.т.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.т.т.ВН}} = 200 / 5 = 40;$$

$$K_{\text{тр.т.т.НН}} = 600 / 5 = 120;$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{65,98}{40} = 1,65 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{209,95}{120} = 0,55 \text{ А}.$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{тр.т.т.Н}} \leq 5,$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = 1,65 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = 0,55 \text{ А, выбираем } 1 \text{ А.}$$

11.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на

выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

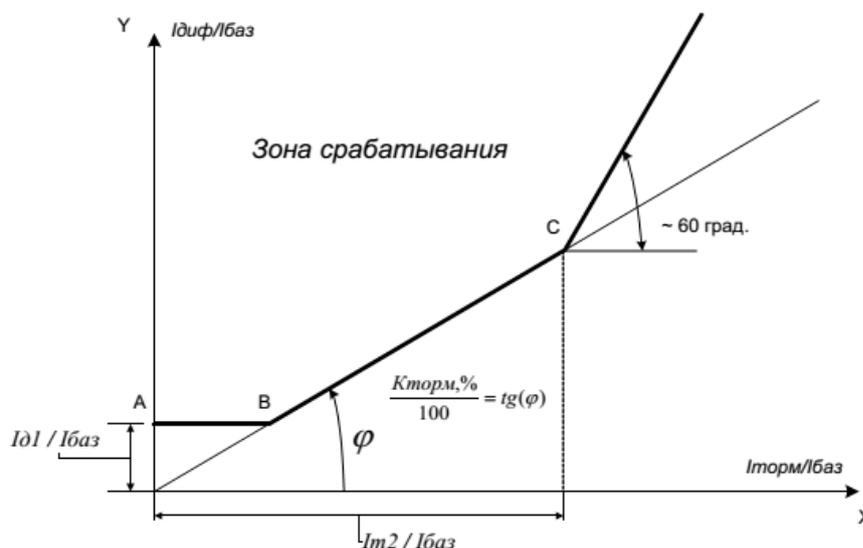


Рисунок 25 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{T2}/I_{\text{ном.ВН}}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{\text{ном.ВН}}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{\text{ном.ВН}}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{\text{торм, \%}}$ и ДЗТ-2 – $I_{T2}/I_{\text{ном.ВН}}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{\text{ном.ВН}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (223)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (231)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (232)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (233)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (234)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{нб.расч}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{нб.расч}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{выр}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{расч}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{нб.расч} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной

характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (235)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (236)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\% .$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{\text{баз}}$ 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 ($I_T/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

11.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6,$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} ,$$

где $k_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{нб.расч*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{расч*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

11.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_b} \cdot I_{раб.макс}, \quad (237)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [21] для городских сетей общего назначения: $K_{зап} = 2,5$;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб, макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 92,38 = 307,92 \text{ A};$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 293,92 = 979,75 \text{ A}.$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (238)$$

где $I_{\text{кз, мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{308} = 13,81 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{979,75} = 3,87 > 1,5.$$

11.6 Автоматика на подстанции Инструментальный завод

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки

потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная атоматика параметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);

- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

11.7 Сигнализация на подстанции Инструментальный завод

Для построения систем центральной сигнализации (ЦС) на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$, а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинки сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + И, \quad (239)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

$И$ – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 71382,85 \text{ тыс.руб.};$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 76137,12 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 7%, поэтому выбираем первый вариант развития электрической сети.

Оценка экономической эффективности проекта

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Расчетный период времени – это срок реализации проекта, этот срок выбирается в зависимости от нормативного срока эксплуатации наибольшей по весу стоимости объекта основных фондов, используемых в проекте. Так как наибольший вес в проекте – это оборудования подстанций, а их нормативный срок эксплуатации 20 лет, то расчетный период равен 20 годам.

Для того чтобы рассчитать эффективность проекта необходимо оценить выручку от реализации проекта. Выручка от реализации должна компенсировать все затраты в течении расчетного периода, имеющегося в проекте. Ранее были рассчитаны себестоимости передачи $I_{\Sigma} - I_{\Delta}$, и потерь электроэнергии $I_{\Delta\varepsilon}$.

Проводился расчет технических потерь, для этого случая будет соблюдено равенство: себестоимость потерь 1 кВт/ч будет равна тарифу на потери 1 кВт/ч.

Согласно постановлению Правительства РФ на потребительских рынках электрической энергии и тепловой энергии применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

- 1) Устанавливаемые Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (например, в РФ это ФСТ);
- 2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической мощности;
- 3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Необходимая валовая выручка на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку средств и возмещению недостатка средств.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;

- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырьё и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и реализацией продукции, определяются ФСТ.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в установленные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулируемыми органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг.

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф продажи электрической энергии, поставляемый на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{cp} = \frac{HBB^{\exists}}{\mathcal{E}_{omn}}, \text{руб/тыс.кВт}^* \text{ч}, \quad (240)$$

где HBB^{\exists} - необходимая валовая выручка на производство электроэнергии;
 \mathcal{E}_{omn} - отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расчет выручки от реализации продукции в год T , рассчитывается следующим образом:

$$O_{pt} = I_{\Sigma t} + K_{обт} + K_{проц}, \text{ тыс. руб.}, \quad (241)$$

где $I_{\Sigma t}$ – полная себестоимость электроэнергии, которая была рассчитана для момента времени после завершения строительства и возврата денежных средств;

$K_{проц}$ – проценты инвестируемому в проект капиталу, по ставке рефинансирования, принятый 10%;

$K_{обт}$ – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую и кредиторскую задолженность, определяемый по формуле:

$$K_{обт} = 0,02 \cdot K_t + 0,1 \cdot I_{\Sigma t} + 0,02 \cdot 0,3 \cdot K_t \quad (242)$$

$$K_{обт} = 0,02 \cdot 1145563,15 + 0,1 \cdot 21499,32 + 0,02 \cdot 0,3 \cdot 1145563,15 = \\ = 31934, \text{ тыс.руб};$$

$$O_{pt} = 21499,3 + 31934 + 13974 = 67407,65, \text{ тыс.руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t} \quad (243)$$

$$ПБ_t = 67407,65 - 21499,32 = 45908.$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot \alpha, \quad (244)$$

где α – налог на прибыль, равный 0,24.

$$H_t = 45908 \cdot 0,24 = 11018.$$

Чистая прибыль:

$$П_ч = ПБ_t - H_t + И_{амт} \tag{245}$$

$$П_ч = 45908 - 11018 + 11851,08 = 46741.$$

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

В работе производится реконструкция подстанции Инструментальный завод на напряжение 35/6 кВ для обеспечения электроснабжения потребителей города Владивостока. К подстанции Инструментальный завод подходят воздушные линии 35 кВ.

В разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на реконструируемой подстанции 35/6 кВ Инструментальный завод.

13.1 Безопасность проекта

Распределительное устройство подстанции 35/6 Инструментальный завод - 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 [2].

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

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 35/6 Инструментальный завод 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 35 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, 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 устанавливаются 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;

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°C ; недоступные для прикосновения - выше 70°C . 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 применяется 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 Инструментальный завод 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 [2].

13.2 Экологичность проекта

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. Основной способ 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.

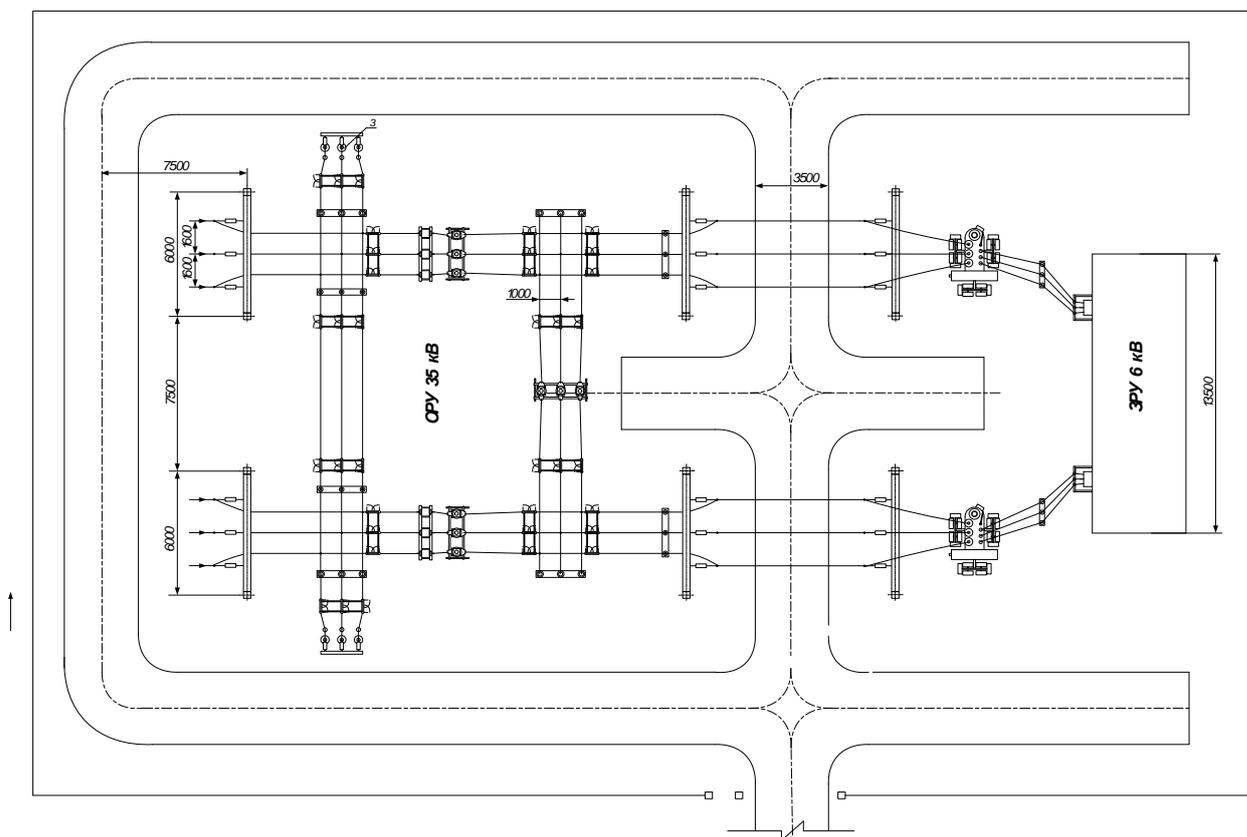


Рисунок 26 – План подстанции 35/6 Инструментальный завод

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных 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 маслонаполненными 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 маслобункер. 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 маслобункер. 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.

13.3 Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС Инструментальный завод

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС Инструментальный завод 35/6 для маслonaполненного трансформатора ТМН 35/6 мощностью 10 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТМН-16000/35;

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 – $t=1800$ с;

Плотность масла – $\rho_{TM}=850$ кг/м³.

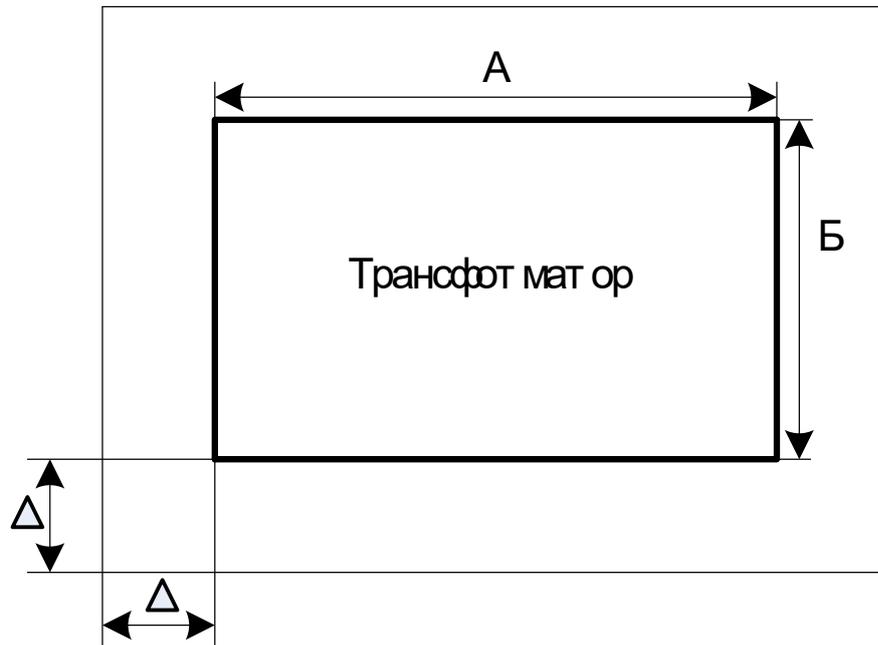


Рисунок 27 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м³ :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}} \quad (246)$$

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

Площадь боковой поверхности трансформатора, м²

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H \quad (247)$$

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

Площадь маслоприемника, м²

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (248)$$

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, м³

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}) \quad (249)$$

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

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{МП}} \quad (250)$$

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

Высота маслоприемника, м

$$h_{МП} = h_{\text{мп + воды}} + h_2 \quad (251)$$

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.

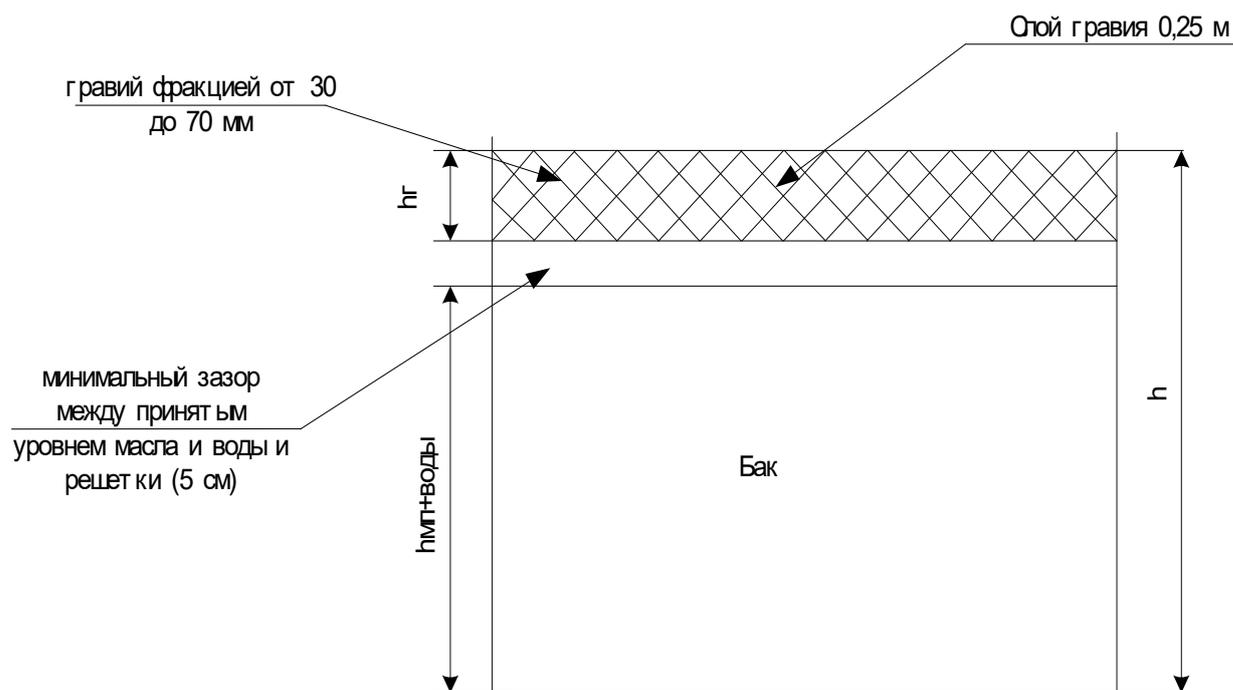


Рисунок 28 - Устройство маслоприемника.

13.4 Чрезвычайные ситуации

Правила пожарной безопасности на проектируемой подстанции
Инструментальный завод

ЗРУ на подстанции 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 маслонаполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [14] на ПС должны выполняться следующие правила:

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

2 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.

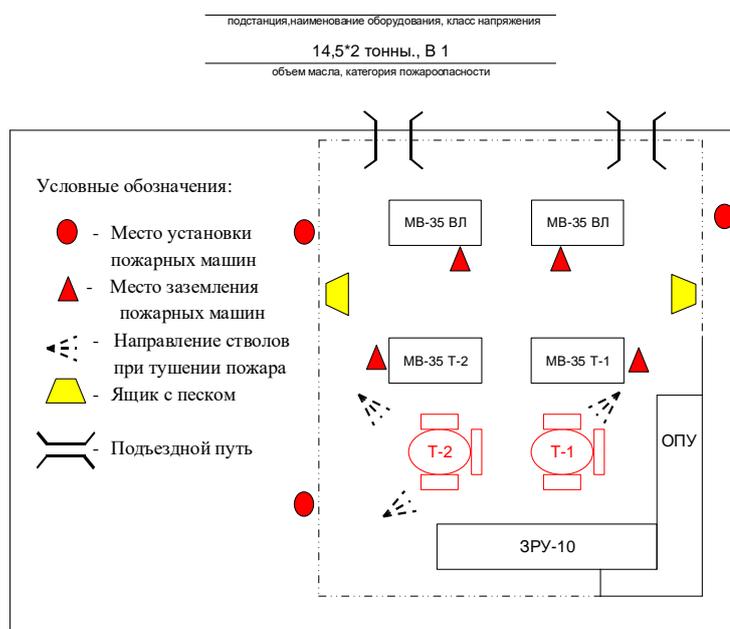


Рисунок 29 – Карточка пожаротушения на подстанции
Инструментальный завод

3 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.

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

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

6 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.

7 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.

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

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

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

11 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.

12 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.

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

14 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.).

15 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
Инструментальный завод

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:

- 1 Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.
- 2 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.
- 3 Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2
- 4 Отключить по очереди шинки управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-10 Т-1, МВ-10 Т-2.
- 5 Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.
- 7 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.
- 8 Организовать встречу пожарной команды.
- 9 Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).
- 10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).
- 11 По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.
- 12 Провести инструктаж личному составу подразделения.
- 13 Оформить допуск на тушение пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для надёжного электроснабжения потребителей города Владивостока потребовалась реконструкция подстанции Инструментальный завод. Для выбора наиболее выгодного с точки зрения стоимости и наиболее оптимального с точки зрения надежности были разработаны два варианта подключения реконструируемой подстанции к существующей линии 35 кВ Залив - Телецентр:

1. первый вариант подразумевает строительство линии от существующей ВЛ 35 кВ Залив - Телецентр;
2. второй вариант также подразумевает строительство линии от существующей ВЛ 35 кВ Залив - Телецентр, а также дополнительной ВЛ 35 кВ от подстанции 35 кВ Телецентр.

Надёжность второго варианта при строительстве дополнительной линии 35 кВ немного выше, чем в первом варианте. Однако по результатам сравнения технико-экономического расчёта обоих вариантов был выбран первый вариант подключения подстанции. Капиталовложения в первый вариант заметно ниже, что является ключевым условием для строительства новых объектов энергетики в условиях непростой экономической ситуации. Показатели надёжности для выбранного варианта являются оптимальными для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей.

Для дальнейшего расчёта был выбран первый вариант реконструируемой сети – строительство ВЛ 35 кВ от существующей линии 35 кВ Залив - Телецентр

В работе решены следующие основные задачи:

– показан расчёт нагрузок на подстанции Инструментальный завод и произведен выбор наиболее оптимальный с точки зрения экономических затрат и надёжности вариант подключения нового потребителя;

- произведены выбор и проверка оборудования на проектируемой ПС Инструментальный завод;

- произведен расчет молниезащиты вводимой ПС Инструментальный завод с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор устройств релейной;
- произведен расчёт надежности системы электроснабжения потребителя – Амурского газоперерабатывающего завода.

Разработанный вариант реконструкции подстанции 35/6 кВ Инструментальный завод для электроснабжения потребителей города Владивосток обеспечивает эффективное и надёжное электроснабжение.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 2 Белов Н.В. Библия электрика. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 3 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- 4 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
- 5 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 6 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 8 Правила устройства электроустановок.
- 9 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001
- 10 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
- 11 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
- 12 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

13 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

14 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.

15 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для сузов. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.

16 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

17 Правила устройства электроустановок-10-е изд. перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2007. – 512 с.

18 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

19 Герасимов А.И. Проектирование электроснабжение цехов предприятий цветной металлургии: Учеб. пособие 2-е изд. перераб. и доп. /Гос. образ. учреждение «ГАЦМиЗ» - Красноярск, 2003. – 260с.: ил.

20 Шеховцов В.П. – Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский центр ФОРУМ – ИНФА –М, 2007. – 210с.: ил.

21 К: / СЭСР / Оборудование / Расчет освещения. Расчет освещения по коэффициенту использования

22 Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 258с.: ил.

23 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

24 Кудрин, Б. И. –Электроснабжение промпредприятий- 2-ое издание – М., «Интермет Инжиниринг».2006. – 672с.: ил.

25 Киреев Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. «Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик»,2003.

26 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

27 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

28 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр.

29 Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168с.

30 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва, 2003.- 398с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет токов КЗ

$$S_6 := 100 \quad \text{MVA}$$

$$U_{61} := 110 \quad \text{кВ}$$

$$U_{62} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$U_{63} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$I_6 := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} \quad I_6 = 0.525$$

$$X_{\text{лс}} := 27.58 \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad X_{\text{лс}} = 0.228$$

$$X_C := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot 8.514 \cdot 110} + X_{\text{лс}} \quad X_C = 0.29$$

$$X_{C2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot 19.304 \cdot 35} \quad X_{C2} = 0.085$$

$$X_{C3} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot 10.751 \cdot 35} \quad X_{C3} = 0.153$$

Генераторы:

Сверх переходная ЭДС:

$$E'' = 1.08$$

- Рожков стр. 99

$$X_r = 0.125$$

- лекции

исходные данные:

$$X'_{\text{АТВ}} := 23.32 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{\text{АТС}} := 2.06 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{\text{АТН}} := 42.8 \quad \text{Ом}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{\text{АТВ}} := X'_{\text{АТВ}} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{\text{АТВ}} = 0.044083$$

$$X_{\text{АТС}} := X'_{\text{АТС}} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{\text{АТС}} = 0.003894$$

$$X_{\text{АТН}} := X'_{\text{АТН}} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{\text{АТН}} = 0.080907$$

Трансформаторы:

$$X'_{1\text{T}} := 12.84 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{2\text{T}} := 13 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{3\text{T}} := 13.04 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{5\text{T}} := 52 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{6\text{T}} := 52 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{T1}} := X'_{1\text{T}} \cdot \frac{S_6}{115^2} \quad X_{\text{T1}} = 0.097089$$

$$X_{\text{T2}} := X'_{2\text{T}} \cdot \frac{S_6}{115^2} \quad X_{\text{T2}} = 0.098299$$

$$X_{\text{T3}} := X'_{3\text{T}} \cdot \frac{S_6}{115^2} \quad X_{\text{T3}} = 0.098601$$

$$X_{\text{T5}} := X'_{5\text{T}} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{\text{T5}} = 0.098299$$

$$X_{\text{T6}} := X'_{6\text{T}} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{\text{T6}} = 0.098299$$

Нулевая последовательность

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{0T1} := X_{T1} \quad X_{0T2} := X_{T2} \quad X_{0T3} := X_{T3} \quad X_{0T5} := X_{T5} \quad X_{0T6} := X_{T6}$$

$$X_{0BH} := X_{ATB} \quad X_{0CH} := X_{ATC} \quad X_{0HH} := X_{ATH}$$

прямая последовательность

исходные данные:

$$X'_{2ATB} := 5.23 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{2ATC} := 13.79 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{2ATH} := 12.8 \quad \text{Ом}$$

$$X_{2ATB} := X'_{2ATB} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{2ATB} = 0.009887$$

$$X_{2ATC} := X'_{2ATC} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{2ATC} = 0.026068$$

$$X_{2ATH} := X'_{2ATH} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{2ATH} = 0.024197$$

Трансформаторы:

$$X'_{2T5} := 12.9 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{2T6} := 12.76 \quad \text{Ом}$$

$$X'_{2T8} := 57.62 \quad \text{Ом}$$

$$X_{2T5} := X'_{2T5} \cdot \frac{S_6}{115^2} \quad X_{2T5} = 0.097543$$

$$X_{2T6} := X'_{2T6} \cdot \frac{S_6}{115^2} \quad X_{2T6} = 0.096484$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{2T8} := X'_{2T8} \cdot \frac{S_6}{230^2} \quad X_{2T8} = 0.108922$$

Нулевая последовательность

$$X_{02T5} := X_{2T5}$$

$$X_{02T6} := X_{2T6}$$

$$X_{02T8} := X_{2T8}$$

$$X_{02BH} := X_{2ATB}$$

$$X_{02CH} := X_{2ATC}$$

$$X_{02HH} := X_{2ATH}$$

Прямая последовательность

$$S_H := 17.84$$

$$E_H := 1.03$$

$$X_H := 0.33 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad X_H = 1.85$$

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

$$S_{AT} := 125$$

$$U_{KBH} := 42.7$$

$$U_{KBС} := 11.2$$

$$U_{KCH} := 27.9$$

$$U_{KB} := 0.5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBС} - U_{KCH})$$

$$U_{KB} = 13$$

$$U_{KC} := 0.5 \cdot (U_{KBС} + U_{KCH} - U_{KBH})$$

$$U_{KC} = -1.8$$

$$U_{KH} := 0.5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBС})$$

$$U_{KH} = 29.7$$

$$X_{3ATB} := \frac{U_{KB} \cdot S_6}{2 \cdot 100 \cdot S_{AT}} \quad X_{3ATB} = 0.052$$

$$X_{3ATC} := \frac{U_{KC} \cdot S_6 \cdot (-1)}{2 \cdot 100 \cdot S_{AT}} \quad X_{3ATC} = 0.0072$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{3\text{ATH}} := \frac{U_{\text{кн}} \cdot S_6}{2 \cdot 100 \cdot S_{\text{AT}}} \quad X_{3\text{ATH}} = 0.1188$$

$$X_{3\text{ATH}} := X_{3\text{ATH}} + X_{\text{H}}$$

Нулевая последовательность

$$X_{0\text{H}} = 1.8 \cdot X_{\text{H}} \quad X_{0\text{H}} = 3.33 \quad X_{3\text{ATH}} = 1.969$$

$$X_{03\text{ВН}} := X_{3\text{ATВ}} \quad X_{03\text{СН}} := X_{3\text{ATС}} \quad X_{03\text{НН}} := X_{3\text{ATH}}$$

Линии

Прямая последовательность

$$X'_{\text{л1}} := 0.65$$

$$X'_{\text{л2}} := 4.36$$

$$X'_{\text{л3}} := 2 + 1.22 + 0.14 + 0.49 + 0.77 + 1.92 + 0.85$$

$$X'_{\text{л4}} := 1.24 + 0.32 + \frac{(1.9 + 0.48) \cdot (1.9 + 1.67)}{1.9 + 0.48 + 1.9 + 1.67} + 1.07$$

$$X'_{\text{л5}} := 3.74 + 2.72 + 2.58 + 10.22$$

$$X'_{\text{л6}} := 4.11 + 11.01 + 4.84 + 4.73$$

$$X'_{\text{л7}} := 11.04$$

$$X'_{\text{л8}} := 9.87$$

$$X'_{\text{л9}} := 21.58$$

$$X_{\text{л1}} := X'_{\text{л1}} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} \quad X_{\text{л1}} = 0.053$$

$$X_{\text{л2}} := X'_{\text{л2}} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad X_{\text{л2}} = 0.036$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{л3} := X'_{л3} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} \quad X_{л3} = 0.603$$

$$X_{л4} := X'_{л4} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} \quad X_{л4} = 0.331$$

$$X_{л5} := X'_{л5} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} \quad X_{л5} = 1.572$$

$$X_{л6} := X'_{л6} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} \quad X_{л6} = 2.016$$

$$X_{л7} := X'_{л7} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad X_{л7} = 0.091$$

$$X_{л8} := X'_{л8} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad X_{л8} = 0.082$$

$$X_{л9} := X'_{л9} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad X_{л9} = 0.178$$

Нулевая последовательность

$$X_{0л1} := 3 \cdot X_{л1} \quad X_{0л1} = 0.159$$

$$X_{0л2} := 3 \cdot X_{л2} \quad X_{0л2} = 0.108$$

$$X_{0л3} := 3 \cdot X_{л3} \quad X_{0л3} = 1.81$$

$$X_{0л4} := 3 \cdot X_{л4} \quad X_{0л4} = 0.994$$

$$X_{0л5} := 3 \cdot X_{л5} \quad X_{0л5} = 4.717$$

$$X_{0л6} := 3 \cdot X_{л6} \quad X_{0л6} = 6.047$$

$$X_{0л7} := 3 \cdot X_{л7} \quad X_{0л7} = 0.274$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{0л8} := 3 \cdot X_{л8} \quad X_{0л8} = 0.245$$

$$X_{0л9} := 3 \cdot X_{л9} \quad X_{0л9} = 0.535$$

Прямая последовательность

$$X_1 := X_{г1} + X_r \quad X_1 = 0.222$$

$$X_{г1} = 0.097$$

$$X_2 := X_{г2} + X_r \quad X_2 = 0.223$$

$$X_r = 0.125$$

$$X_3 := X_{г3} + X_r \quad X_3 = 0.224$$

$$X_{г2} = 0.098$$

$$X_4 := X_{АТН} + X_r \quad X_4 = 0.206$$

$$X_{г5} = 0.098$$

$$X_5 := X_{г5} + X_r \quad X_5 = 0.223$$

$$X_{АТН} = 0.081$$

$$X_6 := X_{г6} + X_r \quad X_6 = 0.223$$

$$X_7 := X_{2г5} + X_r \quad X_7 = 0.223$$

$$X_8 := X_{2г6} + X_r \quad X_8 = 0.221$$

$$X_9 := X_{2АТН} + X_r \quad X_9 = 0.149$$

$$X_{10} := X_{2г8} + X_r \quad X_{10} = 0.234$$

$$X_{11} := \frac{1}{\frac{1}{X_{л3}} + \frac{1}{X_{л4}}} \quad X_{11} = 0.214$$

$$X_{л3} = 0.603$$

$$X_{л4} = 0.331$$

$$X_{12} := \frac{X_{11} \cdot X_{л5}}{X_{11} + X_{л5} + X_{л6}} + X_{3АТС} \quad X_{12} = 0.096$$

$$X_{л5} = 1.572$$

$$X_{3АТС} = 7.2 \times 10^{-3}$$

$$X_{13} := \frac{X_{11} \cdot X_{л6}}{X_{11} + X_{л5} + X_{л6}} + X_{л1} \quad X_{13} = 0.166$$

$$X_{л1} = 0.053$$

$$X_{14} := \frac{X_{л5} \cdot X_{л6}}{X_{11} + X_{л5} + X_{л6}} \quad X_{14} = 0.834$$

$$X_{2АТВ} = 9.887 \times 10^{-3}$$

$$X_{л7} := X_{2АТВ} + X_{2АТС} \quad X_{л7} = 0.036$$

$$X_{2АТС} = 0.026$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{15} := \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \quad X_{15} = 0.074 \quad \begin{array}{l} X_1 = 0.222 \\ X_2 = 0.223 \\ X_3 = 0.224 \end{array}$$

$$X_{16} := X_4 + X_{ATC} + \frac{X_4 \cdot X_{ATC}}{X_{ATB}} \quad X_{16} = 0.228 \quad \begin{array}{l} X_4 = 0.206 \\ X_{ATB} = 0.044 \end{array}$$

$$X_{17} := X_{ATB} + X_{ATC} + \frac{X_{ATB} \cdot X_{ATC}}{X_4} \quad X_{17} = 0.049 \quad X_{ATC} = 3.894 \times 10^{-3}$$

$$X_{18} := X_4 + X_{ATB} + \frac{X_4 \cdot X_{ATB}}{X_{ATC}} \quad X_{18} = 2.581$$

$$X_{19} := \frac{X_7 \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \quad X_{19} = 0.011 \quad \begin{array}{l} X_7 = 0.036 \\ X_{C2} = 0.085 \\ X_{C3} = 0.153 \end{array}$$

$$X_{20} := \frac{X_{C3} \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \quad X_{20} = 0.048$$

$$X_{21} := \frac{X_7 \cdot X_{C3}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \quad X_{21} = 0.02$$

$$X_{22} := \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} \quad X_{22} = 0.056 \quad \begin{array}{l} X_{15} = 0.074 \\ X_{16} = 0.228 \end{array}$$

$$X_{23} := \frac{1}{\frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_{18}}} \quad X_{23} = 0.107 \quad \begin{array}{l} X_5 = 0.223 \\ X_6 = 0.223 \\ X_{18} = 2.581 \end{array}$$

$$X_{24} := X_{19} + X_{14} \quad X_{24} = 0.845 \quad \begin{array}{l} X_{19} = 0.011 \\ X_{14} = 0.834 \end{array}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{26} := \frac{X_{17} \cdot X_{22}}{X_{17} + X_{22} + X_{23}} + X_{13} \quad X_{26} = 0.179$$

$$X_{27} := \frac{X_{22} \cdot X_{23}}{X_{17} + X_{22} + X_{23}} \quad X_{27} = 0.028$$

$$X_{28} := \frac{X_{17} \cdot X_{23}}{X_{17} + X_{22} + X_{23}} \quad X_{28} = 0.025$$

$$X_{32} := X_{21} + 2 \cdot X_{20} \quad X_{32} = 0.115$$

$$X_{33} := X_{24} + 2 \cdot X_{20} \quad X_{33} = 0.94$$

$$X_{34} := X_{12} + 2 \cdot X_{3\text{ATH}} \quad X_{34} = 4.033$$

$$X_{35} := X_{3\text{ATB}} + 2 \cdot X_{3\text{ATH}} \quad X_{35} = 3.989$$

$$X_{36} := X_{\text{л}7} + 2 \cdot X_{\text{C}} \quad X_{36} = 0.67$$

$$X_{37} := X_{\text{л}8} + 2 \cdot X_{\text{C}} \quad X_{37} = 0.661$$

$$X_{38} := X_{34} + X_{26} + \frac{X_{34} \cdot X_{26}}{X_{33}} \quad X_{38} = 4.981$$

$$X_{39} := X_{33} + X_{26} + \frac{X_{33} \cdot X_{26}}{X_{34}} \quad X_{39} = 1.161$$

$$X_{40} := X_{35} + X_{\text{л}2} + \frac{X_{35} \cdot X_{\text{л}2}}{X_{36}} \quad X_{40} = 4.24$$

$$X_{41} := X_{36} + X_{\text{л}2} + \frac{X_{36} \cdot X_{\text{л}2}}{X_{35}} \quad X_{41} = 0.712$$

$$X_{42} := X_{\text{л}9} + \frac{X_{37} \cdot X_{32}}{X_{32} + X_{37}} \quad X_{42} = 0.277$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{\Sigma} := \frac{1}{\frac{1}{X_{27}} + \frac{1}{X_{38}} + \frac{1}{X_{39}}} \quad X_{\Sigma} = 0.027$$

$$X_{\text{pez}} := X_{\Sigma} + X_{28} \quad X_{\text{pez}} = 0.052$$

$$C_1 := \frac{X_{\Sigma}}{X_{27}} \quad C_2 := \frac{X_{\Sigma}}{X_{38}} \quad C_3 := \frac{X_{\Sigma}}{X_{39}}$$

$$X_{44} := \frac{X_{\text{pez}}}{C_1} \quad X_{44} = 0.054$$

$$X_{45} := \frac{X_{\text{pez}}}{C_2} \quad X_{45} = 9.449$$

$$X_{46} := \frac{X_{\text{pez}}}{C_3} \quad X_{46} = 2.203$$

$$X_{47} := \frac{1}{\frac{1}{X_{41}} + \frac{1}{X_{42}} + \frac{1}{X_{46}}} \quad X_{47} = 0.183$$

$$X_{48} := \frac{1}{\frac{1}{X_{40}} + \frac{1}{X_{45}}} \quad X_{48} = 2.927$$

$$I_{\text{п01}} := \frac{E_{\text{H}} \cdot I_6}{X_{48}} \quad I_{\text{п01}} = 0.185 \quad E_{\text{H}} = 1.03 \quad I_{\text{п04}} := \frac{E_{\text{H}} \cdot I_6}{X_{35}} \quad I_{\text{п04}} = 0.136$$

$$I_{\text{п02}} := \frac{E'' \cdot I_6}{X_{44}} \quad I_{\text{п02}} = 10.554 \quad I_6 = 0.525 \quad E'' = 1.08 \quad I_{\text{п05}} := \frac{1 \cdot I_6}{X_{36}} \quad I_{\text{п05}} = 0.783$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$I_{п03} := \frac{1 \cdot I_6}{X_{47}} \quad I_{п03} = 2.872 \quad X_{48} = 2.927 \quad I_{п05} + I_{п04} = 0.918$$

$$I_{п0} := I_{п01} + I_{п02} + I_{п03}$$

$$I_{п0} = 13.611$$

$$X_{44} = 0.054$$

$$X_{47} = 0.183$$

$$i_{a0} := \sqrt{2} \cdot I_{п0}$$

$$i_{a0} = 19.249$$

$$k_{уд} := 1.935$$

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0}$$

$$i_{уд} = 37.248$$

Нулевая последовательность

$$X_{03щц} := 0.1188$$

$$X_{01} := \frac{1}{\frac{1}{X_{0г1}} + \frac{1}{X_{0г2}} + \frac{1}{X_{0г3}}}$$

$$X_{01} = 0.033$$

$$X_{02} := \frac{1}{\frac{1}{X_{0г5}} + \frac{1}{X_{0г6}}}$$

$$X_{02} = 0.049$$

$$X_{0a} := X_{0CH} + X_{0HH} + \frac{X_{0CH} \cdot X_{0HH}}{X_{0BH}}$$

$$X_{0a} = 0.092$$

$$X_{0b} := X_{0CH} + X_{0BH} + \frac{X_{0CH} \cdot X_{0BH}}{X_{0HH}}$$

$$X_{0b} = 0.05$$

$$X_{0c} := X_{0BH} + X_{0HH} + \frac{X_{0BH} \cdot X_{0HH}}{X_{0CH}}$$

$$X_{0c} = 1.041$$

$$X_{03} := \frac{1}{\frac{1}{X_{02г5}} + \frac{1}{X_{02г6}}}$$

$$X_{03} = 0.049$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{02a} := X_{02CH} + X_{02HH} + \frac{X_{02CH} \cdot X_{02HH}}{X_{02BH}} \quad X_{02a} = 0.114$$

$$X_{02b} := X_{02CH} + X_{02BH} + \frac{X_{02CH} \cdot X_{02BH}}{X_{02HH}} \quad X_{02b} = 0.047$$

$$X_{02c} := X_{02BH} + X_{02HH} + \frac{X_{02BH} \cdot X_{02HH}}{X_{02CH}} \quad X_{02c} = 0.043$$

$$X_{04} := X_{0л7} + X_{0л8} \quad X_{04} = 0.518$$

$$X_{05} := \frac{X_{0л3} \cdot X_{0л4}}{X_{0л3} + X_{0л4}} \quad X_{05} = 0.642$$

$$X_{06} := \frac{X_{05} \cdot X_{0л5}}{X_{05} + X_{0л5} + X_{0л6}} \quad X_{06} = 0.265$$

$$X_{07} := \frac{X_{05} \cdot X_{0л6}}{X_{05} + X_{0л5} + X_{0л6}} \quad X_{07} = 0.34$$

$$X_{08} := \frac{X_{0л6} \cdot X_{0л5}}{X_{05} + X_{0л5} + X_{0л6}} \quad X_{08} = 2.501$$

$$X_{09} := \frac{X_{01} \cdot X_{0a}}{X_{01} + X_{0a}} \quad X_{09} = 0.024$$

$$X_{010} := \frac{X_{02} \cdot X_{0c}}{X_{02} + X_{0c}} \quad X_{010} = 0.047$$

$$X_{011} := X_{0л1} + X_{07} \quad X_{011} = 0.499$$

$$X_{012} := X_{06} + X_{03CH} \quad X_{012} = 0.273$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{013} := \frac{X_{03} \cdot X_{02a}}{X_{03} + X_{02a}} \quad X_{013} = 0.034$$

$$X_{014} := \frac{X_{02c} \cdot X_{02r8}}{X_{02c} + X_{02r8}} \quad X_{014} = 0.031$$

$$X_{015} := \frac{X_{02b} \cdot X_{013}}{X_{02b} + X_{013} + X_{014}} \quad X_{015} = 0.014$$

$$X_{016} := \frac{X_{013} \cdot X_{014}}{X_{02b} + X_{013} + X_{014}} \quad X_{016} = 9.442 \times 10^{-3}$$

$$X_{017} := \frac{X_{02b} \cdot X_{014}}{X_{02b} + X_{013} + X_{014}} \quad X_{017} = 0.013$$

$$X_{018} := X_{08} + X_{015} \quad X_{018} = 2.515$$

$$X_{019} := \frac{X_{04} \cdot X_{0л2}}{X_{04} + X_{0л9} + X_{0л2}} \quad X_{019} = 0.048$$

$$X_{020} := \frac{X_{04} \cdot X_{0л9}}{X_{04} + X_{0л9} + X_{0л2}} \quad X_{020} = 0.239$$

$$X_{021} := \frac{X_{0л2} \cdot X_{0л9}}{X_{04} + X_{0л9} + X_{0л2}} \quad X_{021} = 0.05$$

$$X_{022} := X_{017} + X_{020} \quad X_{022} = 0.252$$

$$X_{023} := X_{019} + X_{03BH} \quad X_{023} = 0.1$$

$$X_{024} := X_{011} + X_{09} + \frac{X_{011} \cdot X_{09}}{X_{0b}} \quad X_{024} = 0.764$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{025} := X_{011} + X_{0b} + \frac{X_{011} \cdot X_{0b}}{X_{09}} \quad X_{025} = 1.587$$

$$X_{026} := X_{09} + X_{0b} + \frac{X_{09} \cdot X_{0b}}{X_{011}} \quad X_{026} = 0.077$$

$$X_{027} := X_{012} + X_{03HH} + \frac{X_{012} \cdot X_{03HH}}{X_{023}} \quad X_{027} = 0.714$$

$$X_{028} := X_{012} + X_{023} + \frac{X_{012} \cdot X_{023}}{X_{03HH}} \quad X_{028} = 0.603$$

$$X_{029} := X_{023} + X_{03HH} + \frac{X_{023} \cdot X_{03HH}}{X_{012}} \quad X_{029} = 0.263$$

$$X_{030} := X_{018} + X_{016} + \frac{X_{018} \cdot X_{016}}{X_{022}} \quad X_{030} = 2.619$$

$$X_{031} := X_{018} + X_{022} + \frac{X_{018} \cdot X_{022}}{X_{016}} \quad X_{031} = 69.815$$

$$X_{032} := X_{016} + X_{022} + \frac{X_{016} \cdot X_{022}}{X_{018}} \quad X_{032} = 0.262$$

$$X_{033} := \frac{1}{\frac{1}{X_{024}} + \frac{1}{X_{027}} + \frac{1}{X_{030}}} \quad X_{033} = 0.323$$

$$X_{034} := \frac{1}{\frac{1}{X_{029}} + \frac{1}{X_{032}}} \quad X_{034} = 0.131$$

$$X_{035} := \frac{1}{\frac{1}{X_{028}} + \frac{1}{X_{031}}} \quad X_{035} = 0.598$$

$$X_{036} := \frac{X_{033} \cdot X_{035}}{X_{033} + X_{035} + X_{034}} \quad X_{036} = 0.184$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_{037} := \frac{X_{033} \cdot X_{034}}{X_{033} + X_{035} + X_{034}} \quad X_{037} = 0.04$$

$$X_{038} := \frac{X_{034} \cdot X_{035}}{X_{033} + X_{035} + X_{034}} \quad X_{038} = 0.075$$

$$X_{039} := X_{038} + X_{021} \quad X_{039} = 0.124$$

$$X_{040} := X_{036} + X_{025} \quad X_{040} = 1.771$$

$$X_{041} := X_{040} + X_{037} + \frac{X_{040} \cdot X_{037}}{X_{039}} \quad X_{041} = 2.386$$

$$X_{042} := X_{040} + X_{039} + \frac{X_{040} \cdot X_{039}}{X_{037}} \quad X_{042} = 7.353$$

$$X_{043} := X_{037} + X_{039} + \frac{X_{037} \cdot X_{039}}{X_{040}} \quad X_{043} = 0.167$$

$$X_{044} := \frac{1}{\frac{1}{X_{041}} + \frac{1}{X_{026}}} \quad X_{044} = 0.074$$

$$X_{045} := \frac{1}{\frac{1}{X_{010}} + \frac{1}{X_{043}}} \quad X_{045} = 0.037$$

$$X_{046} := \frac{X_{042} \cdot X_{044}}{X_{042} + X_{044} + X_{045}} \quad X_{046} = 0.073$$

$$X_{047} := \frac{X_{044} \cdot X_{045}}{X_{042} + X_{044} + X_{045}} \quad X_{047} = 3.646 \times 10^{-4}$$

$$X_{048} := \frac{X_{042} \cdot X_{045}}{X_{042} + X_{044} + X_{045}} \quad X_{048} = 0.036$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_0 := \frac{1}{\frac{1}{X_{046}} + \frac{1}{X_{048}}} + X_{047} \quad X_0 = 0.025$$

Двухфазное КЗ

$$E_3 := \frac{\frac{E_H}{X_{48}} + \frac{E''}{X_{44}} + \frac{1}{X_{47}}}{\frac{1}{X_{48}} + \frac{1}{X_{44}} + \frac{1}{X_{47}}} \quad I_6 = 0.525$$

$$E_3 = 1.061$$

$$X_{13} := \frac{1}{\frac{1}{X_{48}} + \frac{1}{X_{44}} + \frac{1}{X_{47}}} \quad X_{13} = 0.041$$

$$I_{1K2} := \frac{E_3 \cdot I_6}{X_{13} + 0.02} \quad I_{1K2} = 9.143$$

$$I_{K2} := \sqrt{3} \cdot I_{1K2} \quad I_{K2} = 15.837$$

Начальное значение периодической составляющей тока:

$$I_{2п0} := \sqrt{3} \cdot \frac{E'' \cdot I_6}{X_{13} + 0.02} \quad I_{2п0} = 16.114$$

Однофазное КЗ

$$I_{1K1} := \frac{E_3 \cdot I_6}{X_{13} + 0.02 + 0.02} \quad I_{1K1} = 6.884 \quad I_{п0} = 13.611$$

$$I_{K1} := 3 \cdot I_{1K1} \quad I_{K1} = 20.651$$

Начальное значение периодической составляющей тока:

$$I_{1п0} := 3 \cdot \frac{E'' \cdot I_6}{X_{13} + 0.02 + 0.02} \quad I_{1п0} = 21.013 \quad E'' = 1.08$$

$$i_{1a0} := \sqrt{2} \cdot I_{1п0} \quad i_{1a0} = 29.717$$

$$i_{1уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{1п0} \quad i_{1уд} = 57.503$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет токов КЗ

$$X_I := X_{048} + 2 \cdot X_{047} \quad X_I = 0.037$$

$$X_{II} := X_{046} + 2 \cdot X_{047} \quad X_{II} = 0.074$$

$$I_{01} := I_{K1} \cdot \frac{X_I}{X_I + X_{II}} \quad I_{01} = 6.873$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчёт молниезащиты ПС Инструментальная

1) Расчет молниеотводов

а) Принимаем высоту молниеотвода:

$$h := 30 \text{ м}$$

б) Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} := 44.7 \quad L_{M23} := 59.1 \quad L_{M34} := 53.4 \quad L_{M45} := 41.6 \quad L_{M56} := 65.4 \quad L_{M61} := 45.9$$

Расстояние между молниеотводами 2-3, 6-7, 7-8 аналогично расстоянию между молниеотводами 1-2.

Расстояние между молниеотводами 5-6 аналогично расстоянию между молниеотводами 3-4.

Расстояние между молниеотводами 1-8 аналогично расстоянию между молниеотводами 4-5.

в) Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} := 0.85 \cdot h \quad h_{эф} = 25.5 \text{ м}$$

г) Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h \quad r_0 = 31.2 \text{ м}$$

д) Находим половину ширины внутренней зоны:

$$r_{C0} := r_0 \quad r_{C0} = 31.2 \text{ м}$$
$$r'_{C0} := r_0 \cdot \left[1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M56} - 2 \cdot h)}{h} \right] \quad r'_{C0} = 30.077$$

е) Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{CG12} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h) \quad h_{CG12} = 22.869 \text{ м}$$

$$h_{CG23} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M23} - h) \quad h_{CG23} = 20.291 \text{ м}$$

$$h_{CG34} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M34} - h) \quad h_{CG34} = 21.311 \text{ м}$$

$$h_{CG45} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M45} - h) \quad h_{CG45} = 23.424 \text{ м}$$

$$h_{CG56} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M56} - h) \quad h_{CG56} = 19.163 \text{ м}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт молниезащиты ПС Инструментальная

$$h_{CG61} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M61} - h) \quad h_{CG61} = 22.654 \quad \text{м}$$

ж) Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта
- линейный портал:

$$h_{лп} := 16.5 \quad \text{м}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}}\right) \quad r_x = 11.012 \quad \text{м}$$

- шинный портал:

$$r_0 = 31.2$$

$$h_{эф} = 25.5$$

$$h_{шп} := 11 \quad \text{м}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{шп}}{h_{эф}}\right) \quad r_x = 17.741 \quad \text{м}$$

з) Половина ширины зоны на уровне защищаемого объекта:

- линейный портал:

$$r_{C0} = 31.2 \quad \text{м}, \quad h_{CG12} = 22.869 \quad \text{м}, \quad h_{CG34} = 21.311 \quad \text{м}, \quad h_{CG45} = 23.424 \quad \text{м}, \quad h_{лп} = 16.5 \quad \text{м}$$

$$r_{CX12} := r_{C0} \cdot \frac{h_{CG12} - h_{лп}}{h_{CG12}} \quad r_{CX12} = 8.689 \quad \text{м}$$

$$r_{CX23} := r_{C0} \cdot \frac{h_{CG23} - h_{лп}}{h_{CG23}} \quad r_{CX23} = 5.829$$

$$r_{CX34} := r_{C0} \cdot \frac{h_{CG34} - h_{лп}}{h_{CG34}} \quad r_{CX34} = 7.044 \quad \text{м}$$

$$r_{CX45} := r_{C0} \cdot \frac{h_{CG45} - h_{лп}}{h_{CG45}} \quad r_{CX45} = 9.222 \quad \text{м}$$

$$r_{CX56} := r'_{C0} \cdot \frac{h_{CG56} - h_{лп}}{h_{CG56}} \quad r_{CX56} = 4.18 \quad \text{м}$$

$$r_{CX61} := r'_{C0} \cdot \frac{h_{CG61} - h_{лп}}{h_{CG61}} \quad r_{CX61} = 8.17 \quad \text{м}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт молниезащиты ПС Инструментальная

- шинный портал:

$$r_{C0} = 31.2 \quad \text{м}, \quad h_{CG12} = 22.869 \quad \text{м}, \quad h_{CG34} = 21.311 \quad \text{м}, \quad h_{CG45} = 23.424 \quad \text{м}, \quad h_{шп} = 11 \quad \text{м}$$

$$r_{CX12} := r_{C0} \cdot \frac{h_{CG12} - h_{шп}}{h_{CG12}} \quad r_{CX12} = 16.193 \quad \text{м}$$

$$r_{CX23} := r_{C0} \cdot \frac{h_{CG23} - h_{шп}}{h_{CG23}} \quad r_{CX23} = 14.286 \quad \text{м}$$

$$r_{CX34} := r_{C0} \cdot \frac{h_{CG34} - h_{шп}}{h_{CG34}} \quad r_{CX34} = 15.096 \quad \text{м}$$

$$r_{CX45} := r_{C0} \cdot \frac{h_{CG45} - h_{шп}}{h_{CG45}} \quad r_{CX45} = 16.548 \quad \text{м}$$

$$r_{CX56} := r'_{C0} \cdot \frac{h_{CG56} - h_{шп}}{h_{CG56}} \quad r_{CX56} = 12.812 \quad \text{м}$$

$$r_{CX61} := r'_{C0} \cdot \frac{h_{CG61} - h_{шп}}{h_{CG61}} \quad r_{CX61} = 15.472 \quad \text{м}$$

2) Определение параметров контура заземления

а) Во второй климатической зоне удельное сопротивление верхнего слоя грунта (РД стр 177):

$$\rho_1 := 50 \quad \text{Ом*м}$$

Для второго находим по формуле:

$$\psi := 2.7 \quad (\text{Электротех. справочник том 3 стр. 303 табл. 44.5})$$

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} \quad \rho_2 = 18.519 \quad \text{Ом*м}$$

б) Контур заземляющей сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1,5 м.

Площадь используема под заземлитель ПС равна:

$$A := 119.4 \quad \text{м} \quad B := 92 \quad \text{м}$$

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \quad S = 1.163 \times 10^4 \quad \text{м}^2 \quad B + 2 \cdot 1.5 = 95$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт молниезащиты ПС Инструментальная

в) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетки выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности равный:

$$D_{\text{пр}} := 12 \text{ мм}$$

Найдем механическую прочность:

$$R := 6 \text{ мм}, \quad \pi = 3.142$$

$$F_{\text{мп}} := \pi \cdot R^2 \quad F_{\text{мп}} = 113.097 \text{ мм}^2$$

Термическая прочность:

$$I_{\text{кз}} := 18000 \text{ А}$$

$$t_{\text{с.з}} := 0.1 \text{ с}$$

$\beta := 21$ - коэффициент термической стали

$$F_{\text{тс}} := \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{с.з}}}{400 \cdot \beta}} \quad F_{\text{тс}} = 62.106 \text{ мм}^2$$

Проверяем сечение на коррозионную стойкость:

$a_{\text{к}} := 0.0026$ $b_{\text{к}} := 0.00915$ $c_{\text{к}} := -0.0104$ $\alpha_{\text{к}} := 0.0224$ - коэффициенты зависящие от
грунта (Корякин Р.Н. стр. 282
табл. 5.26)

$T := 240$ мес - время использования заземлителя

$$S_{\text{ср}} := a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^2 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T) + \alpha_{\text{к}} \quad S_{\text{ср}} = 0.668 \text{ мм}^2$$

$$D_{\text{пр}} = 12 \text{ мм}$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D_{\text{пр}} + S_{\text{ср}}) \quad F_{\text{кор}} = 26.583 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{мп}} \geq F_{\text{мин}}$$

$$F_{\text{мп}} = 113.097 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{мин}} := F_{\text{тс}} + F_{\text{кор}} \quad F_{\text{мин}} = 88.688 \text{ мм}^2$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт молниезащиты ПС Инструментальная

г) Для второй климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта (электротех. справочник 3 том стр. 303 табл. 44.5):

$$H_{\text{св}} := 2 \text{ м}$$

Принимаем глубину заложения вертикального прутка 0,8 м.

Принимаем вертикальные прутки диаметром:

$$D_{\text{св}} := 12 \text{ мм}$$

Длина вертикальных прутков:

$$l_{\text{в}} := 5 \text{ м}$$

д) Принимаем расстояние между полосами сетки:

$$l := 12 \text{ м}$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке будет равна:

$$A := 119.4 \text{ м} \quad B := 92 \text{ м}$$
$$L_{\text{Г}} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1.5}{l} + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \frac{A + 2 \cdot 1.5}{l} \quad L_{\text{Г}} = 1.938 \times 10^3 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении ПС квадратичной моделью со стороной:

$$S = 1.163 \times 10^4 \text{ м}^2$$

$$\sqrt{S} = 107.833 \text{ м}$$

В этом случае число ячеек равно:

$$\sqrt{S} = 107.833 \text{ м}$$

$$m := \frac{L_{\text{Г}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad m = 7.986$$

$$m := 8$$

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 13.479 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad L = 1.941 \times 10^3 \text{ м}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт молниезащиты ПС Инструментальная

е) Определяем количество вертикальных электродов:

$l_{\text{в}} := 5 \text{ м}$ - длина вертикальных электродов

$a := 24 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными электродами.

$$n_{\text{в}} := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad n_{\text{в}} = 17.972$$

$$n_{\text{в}} := 18$$

Вычислим стационарное сопротивление заземлителя:

$$\frac{l_{\text{в}}}{\sqrt{S}} = 0.046$$

$A := 0.4$ - коэффициент зависящий от соотношения $l_{\text{в}}/\sqrt{S}$.

$$R_{\text{с1}} := \rho_1 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right) \quad R_{\text{с1}} = 0.21 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{с2}} := \rho_2 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right) \quad R_{\text{с2}} = 0.078 \quad \text{Ом}$$

ж) Определим импульсное сопротивление заземлителя:

импульсный коэффициент:

$I_{\text{м}} := 50 \text{ кА}$ - ТОК МОЛНИИ

$$\alpha_{\text{и1}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}} \quad \alpha_{\text{и1}} = 2.145$$

$$\alpha_{\text{и2}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}} \quad \alpha_{\text{и2}} = 2.243$$

$$R_{\text{и1}} := R_{\text{с1}} \cdot \alpha_{\text{и1}} \quad R_{\text{и1}} = 0.451 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{и2}} := R_{\text{с2}} \cdot \alpha_{\text{и2}} \quad R_{\text{и2}} = 0.175 \quad \text{Ом}$$

