


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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«22» 06 2018г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» в связи с реконструкцией подстанции 110 кВ Бурун

Исполнитель  
студент группы 442-062

  
12.06.2018  
подпись, дата


Б. Д. Денисов

Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

  
22.06.2018  
подпись, дата

А. Н. Козлов

Консультант:  
безопасность и  
экологичность  
доцент, канд. техн. наук

  
15.06.2018  
подпись, дата

А. Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд. тех. наук

  
22.06.2018  
подпись, дата

А. Н. Козлов


Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

- К выпускной квалификационной работе студента Денисова  
Богдана Денисовича
1. Тема выпускной квалификационной работы: Оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ АО «РСК Приморские ЭС  
(утверждено приказом от 12.03.18 № 573-У)  
в связи с реконструкцией ПС 110 кВ «Бурин»
  2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_
  3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные об оборудова-  
нии, электрические нагрузки, схема ЭС
  4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Оптимизация режима работы, расчет режимов  
работы, расчет токов КЗ, выбор и проверка оборудования,  
моментах, расчет релейной защиты
  5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Оригинальная  
схема, Анализ режимов, подробная электрическая  
схема, моменты
  6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Б.М.Д.: доцент, к.т.н. Буланов А.Б
  7. Дата выдачи задания 07.05.18
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)  
Ишопоевич, доцент, канд. техн. наук
- Задание принял к исполнению (дата): 07.05.18  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 145 с., 18 рисунков, 47 таблиц, 1 приложение, 22 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЖИМ, СЕЧЕНИЕ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ

Данная выпускная квалификационная работа включает в себя расчет и прогноз электрических нагрузок, так же представленные возможные варианты оптимизации режимов работы электрических сетей 110 кВ Приморского энергорайона в связи с реконструкцией ПС 110 кВ «Бурун», выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на ПС «Бурун», спроектировано конструктивное исполнение вводимых новых линий с ПС с последующим расчетом релейной защиты, молниезащиты и заземления с учетом безопасности и экологичности, а так же выполнен экономический расчет включающий в себя расчет капиталовложений и итоговых затрат.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	9
1 Характеристика района	12
1.1 Климатическая и географическая характеристика района	12
1.2 Характеристика источника питания	14
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	16
3 Разработка оптимальных вариантов электрической сети и их анализ	19
3.1 Описание оптимального варианта конфигурации электрической сети	19
3.2 Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор рационального напряжения	20
3.3 Выбор типов схем распределительных устройств подстанции	22
3.4 Компенсация реактивной мощности	28
3.5 Выбор трансформаторов	30
3.6 Выбор сечений проводов	32
4 Экономический расчет	35
4.1 Расчет капиталовложений	35
4.2 Расчет потерь электроэнергии	37
4.3 Расчет издержек	37
4.4 Определение приведенных затрат	38
5 Основные технико – экономические показатели проекта	40
5.1 Себестоимость передачи электроэнергии	40
5.2 Простой срок окупаемости	41
6 Расчет и анализ установившихся режимов	42
6.1 Выбор ПВК для расчета максимального, минимального и	42

послеаварийного режимов	
6.2 Расчет максимального режима	44
6.3 Расчет минимального режима	45
6.4 Расчет послеаварийного режима	46
7 Регулирование напряжения в сети	47
7.1 Методы регулирования напряжения	47
7.2 Регулирование напряжения с помощью БК	48
7.3 Анализ и регулирование напряжений в узлах	48
8 Выбор главной схемы подстанции	51
9 Расчет токов короткого замыкания	55
10 Выбор электрического оборудования	59
10.1 Выбор комплектных распределительных устройств на стороне среднего напряжения	59
10.2 Выбор комплектных распределительных устройств на стороне низкого напряжения	60
10.3 Выбор и проверка выключателей	62
10.4 Выбор и проверка разъединителей	68
10.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	69
10.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	76
10.7 Выбор жестких шин	80
10.8 Выбор гибких шин	82
10.9 Выбор и проверка опорных изоляторов	87
10.10 Выбор ограничителей перенапряжения	90
10.11 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	92
10.12 Выбор аккумуляторных батарей	94
10.13 Выбор высокочастотных заградителей	97
10.14 Системы автоматизации подстанций и электрической части электростанций	98
11 Молниезащита	102

11.1 Молниезащита ОРУ 110 кВ подстанции Бурун	102
12 Защитное заземление	105
12.1 Расчет защитного заземления	105
13 Релейная защита и автоматика	111
13.1 Расстановка комплексов защит и автоматики	113
13.2 Релейная защита силового трансформатора на подстанции Бурун	113
13.2.1 Расчет уставок защит РЕТ 670 трансформатора	113
13.2.2 Дифференциальная токовая защита трансформатора	117
13.2.3 Дифференциальная токовая отсечка	120
13.2.4 Максимальная токовая защита трансформатора	121
13.2.5 Защита от перегрузки	125
13.2.6 Газовая защита трансформатора	126
13.2.7 Автоматика на подстанции Бурун	127
14 Безопасность и экологичность	129
14.1 Безопасность	132
14.2 Экологичность	132
14.2.1 Расчет шума создаваемого трансформаторами	134
14.3 Чрезвычайные ситуации	139
Заключение	143
Библиографический список	144
Приложение А Расчёт в программе Mathcad 15.0	146

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АРВ – автоматическая регулировка возбуждения;
- БСК – батареи синхронных компенсаторов;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высшее напряжение;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ДЗТ – дифференциальное реле с магнитным торможением;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КРУЭ - комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЗ – короткое замыкание;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- РУВН – распределительное устройство высокого напряжения;
- РУСН – распределительное устройство среднего напряжения;
- РУНН – распределительное устройство низкого напряжения;
- СВ – секционный выключатель;
- СН – среднее напряжение;

СЗ – срабатывание защиты;  
СР – срабатывание реле;  
ТН – трансформатор напряжения;  
ТО – токовая отсечка;  
ТТ – трансформатор тока;  
ТН – трансформатор напряжения;  
ЭЭС – электроэнергетическая система.



## ВВЕДЕНИЕ

Подстанция 110/35/6 кВ «Бурун» находится в обслуживании более 40 лет. Подстанционное оборудование претерпело не только физический, но и моральный износ. Загрузка подстанций составляет 160-180 % от нормативного значения. Вывод в ремонт одного из трансформаторов приводит к ограничению электроснабжения существующих потребителей. В связи с ростом электрических нагрузок, невозможностью дальнейшего подключения потребителей, принято решение о реконструкции подстанций с увеличением трансформаторной мощности. Ввод новых трансформаторов в эксплуатацию обеспечит более надежное энергоснабжение потребителей северной части г. Владивостока. В следствии этого была произведена реконструкция подстанции.

Целью данного проекта является оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ АО «ДРСК» Приморские ЭС в связи с реконструкцией ПС 110 кВ «Бурун», отвечающая современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

К задачам проекта относятся:

- 1) расчет и анализ установившихся режимов;
- 2) разработка и выбор оптимального варианта, отвечающего требованиям надежности и пропускной способности линий;
- 3) использование современного оборудования.

Напряжение — важнейший показатель режима электроэнергетической системы (ЭЭС), непосредственно влияющий на качество электрической энергии, надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы ЭЭС. Требования к качеству электрической энергии состоят в том, что нормируется ряд показателей режима напряжений, характеризующих его изменения при работе ЭЭС. С этими показателями можно подробно ознакомиться в ГОСТ 13109—97. Требования к качеству напряжения устанавливаются для точек сети, к которым присоединяются по-

требители электрической энергии. Нормы на показатели качества режима напряжений достаточно жесткие. Так, важным показателем является отклонение напряжения, определяемое (%) как разность между фактическим и номинальным напряжением, отнесенная к последнему. Учет надежности при рассмотрении режима напряжений состоит в том, что как в нормальных, так и в особенности в аварийных и послеаварийных режимах напряжения в любых точках сети ЭЭС не должны превышать или быть ниже определенных допустимых значений [5]. Нагрузка большинства потребителей непрерывно изменяется в течение суток и года. Изменение нагрузки приводит к изменению потерь напряжения в сетях и отклонению напряжения у приемников электрической энергии. Изменение напряжения относительно номинального значения  $U_{ном}$  оказывает неблагоприятное влияние на режимы работы, производительность и технико-экономические показатели всех элементов электрической системы. Именно для этого мы производим контроль изменения напряжения сети при помощи оптимизации режимов работы сети.

Оптимальный режим энергосистемы – это такой режим из допустимых, т.е. удовлетворяющих условиям надежности и качества электроэнергии, при котором обеспечивается минимум затрат при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей.

Оптимальное управление режимами достигается различными способами:

- 1) путем выбора конфигурации электрических сетей;
- 2) выбором состава включенного в работу оборудования;
- 3) управление параметрами режима энергосистемы.

Исключительная сложность оптимального управления режимами определяется не только большим количеством управляемых элементов, но и тем, что разные регулируемые и настраиваемые параметры требуется поддерживать оптимальными на большой территории. Оптимизацией режима электроэнергетической системы занимаются на разных уровнях:

1) проектировщики, которые рассматривают режимы на длительный период (на перспективу) – 1-5, 5-10, 10-20 лет;

2) персонал службы режимов рассматривает перспективные режимы на сутки, месяц, сезон;

3) оперативный персонал станций, электрических сетей, энергосистемы, который рассматривает текущий режим.

Основные задачи, решаемые при оптимизации режима:

1) распределение активных мощностей между генераторами электрических станций и между электрическими станциями энергосистемы, соответствующее минимуму суммарного расхода условного топлива, с учетом потерь активной мощности в сетях. Эта задача решается методом относительных приростов;

2) оптимизация режима электрической сети, приводящая к уменьшению суммарных потерь активной мощности в сетях, в результате оптимального выбора мощности и места размещения компенсирующих устройств, выбора коэффициентов трансформации трансформаторов связи при учете технических ограничений. Эта и следующая задача решаются путем решения уравнений установившегося режима с использованием градиентного метода;

3) комплексная оптимизация, т.е. нахождение мощностей станций, мощностей и мест размещения компенсирующих устройств; модулей и фаз напряжения во всех узлах при учете технических ограничений на параметры режима;

4) выбор оптимального состава работающего оборудования.

Вышесказанное обосновывает актуальность темы ВКР: оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ АО «ДРСК» Приморские ЭС в связи с реконструкцией ПС 110 кВ «Бурун».

Проект был разработан с использованием приложений и ПВК: Microsoft Office Word 2010 г., Microsoft Office Visio 2010 г., Microsoft Office Excel 2010 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, Rastrwin 3.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

## 1.1 Климатическая и географическая характеристика района

Приморский край расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР (с провинциями Гири и Хэйлуцзян), на юго-западе с КНДР (с городом Насон), с юга и востока омывается Японским морем. Площадь — 164673 км<sup>2</sup>, это 0,96 % площади России и 23-й по площади субъект Федерации. Максимальная протяжённость края (от устья реки Туманная до истоков реки Самарга) около 900 км. Наибольшая ширина (от долины реки Уссури до побережья Японского моря) около 280 км. Общая протяжённость границ края 3000 км, из них морские около 1500 км. Центральную и восточную части края занимают горы Сихотэ-Алинь, на западе расположена восточная окраина Восточно-Маньчжурской горной страны.

Между этими горными странами находятся Уссурийская и Приханкайская низменности. Приханкайская низменность простирается от южных границ озера Ханка до Амурского залива, включая бассейн реки Раздольной. На равнине расположены города Уссурийск и Спасск-Дальний. Преобладающие высоты 70-80 метров.

От северных границ Приханкайской низменности и вплоть до устья реки Большая Уссурка простирается Уссурийская низменность с городами Лесозаводск и Дальнереченск. Самой высокой вершиной края является гора Аник высотой 1933 м, расположенная на северо-востоке края у границы с Хабаровским краем, самая низкая точка — побережье Японского моря. Второй по высоте является гора Облачная (1855 м) на юго-востоке Чугуевского района. Крупный залив — Петра Великого.

Берега залива сильно изрезаны и образуют внутренние заливы: Амурский, Уссурийский, Посыета, Стрелок, Восток.

Восточное побережье менее изрезано, из заливов выделяется залив Ольги и залив Владимира. На юго-западе находится крупное озеро Ханка, по нему проходит граница с Китаем. Крупнейшей рекой края является Уссури, истоки реки которой находятся на склонах горы Снежная, к северо-востоку от горы Облачная.

Большая часть Уссури протекает по границе Китая и России. Из рек полностью протекающих по территории края крупнейшие Большая Уссурика, Малиновка, Арсеньевка. На севере протекает река Бикин, по большей части — по территории Приморья. Западные склоны Сихотэ-Алинь более пологи, течение рек бассейна Уссури в среднем и нижнем течении медленное, восточные склоны же крутые, и реки, впадающие в Японское море — горные, с быстрым течением. Многие территории Сихотэ-Алинь труднодоступны, в горах и предгорьях сохранились редкие виды флоры и фауны. Для их охраны создано несколько охраняемых территорий: заповедники, национальный парк Зов Тигра. Склоны гор и центральная часть покрыты тайгой, на вершинах гор — гольцы и тундра, на юге преобладают смешанные леса (дуб монгольский, клён маньчжурский, берёза), в Приханкайской низменности и Хасанском районе — лесостепь.

Климат умеренный, муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовых осадков. Осень как правило тёплая, сухая, с ясной погодой.

Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность — летом обильные осадки и туман. Лето — пора тайфунов, эти тропические циклоны каждый год посещают край, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству. Средняя температура июля +17...+26 °С. Самое холодное лето в крае — на Восточном побережье Приморья из-за холодного Приморского течения, на побере-

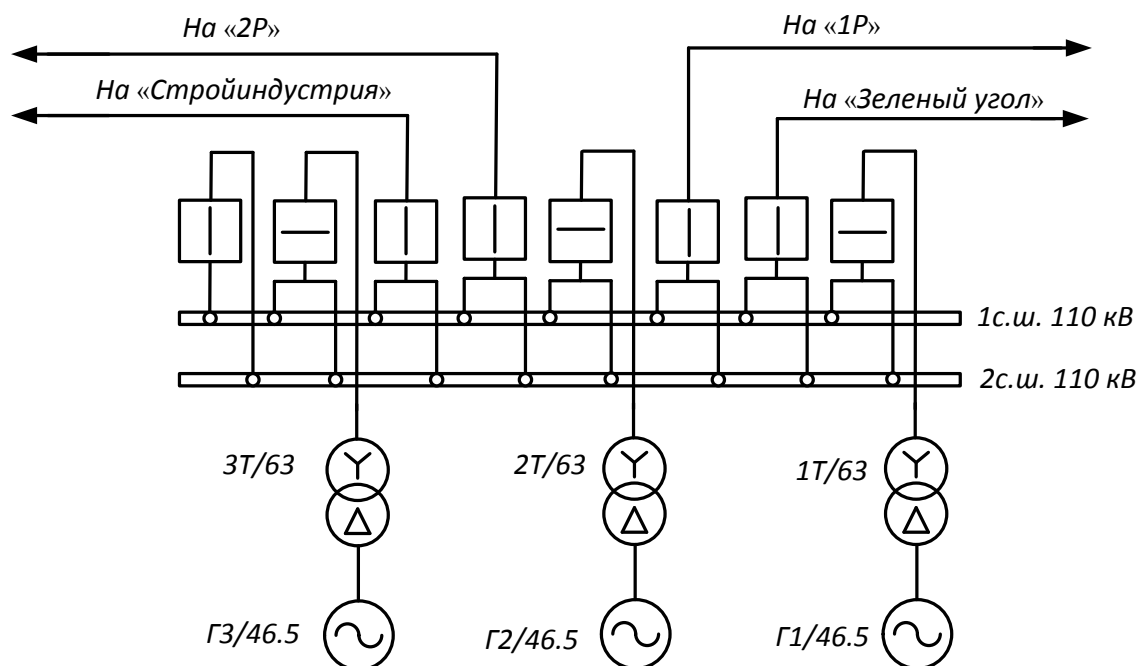
жье Татарского пролива. Самое жаркое на Приханкайской равнине. Абсолютный максимум +41 °С зарегистрирован в Пограничном районе. Средняя температура января от –8 °С до –18 °С на побережье, что в паре со влажностью и ветрами понижает её в 2 раза, а в материковых районах, с более сухим климатом, температура иногда доходит до –38 °С, но ветра более слабые. Самая тёплая зима на юге Хасанского района и на Восточном побережье, самая холодная — в горных районах центральной и северной части края. Абсолютный минимум –49 °С зарегистрированный в Красноармейском районе у села Глубинное связан с температурной инверсией в межгорной котловине. Самые холодные месяцы: декабрь, январь и февраль. Самые тёплые — июнь, июль и август в континентальных районах; июль, август и сентябрь на побережье. Осадков 600—900 мм в год.

В Приморском крае четыре района: Дальнегорский, Кавалеровский, Ольгинский и Тернейский, а так же посёлок городского типа Восток Красноармейского района, сёла Богуславец, Вострецово, Дальний Кут, Измайлиха, Мельничное, Роцино и Таёжное Красноармейского района приравнены к районам Крайнего Севера.

## **1.2 Характеристика источника питания**

ТЭЦ «Восточная» — тепловая электростанция, строящаяся в г. Владивосток Приморского края. Собственник — АО «Дальневосточная генерирующая компания», дочернее общество ПАО «РусГидро». ТЭЦ «Восточная» строится для обеспечения теплом и электроэнергией города Владивостока, в том числе новых жилых районов «Снеговая Падь» и «Патрокл». Станция будет поставлять тепло и горячую воду для более чем более 300 тыс. жителей Первореченского и Ленинского районов Владивостока, а также закроет до 20 % потребности города в электроэнергии. Сооружения станции возводятся на месте действующей котельной и заменит устаревшие мощности Центральной пароводяной бойлерной (ЦПВБ). Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, тепловая мощность — 421 Гкал/ч.

По конструкции ТЭЦ «Восточная» представляет собой газотурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Основное оборудование станции включает в себя три газотурбинные установки LM 6000 PF Sprint, производства фирмы General Electric, три котла-утилизатора и три пиковых водогрейных котла. Выдача электроэнергии будет производиться через КРУЭ-110 кВ. (См. рисунок 1)



*Восточная ТЭЦ*

Рисунок 1 – КРУЭ 110 кВ Восточная ТЭЦ

Проект строительства ТЭЦ «Восточная» реализуется с 2012 года, работы непосредственно на строительной площадке были начаты в 2014 году, завершение строительства намечено на 2018 год. Стоимость строительства станции составляет более 10 млрд рублей, финансирование строительства ведется за счет собственных средств и кредитов, выделенных Европейским банком реконструкции и развития (ЕБРР) и Европейским инвестиционным банком (ЕИБ).

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

Для расчёта нам необходимы значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. Используя исходные данные, а именно, суммарные установленные мощности подстанций и соответствующие им коэффициенты мощности нагрузки, можно посчитать необходимые величины.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Под рабочим режимом сети понимается ее условное установившееся электрическое состояние, определяемое её параметрами, т.е. параметрами режима.

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

Проведем расчет вероятностных характеристик потребителей.

Для зимы:

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = N_{mp} \cdot S_{T(ном)} \cdot K_3, \quad (1)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg(\varphi). \quad (2)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов;

$S_{m(ном)}$  - номинальная мощность трансформатора;



$K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора.

По максимальной мощности выбираются сечение проводов. По средней мощности выбираются трансформаторы.

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{cp}, \quad (3)$$

$$Q_{max} = K_{max} \cdot Q_{cp}. \quad (4)$$

где  $K_{max}$  - коэффициент максимума, равный 1,2.

Для расчета потерь электроэнергии рассчитываются эффективные мощности.

$$P_{ск} = K_{\phi} \cdot P_{cp}, \quad (5)$$

$$Q_{ск} = K_{\phi} \cdot Q_{cp}. \quad (6)$$

где  $K_{\phi}$  - коэффициент формы равный 1,15.

Для зимы и лета все характеристики нагрузок рассчитываются при помощи данных от службы ЦДИАС АО «ДРСК». Источником данных служит сводная информация. «Загрузка трансформаторов напряжением – 110, 35 кВ в контрольный день замеров 20 декабря 2017 г. за контрольные часы. Максимальное потребление Приморского края на 19 ч. 2287 МВт. И загрузка трансформаторов напряжением 110, 35 кВ в контрольный день замеров 21 июня 2017 г. за контрольные часы. Максимальное потребление Приморского края на 22 ч. 1388 МВт».

Расчет существующих подстанций производится в программе «Расчёт нагрузок» полученные значения сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Вероятностные характеристики

Подстанция	Время	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
2Р	Зима	22,86	26,75	27,43	9,14	10,70	10,97
	Лето	19,43	22,74	23,32	7,77	9,09	9,33
БУРУН	Зима	31,72	37,11	38,06	12,69	14,84	15,22
	Лето	26,96	31,54	32,35	10,78	12,62	12,94
2Р-КОТЕЛЬНАЯ	Зима	2,75	3,21	3,29	1,10	1,28	1,32
	Лето	2,33	2,73	2,80	0,93	1,09	1,12
АКАДЕМИЧЕ- СКАЯ	Зима	5,53	6,47	6,64	2,21	2,59	2,66
	Лето	4,70	5,50	5,64	1,88	2,20	2,26
ИППОДРОМ	Зима	5,60	6,55	6,72	2,24	2,62	2,69
	Лето	4,76	5,57	5,71	1,90	2,23	2,28
СЕДАНКА	Зима	10,72	12,54	12,86	4,29	5,02	5,15
	Лето	9,11	10,66	10,93	3,64	4,26	4,37
ВОЛНА	Зима	16,58	19,4	19,9	6,63	7,76	7,96
	Лето	14,1	16,5	16,9	5,64	6,6	6,77
ЧАЙКА	Зима	17,86	20,90	21,43	7,14	8,36	8,57
	Лето	15,18	17,76	18,22	6,07	7,11	7,29

### 3 РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ИХ АНАЛИЗ

#### 3.1 Описание варианта конфигурации электрической сети

Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований и качеству электроэнергии при нормальном режиме и при отключении одной ЛЭП или трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе оборудования. В соответствии с техническим проектом по Приморскому краю конфигурация участка сети на данный момент имеет наиболее оптимальный вид и принят к исполнению (См. рисунок 2).

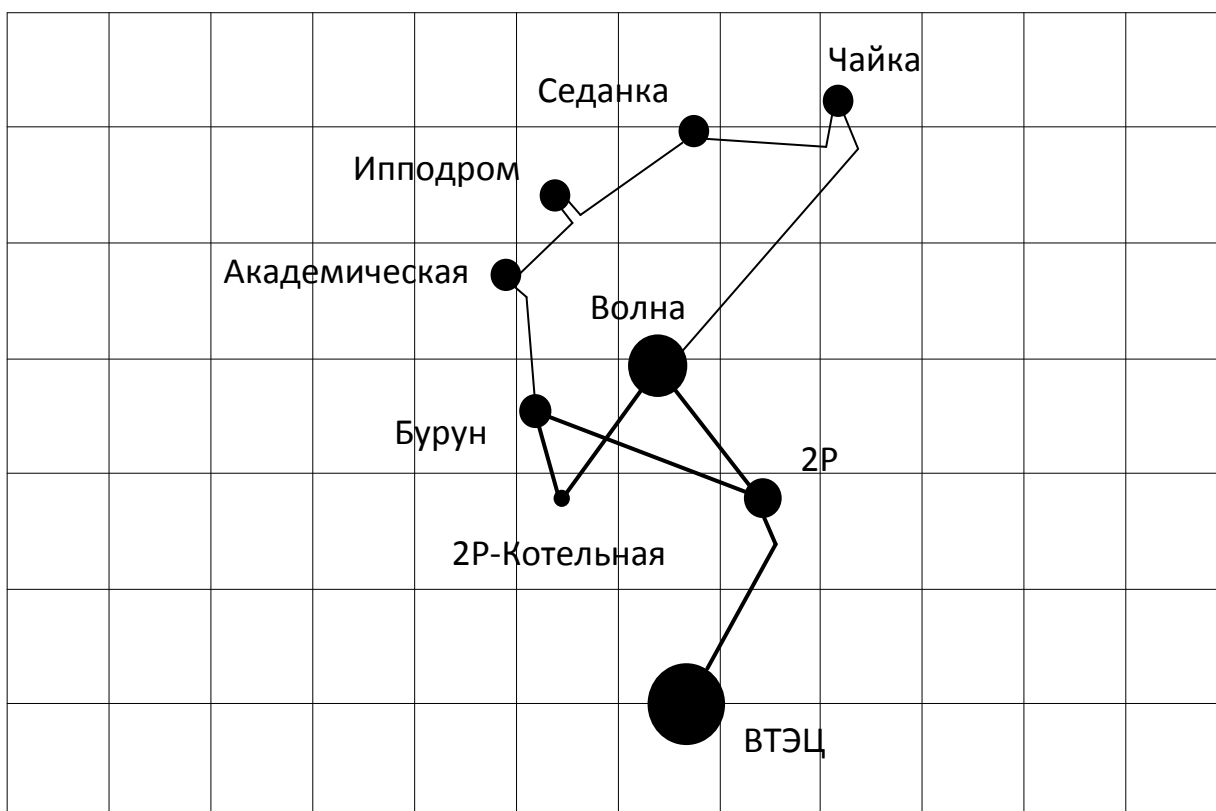


Рисунок 2 – Оптимальный вариант конфигурации сети

На схеме все подстанции соединены одноцепными линиями, подстанции Академическая, Ипподром, Седанка, Чайка являются транзитными. Все подстанции соединены с источником питания ВТЭЦ через подстанцию 2Р одноцепными линиями.

### 3.2 Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор рационального напряжения

После выбора варианта конфигурации сети необходимо провести технический анализ.

Он будет заключаться в определении номинального напряжения. Напряжение мы можем определять как по номограммам, так и по эмпирическим формулам. Существуют несколько эмпирических формул: Стилла, Залесского и Илларионова. В данном дипломном проекте для определения напряжения мы будем пользоваться формулой Илларионова, так она не имеет ограничений по длине линий и передаваемой мощности в отличие от двух других формул.

Для определения напряжения необходимо знать длину линии каждого участка сети и потоки максимальной активной мощности по линиям. В качестве примера разберем расчет одной из схем, для остальных подробный расчет приведен в приложении А.

Рассчитаем потоки максимальной активной мощности по линиям на головных участках сети представленной на (Рисунок 2), МВт:

Рассчитаем потоки мощности в магистрали 2Р-Бурун-2Р.Котельная-Волна:

$$P_{2Р.Бурун} = \frac{P_{\max B} \cdot (l_{Б.2Р.К} + l_{2Р.К.В} + l_{2Р.В}) + P_{\max 2Р.К} \cdot (l_{2Р.К.В} + l_{2Р.В}) + P_{\max B} \cdot (l_{2Р.В})}{l_{2Р.Ом3} + l_{Ом3.Б} + l_{Б.2Р.К} + l_{2Р.К.В} + l_{2Р.В}}, \quad (7)$$

$$P_{2Р.Б} = \frac{38,06 \cdot (3,74 + 0,55 + 2,3) + 3,29 \cdot (0,55 + 2,3) + 19,9 \cdot 2,3}{0,12 + 1,84 + 3,74 + 0,55 + 2,3} = 35,785,$$

$$P_{2P.B} = \frac{P_{\max B} \cdot (l_{2P.K.B} + l_{B.2P.K} + l_{Om3.B} + l_{2P.Om3}) + P_{\max 2P.K} \cdot (l_{B.2P.K} + l_{Om3.B} + l_{2P.Om3}) + P_{\max B} \cdot (l_{Om3.B} + l_{2P.Om3})}{l_{2P.K.B} + l_{B.2P.K} + l_{Om3.B} + l_{2P.Om3} + l_{2P.B}}, \quad (8)$$

$$P_{2P.B} = \frac{19,9 \cdot (0,55 + 3,74 + 1,84 + 0,12) + 3,29 \cdot (3,74 + 1,84 + 0,12) + 38,06 \cdot (1,84 + 0,12)}{0,55 + 3,74 + 1,84 + 0,12 + 2,3} = 25,465.$$

Рассчитаем перетоки мощности, МВт:

$$P_{\text{Сум.Потоки}} = P_{2P.B} + P_{2P.B}, \quad (9)$$

$$P_{\text{Сум.Потоки}} = 35,785 + 25,465 = 61,25,$$

$$P_{\text{Сум.мах}} = P_{\max B} - P_{\max B} - P_{\max 2P.K}, \quad (10)$$

$$P_{\text{Сум.мах}} = 19,9 + 38,06 + 3,29 = 61,25,$$

$$P_{B.2P.K} = P_{2P.B} - P_{\max B}, \quad (11)$$

$$P_{B.2P.K} = 35,785 - 38,06 = -2,275,$$

$$P_{2P.K.B} = P_{2P.B} - P_{\max B}, \quad (12)$$

$$P_{2P.K.B} = 25,465 - 19,9 = 5,565,$$

$$P_{B.2P.K} = P_{B.2P.K} - P_{\max 2P.K}, \quad (13)$$

$$P_{B.2P.K} = -2,275 - 3,29 = -5,565,$$

$$P_{2P.K.B} = P_{2P.K.B} - P_{\max 2P.K}, \quad (14)$$

$$P_{2P.K.B} = 5,656 - 3,29 = 2,275.$$

Рассчитаем рациональное напряжение в рассматриваемой сети по формуле Г.А. Илларионова, кВ [1]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (15)$$

$$U_{\text{рац}2P.B} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{2P.B}} + \frac{2500}{P_{2P.B}}}}, \quad (16)$$

$$U_{\text{рац}2P.B} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1,96} + \frac{2500}{35,785}}} = 55,473,$$

$$U_{\text{рац}2P.B} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{2P.B}} + \frac{2500}{P_{2P.B}}}}, \quad (17)$$

$$U_{\text{рац}2P.B} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,3} + \frac{2500}{25,465}}} = 56,293.$$

Для другого участка сети аналогичный расчет представлен в приложении А.

### 3.3 Выбор типов схем РУ подстанций

При выборе схем РУ подстанций необходимо учитывать число подходящих к подстанции линий, класс номинального напряжения и требования по надежности электроснабжения потребителей. Так же следует учитывать стоимость подстанции, что бы она была минимально возможная. Но так как рассматриваемый участок сети уже существует, то РУ уже выбраны в соответствии со всеми требованиями.

Данным требованиям и варианту сети данной ВКР будут соответствовать следующие схемы РУ:

1. 1- Блок (линия-трансформатор) с разъединителем. Используются для тупиковых однострансформаторных ПС при их питании короткой линией не имеющей ответвлений на напряжении 35 – 220 кВ, (См. рисунок 3).



Рисунок 3 – Блок (линия-трансформатор с разъединителем)

2. 3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем. Применяются для тупиковых или ответвительных однострансформаторных ПС при необходимости автоматического отключения поврежденного Т от ВЛ, питающей несколько ПС на напряжении 20-500 кВ, (См. рисунок 4).



Рисунок 4 – Блок (линия-трансформатор) с выключателем

3. 4Н - Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии. Применяется для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций, питаемые по двум линиям на напряжение 35-110 кВ, (См. рисунок 5).

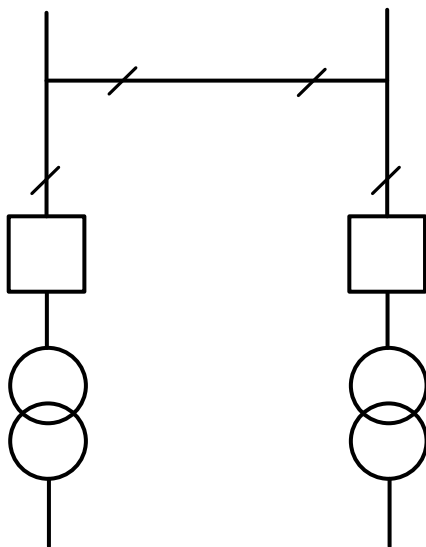


Рисунок 5 – Схема сдвоенный блок линия – трансформатор

4. 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Используется на проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы



ПС (при равномерном графике нагрузок) на напряжении 35 – 220 кВ, (См. рисунок 6).

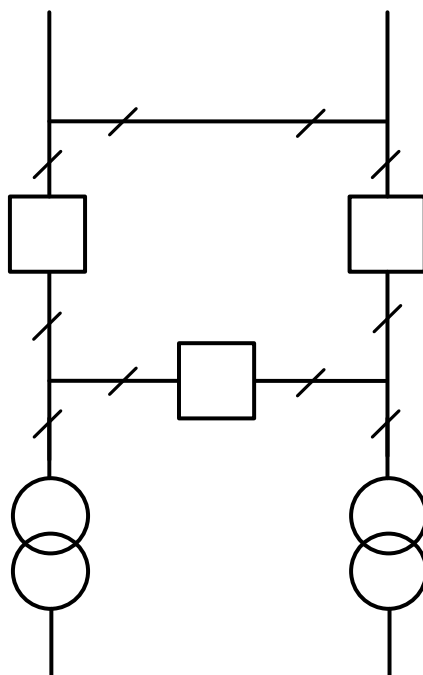


Рисунок 6 - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

5. 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Применяется для проходных двухтрансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при к.з. (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок), применяется на напряжении 35-220 кВ. Основные преимущества: проста в эксплуатации, высокая надежность работы трансформаторов. (См. рисунок 7).

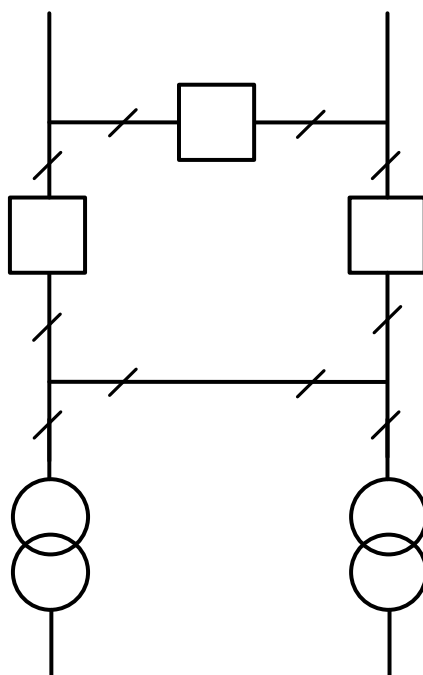


Рисунок 7 - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

6. 9 – Две рабочие системы шин. Используется для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин на напряжение 20 – 220 кВ (См. рисунок 8).

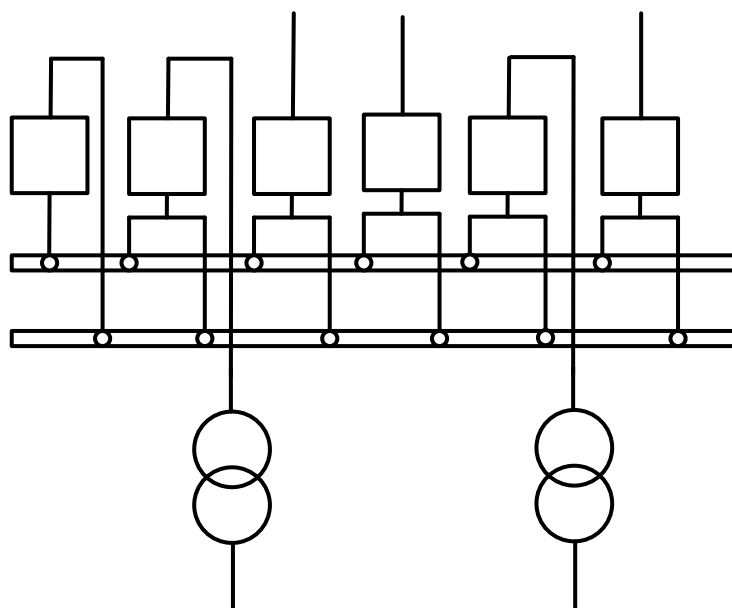


Рисунок 8 – Две рабочие системы шин

7. 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин. В РУ с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы на напряжении 110–220 кВ, (См. рисунок 9)

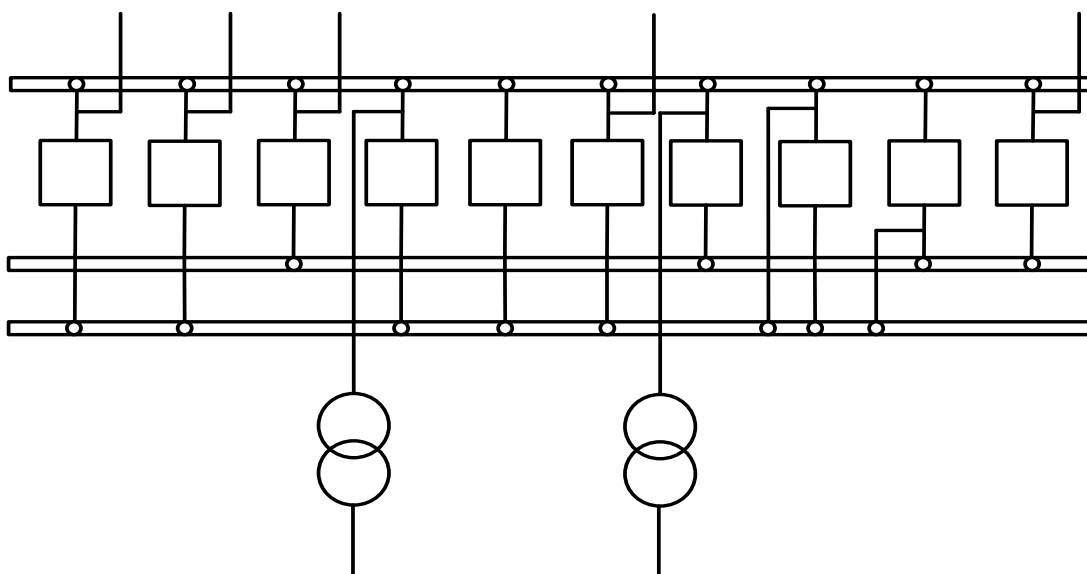


Рисунок 9 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин

### 3.4 Компенсация реактивной мощности

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Также в электрических сетях широко применяются дополнительные источники реактивной мощности — компенсирующие устройства (КУ). Основными типами КУ, устанавливаемых на подстанциях потребителей, являются конденсаторные батареи, шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы.

На основе специальных расчетов распределения реактивной мощности в электроэнергетической системе, для каждого узла системы определяется реактивная мощность, которую целесообразно передавать из системы в распределительные сети, питающиеся от того или иного узла.

Поэтому при проектировании электрической сети, получающей питание от системы, задается реактивная мощность  $Q_c$ , которую целесообразно потреблять из системы (в заданном узле присоединения) в режиме наибольших нагрузок. Потребление большей мощности приведет к дополнительной нагрузке системных источников реактивной мощности, к дополнительным затратам на генерацию и передачу этой мощности и, следовательно, к отступлению от оптимального режима питающей системы. В связи с этим в проекте следует предусмотреть мероприятия, обеспечивающие выполнение поставленных электроэнергетической системой условий по потреблению реактивной мощности. Для этого необходим расчет баланса реактивной мощности в проектируемой сети.

Реактивная мощность может генерироваться не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах, а так же в линиях — статических конденсаторах или синхронных компенсаторах, которые можно установить в любом месте электрической сети. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% — компенсирующими устройствами, расположенными на подстанциях или непосредственно у потребителя для выработки или потребления реактивной мощности.

Определение максимальной реактивной мощности в зимний период,  
 Мвар:

$$Q_{\max.i} = P_{\max.i} \cdot tg_i, \quad (18)$$

где  $tg_i$  - заданный тангенс.

При незначительной разнице в электрической удаленности подстанций от ИП в сети одного класса номинального напряжения расстановку КУ следует проводить исходя из равенства  $tg_\varphi$  на шинах НН, т.е. баланса реактивной мощности. Этот тангенс называется балансирующим и рассчитывается по формуле:

$$tg_{\varphi Б} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{НБi} - \sum_{i=1}^n Q_{кУi}}{\sum_{i=1}^n P_{НБi}}. \quad (19)$$

В данной ВКР получаем, что  $tg_{\varphi Б} = tg_{\varphi Э}$ , где  $tg_{\varphi Э} = 0,4$  – экономический тангенс.

Значение  $tg_{\varphi Э}$  зависит от напряжения, на котором расположена нагрузка. Так для напряжения 6-10 кВ  $tg_\varphi = 0,4$ , 110 кВ  $tg_\varphi = 0,54$ .

Поэтому дальнейший расчет ведем с учетом  $tg_{\varphi Э}$ .

Мощность КУ на две секции шин:

$$Q_{\text{треб.ку}} = \left( \frac{Q_{\max}}{P_{\max}} - tg_\varphi \right) \cdot P_{\max}. \quad (20)$$

Подробный расчет требуемой мощности компенсирующих устройств на две секции шин в приложении А, а результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 2 – Значения компенсации реактивной мощности

ПС	$Q_{КВи}^{mp}$ , МВар
2Р	-0,002
Бурун	-0,004
2Р.Котельная	0,004
Академическая	0,004
Ипподром	0,002
Седанка	0,006
Волна	-0,002
Чайка	-0,002

Данный расчет показал отсутствие необходимости в дополнительных КУ, что так же подтверждает расчет режима сети в программе RastrWin3, подробный расчет приведен в приложении А.

### 3.5 Выбор трансформаторов

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и некомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор [1]:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{2 \cdot K_3}, \quad (21)$$

где  $P_{cp}$  – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{\Sigma}$  – экономически целесообразные значения реактивной мощности, Мвар;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора.

Число 2 указывает на то, что на подстанции установлено 2 трансформатора.

Для двухтрансформаторной подстанции при наличии любого процента потребителей первой категории:

$$K_3 = 0,7.$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно быть больше расчётной. Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_3^2}}{2 \cdot S_{ном.тр}}, \quad (22)$$

где  $S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,5 до 0,7.

Выбор трансформаторов приведен в таблице 3. Подробный расчет выбора трансформаторов приведен в приложении А.

Таблица 3 – Марки трансформаторов

ПС	$S_{расч}$ , МВа	$S_{тр}$ , МВа	$K_3$	$K_{3,п/а}$	Марка
2Р	17,585	40	0,308	0,615	ТРДН - 40000/110
Бурун	24,403	40	0,413	0,854	ТДТН - 40000/110
2Р.Котельная	2,116	10	0,148	0,296	ТДТН - 10000/110
Академическая	4,254	6,3	0,473	0,945	ТМН - 6300/35
Ипподром	4,308	6,3	0,479	0,957	ТДТН - 6300/110
Седанка Т1	8,248	16	0,361	0,722	ТДН - 16000/110
Седанка Т2	8,248	16	0,361	0,722	ТДТН - 16000/110
Волна	12,755	16	0,558	1,116	ТРДЦН - 63000/220
Волна АТ	12,755	125	0,071	0,143	АТДЦТН - 125000/220
Чайка	13,739	16	0,570	1,202	ТДТН - 16000/110

### 3.6 Выбор сечений проводов

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминовые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости и усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминовые провода марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

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

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{\Delta}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (23)$$

где  $P_{max}$  – поток активной максимальной мощности, МВт;

$Q_{\Delta}$  – поток экономически целесообразной реактивной мощности по линии, Мвар;

$n$  – количество цепей;

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

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

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (24)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

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

$$\alpha_i = 1,05,$$



$$\alpha_i = 1,05.$$

В данной ВКР используется уже существующая сеть с выбранными проводами, но в целях учебного проектирования необходимо провести проверку проводов, для этого используем данные по токовой нагрузке ЛЭП с программы RastrWin3 и сравним их с данными длительно допустимых токов для выбранных сечений проводов и проверим после 3-х различных аварийных режимов. Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные токи для нормального режима сети

Участок сети	Марка провода	$I_p$ , А	$I_{дл.доп}$ , А
Волна – 2Р	АСО – 300/48	306	690
Бурун - Академическая	АС – 120/19	153	390
Академическая - Ипподром	АС – 120/19	32	390
Ипподром – От1	АС – 120/19	93	390
От1 – Чайка	АС – 120/19	26	390
От1 – Седанка	АПвПу2Г – 240	116	335
Седанка – Чайка	АС – 240/39	110	610
2Р – Восточная ТЭЦ	АПвПу2Г – 3(1*800)	721	755
От4 – 2Р.Котельная	АС – 120/19	18	390
От2 – Волна	АС – 120/19	227	390
От2 – Чайка	АС – 240/39	227	610
От.3 – 2Р	АСО – 300/48	280	690
От.3 – Бурун	АС – 120/19	280	390
От4 – Бурун	АС – 300/48	87	690
От4 – Волна	АС – 240/39	89	610

Для проверки проводов в послеаварийном режиме были отключены некоторые ЛЭП: Волна – 2Р, Седанка – Чайка, Отпайка 4 – Волна.

Таблица – 5 Расчетные токи для послеаварийного режима

Марка провода	$I_{дл. доп}, A$	$I_{p1}, A$	$I_{p2}, A$	$I_{p3}, A$
АСО – 300/48	690	–	272	343
АС – 120/19	390	174	407	153
АС – 120/19	390	55	282	33
АС – 120/19	390	75	154	94
5АС – 120/19	390	35	93	26
АПвПу2Г – 240	335	105	245	117
АС – 240/39	610	107	–	110
АПвПу2Г – 3(1*800)	755	720	724	722
АС – 120/19	390	19	18	19
АС – 120/19	390	221	156	227
АС – 240/39	610	221	156	227
АСО – 300/48	690	579	320	288
АС – 120/19	390	580	320	288
АС – 300/48	690	355	102	18
АС – 240/39	610	342	111	–

Как видно из таблицы послеаварийный ток в некоторых послеаварийных режимах превышает длительно-допустимые значения, следовательно некоторые провода требуют увеличения сечения, а именно ЛЭП Отпайка 3 – Бурун и ЛЭП Бурун – Академическая. Однако данная ВКР не предусматривает замену существующего оборудования и расчета режима с произведенной заменой, поэтому предложенные нововведения лишь в теории предлагают замену старого оборудования.

## 4 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

### 4.1 Расчет капиталовложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инфл} = 4,736$ ). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, выключателей, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость токоограничивающих реакторов и линейных регуляторов. Найдем суммарные капитальные вложения.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [3]:

- капиталовложения на сооружение подстанций,  $K_{ПС}$ ;
- капиталовложения на вооружение ВЛ,  $K_{ВЛ}$ .

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (25)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение выключателей, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КВ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (26)$$

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

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств. В КП в обеих схемах КУ получились одинаковыми, следовательно, при расчете капиталовложения их можно не учитывать;

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

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий и ОРУ определяются по формулам [3]:

$$K_{ВЛ} = \left( \sum K_{0i} \cdot l_i \right) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (27)$$

$$K_{ОРУ} = \left( \sum K_{орyi} \cdot l_i \right) \cdot K_{инф}. \quad (28)$$

где  $K_{0i}$  – удельная стоимость километра линии;

$K_{орyi}$  – стоимость открытого распределительного устройства

$l$  – длина трассы

$$K_{зон} = 1,4$$

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф} = 4,736$  (в период с 2000 по 2017 год) и коэффициента зоны  $K_{зон} = 1,4$ .

Результаты сведены в таблицу 6. Подробный расчет представлен в приложение А.

Таблица 6 - Капиталовложения

$K_{ПС}$ ,руб.	$K_{ВЛ}$ ,руб.	$K$ ,руб.
2 192 673 280	803 241 797	2 995 915 077

## 4.2 Расчет потерь электроэнергии

Определим потери в линиях, трансформаторах и потери на корону, а так же суммарные потери в сети  $\Delta W$ . Нагрузочные потери рассчитаем в ПК RastrWin3. Результаты приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Потери электроэнергии

$\Delta W$ , кВт	$\Delta W_{ВЛ}$ , кВт	$\Delta W_{ТР}$ , кВт	$\Delta W_{корона}$ , кВт
2030	560	1020	450

## 4.3 Расчет издержек

Издержки находят по формуле [1]:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W}, \quad (29)$$

где  $I_{AM}$  – издержки на амортизационные отчисления;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [1]:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (30)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0,059$ ).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет):

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (31)$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} . \quad (32)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 3,54 руб/кВт·ч.

Все результаты сведены в таблицу 8. Подробный расчет представлен в приложении А.

Таблица 8 - Издержки

$I$ , руб	$I_{AM}$ , руб	$I_{PЭО}$ , руб	$I_{\Delta W}$ , руб
292 775 612	149 795 754	135 793 658	7 186 200

#### 4.4 Определение приведенных затрат

При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат.

Затраты определяются по формуле [1]:

$$Z = E \cdot K + I . \quad (33)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ( $E = 0,1$ );

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$I$  – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 9. Подробный расчет в приложении А.

Таблица 9 – Приведенные затраты

Капиталовложения, руб	Издержки, руб	Затраты, руб
2 995 915 077	292 775 612	592 367 119

## 5 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

### 5.1 Себестоимость передачи электроэнергии

Целью этого раздела является определение себестоимости передачи электрической энергии в проектируемой сети. Этот показатель важен поскольку является одним из показателей привлекательности всего проекта в целом. Полная себестоимость передачи электрической энергии определяется как отношение издержек на сооружение сети в целом к суммарному её среднегодовому потреблению складывается из затрат.

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}}, \quad (34)$$

где  $I_{\Sigma}$  - суммарные издержки для всего варианта с учётом потерь электрической энергии, определяется по формуле [3];

$W_{\Sigma}$  - среднегодовое электропотребление проектируемой сети.

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}^3 \cdot T_3 + \sum_{i=1}^n P_{cpi}^l \cdot T_l, \quad (35)$$

где  $P_{cpi}^3$  и  $P_{cpi}^l$  - средняя зимняя и летняя мощности  $i$ -й ПС

Результаты расчетов сведены в таблицу 10. Подробный расчет представлен в приложении А.

Таблица 10 – Фактические напряжения на низких сторонах ПС

C	$W_{\Sigma}$ МВт/год
0,316	927793



## 5.2 Простой срок окупаемости

Целью этого раздела является определение простого срока окупаемости в проектируемой сети. Этот показатель важен поскольку является одним из показателей привлекательности всего проекта в целом и показывает в течение какого времени проектируемая сеть себя окупит.

Тариф для Приморского края составляет  $T_{\text{тариф}} 3,54$  руб/кВт\*час. Затем необходимо найти доход от полезного отпуска  $O$ .

$$O \approx W_{\Sigma} \cdot T, \quad (36)$$

$$H = 0,2 \cdot (O - I), \quad (37)$$

Затем находится ежегодная прибыль  $P_{\text{ч}}$

$$P_{\text{ч}} = O - I - H, \quad (38)$$

После нахождения ежегодной прибыли находим простой срок окупаемости.

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K}{P_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}}. \quad (39)$$

Результаты по времени окупаемости округлены до 1 года, по расчетам  $T_{\text{окуп}}$  для схемы 1,178. Все результаты сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Фактические напряжения на низких сторонах ПС

О, руб	$P_{\text{ч}}$ , руб	$T_{\text{окуп}}$ , ГОД
3 284 387 928	2 393 289 853	1

## 6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

### **6.1 Выбор ПВК для расчёта максимального, минимального и послеаварийного режимов и их характеристик**

В качестве ПВК мы выбрали RastrWin3. Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin3 используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

Характеристики ПВК:

- 1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- 2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- 3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- 4) эквивалентирование электрических сетей;
- 5) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- 6) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- 7) учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН

8) расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

9) структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

11) проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;

12) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

13) моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;

14) моделирование зависимостей  $Q_{\max}(V)$  генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;

15) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

16) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

17) сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

К вспомогательным функциям относятся:

1) анализ и поиск ошибок в исходных данных;

2) корректировка состава элементов расчетной схемы сети ЭЭС, параметров режима и расчетных условий;

3) формирование и хранение на внешних запоминающих устройствах собственного архива данных о расчетных схемах сети ЭЭС;

4) работа с данными в унифицированном формате ЦДУ (экспорт/импорт);

5) представление и анализ выходной информации с использованием разнообразных таблиц и графиков;

6) отображение результатов расчета на графе расчетной схемы сети.

Подготовка данных для расчёта в SDO 6

В RastrWin3 для задания узла достаточно использовать значение номинального напряжения и мощности нагрузок (генераций).

## 6.2 Расчет максимального режима

Расчет произведен в программе RastrWin3. Данные о напряжениях в узлах до регулирования в сети приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Напряжение в узлах до регулирования при максимальном режиме

Узлы	Напряжение до регулировки, кВ
Волна ЗРУ 2 НН1, НН2	5,76
Волна ЗРУ 1 НН1, НН2	6,38
Бурун НН1, НН2	6,15
2Р НН1, НН2	6,06
Академическая НН1, НН2	6,05
Ипподром НН	6,03
Седанка НН1, НН2	5,90
Чайка НН1, НН2	5,79
2Р.Котельная НН	6,25

Заносим в программу все узлы и ветви, обозначая узлы базы и генерации, остальные узлы представлены в виде узлов нагрузки. В соответствии со схемой замещения вносим в программу все начала и концы ветвей с заданным напряжением. В нашем случае на узлах база и генерация, а так же все ПС напряжение 110 кВ, на всех узлах нагрузки напряжение 6 кВ. Затем заносим в программу значения максимальной (зима) активной и реактивной мощностей нагрузки поделенных на два узла, так как в схемах используются несколько секций шин. Затем вносятся значения активной и реактивной мощностей генерации, они находятся исходя из потоков в узлах база и генерация. Затем вносятся ветви с соответствием всего оборудования используемого в данной конфигурации, а именно трансформаторы, ЛЭП. Нумеруются

начала и концы узлов, в соответствии с этим программа сама определяет оборудование данной ветви. Затем необходимо внести параметры оборудования, а именно активное и индуктивные сопротивления, так же некоторые сопротивления поделены на два. В ЛЭП дополнительно задаются проводимости, а в трансформаторах коэффициенты трансформации. Так же для трансформаторов задаются анцапфы с помощью которых можно отрегулировать напряжение на низкой стороне до желаемого. После того как мы внесли все необходимые данные, используем функцию «Режим» в ПВК RastrWin3, если программа выдает в протоколе «Контроль исходных данных», то это значит, что расчет выполнен верно.

### 6.3 Расчет минимального режима

Для определения минимального режима в ПВК RastrWin3, необходимо задать схему в программу, а именно в соответствии с схемой замещения, а так же внести параметры летней активной и реактивной нагрузок.

Напряжение в узлах до регулирования приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Напряжение в узлах до регулирования при минимальном режиме

Узлы	Напряжение до регулировки, кВ
Волна ЗРУ 2 НН1, НН2	5,79
Волна ЗРУ 1 НН1, НН2	6,42
Бурун НН1, НН2	6,26
2Р НН1, НН2	6,11
Академическая НН1, НН2	6,25
Ипподром НН	6,17
Седанка НН1, НН2	6,00
Чайка НН1, НН2	5,91
2Р.Котельная НН	6,31

#### 6.4 Расчет послеаварийного режима

Послеаварийный режим рассчитывается для анализа работы сети после тяжелых аварий и при максимальных нагрузках в сети, при средней зимней температуре воздуха. Для анализа послеаварийного режима отключим следующие элементы: ЛЭП Бурун – Академическая, ЛЭП Отпайка 1 – Чайка, трансформатор на ПС Бурун.

Для этого в замкнутых сетях отключаем участок, по которому течет наибольший поток мощности или наибольшее значение тока и один трансформатор.

Напряжение в узлах до регулирования приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Напряжение в узлах до регулирования при послеаварийном режиме

Узлы	Напряжение до регулировки, кВ
Волна ЗРУ 2 НН1, НН2	5,74
Волна ЗРУ 1 НН1, НН2	6,35
Бурун НН1, НН2	5,78
2Р НН1, НН2	6,05
Академическая НН1, НН2	5,83
Ипподром НН	5,82
Седанка НН1, НН2	5,78
Чайка НН1, НН2	5,75
2Р.Котельная НН	6,22

## 7 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Цель раздела – описание средств регулирования напряжения, которые были применены для отобранного варианта схемы электрической сети.

### 7.1 Методы регулирования напряжения

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причинами этого являются: а) потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети; б) неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов; в) неправильно построенные схемы сетей.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами:

- 1) по уровню — ведется путем сравнения реальных отклонений напряжения с допустимыми значениями;
- 2) по месту в электрической системе — ведется в определенных точках сети, например в начале или конце линии, на районной подстанции;
- 3) по длительности существования отклонения напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Используется регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей — на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы и непосредственно у самих потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях).

Для регулирования напряжения в проектируемой схеме электрической сети мы использовали регулирование напряжений непосредственно на ПС. А именно для поддержания необходимых уровней напряжений в макси-

мальном и минимальном режиме с регулированием вполне «справляются» устройства РПН.

## **7.2 Регулирование напряжения с помощью БК**

Батареи конденсаторов (БК) применяются:

- 1 для генерации реактивной мощности в узлах сети — поперечной компенсации (шунтовые БК);
- 2 для уменьшения реактивного сопротивления линий— продольной компенсации

Шунтовые БК включают на шины подстанций, включают в линии последовательно.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнениях на номинальное напряжение 0,22—10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов составляет 10—125 кВар. Шунтовые конденсаторные батареи применяют на напряжениях до 110 кВ. Увеличение рабочего напряжения БК достигается увеличением числа последовательно включенных конденсаторов. В данном курсовом проекте влияние БК не вносится и не учитывается в ПВК RastWin3, так как некомпенсированная мощность достаточно мала, а так же для регулировки отклонение напряжения справляются устройства РПН.

## **7.3 Анализ и регулирование напряжений в узлах**

Как видно из данных полученных при анализе 3-х режимов, большинство узлов не нуждаются в регулировании, так как отклонение напряжения не превышает  $\pm 5\%$ , однако для обеспечения закона встречного регулирования необходимо провести оптимизационные мероприятия связанные с регулировкой напряжения с помощью отпаек РПН на трансформаторах. На ПС «Волна» ЗРУ 2 используется автотрансформатор, а это значит, что на напряжение на НН этой ПС не регулируется с помощью отпаек РПН этого автотрансформатора, поэтому для регулирования НН используются линейные регуляторы с регулировкой напряжения на НН. В соответствии с «Правилами



устройства электроустановок» энергоснабжающая организация должна поддерживать напряжение в центре питания в режиме наибольшей нагрузки не ниже  $1,05 \cdot U_{ном}$ , а в режиме наименьшей нагрузки не выше  $1,0 \cdot U_{ном}$ , в этом требовании заключается закон встречного регулирования. С учётом их влияния сделана таблица 15.

Таблица 15 – Фактические напряжения на низких сторонах ПС

Режим	Максимальный		Минимальный		Аварийный	
	$U_i, \text{кВ}$	РПН	$U_i, \text{кВ}$	РПН	$U_i, \text{кВ}$	РПН
Волна ЗРУ 2 НН1, НН2	6,33	17	5,96	13	5,96	13
Волна ЗРУ 1 НН1, НН2	6,37	10	5,96	6	5,95	6
Бурун НН1, НН2	6,36	12	5,92	7	5,98	10
2Р НН1, НН2	6,38	13	6,00	9	5,99	9
Академическая НН1, НН2	6,36	13	5,90	7	6,07	9
Ипподром НН	6,32	12	6,00	9	6,12	10
Седанка НН1, НН2	6,3	13	6,00	10	6,01	11
Чайка НН1, НН2	6,34	14	5,90	10	6,00	11
2Р.Котельная НН	6,3	10	5,90	7	6,03	8

Все необходимые пределы для обеспечения закона встречного регулирования на стороне НН выдерживаются при всех трёх режимах.

В данной ВКР не предусматривается замена существующего оборудования, но в целях учебного проектирования будет предложено следующее нововведение, замена линейных регуляторов на ПС «Волна» ЗРУ 2 на синхронные компенсаторы, которые могут работать в режиме перевозбуждения и недовозбуждения. При перевозбуждении СК генерирует реактивную мощность равную его номинальной мощности. При недовозбуждении СК потреб-

ляет реактивную мощность равную половине номинальной мощности. Режим потребления приводит в увеличение потери напряжения в сети и дальнейшему снижению напряжения у потребителей. Режим недовозбуждения синхронного компенсатора можно использовать в режиме минимальной нагрузки, когда нужно снизить напряжение в сети, а так же позволит нам регулировать напряжение не только на НН, но и на СН.

## 8 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений подстанций следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

Также при составлении главной схемы электрических соединений необходимо обеспечить основные требования, такие как:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из перечисленного выше принимаем к установке на РУ следующие схемы, указанные в таблице 16.

Таблица 16 - Схемы РУ на разные номинальные напряжения подстанции

	РУВН	РУСН	РУНН
1	2	3	4
Вид схемы РУ	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Две рабочие системы шин

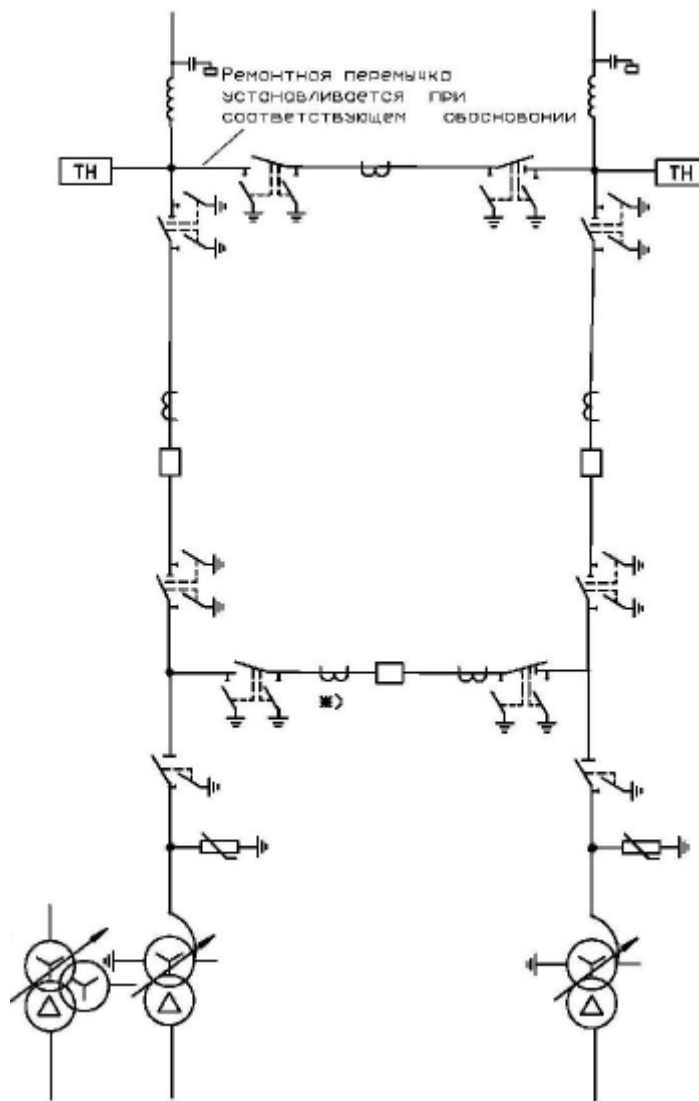


Рисунок 10 - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

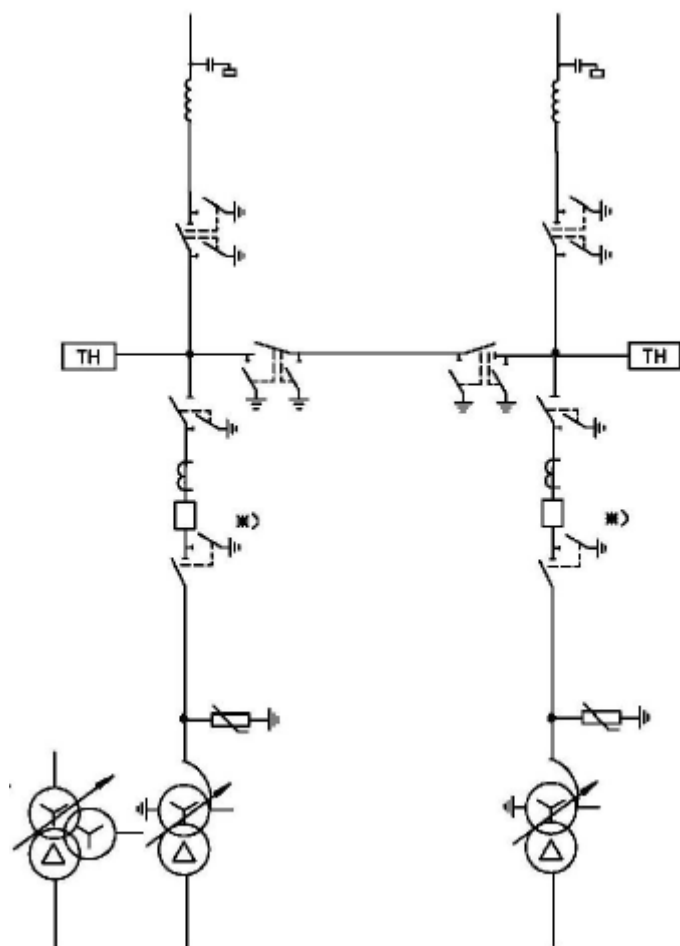


Рисунок 11 - Два блока с выключателями и неавтоматической пере-  
мычкой со стороны линий

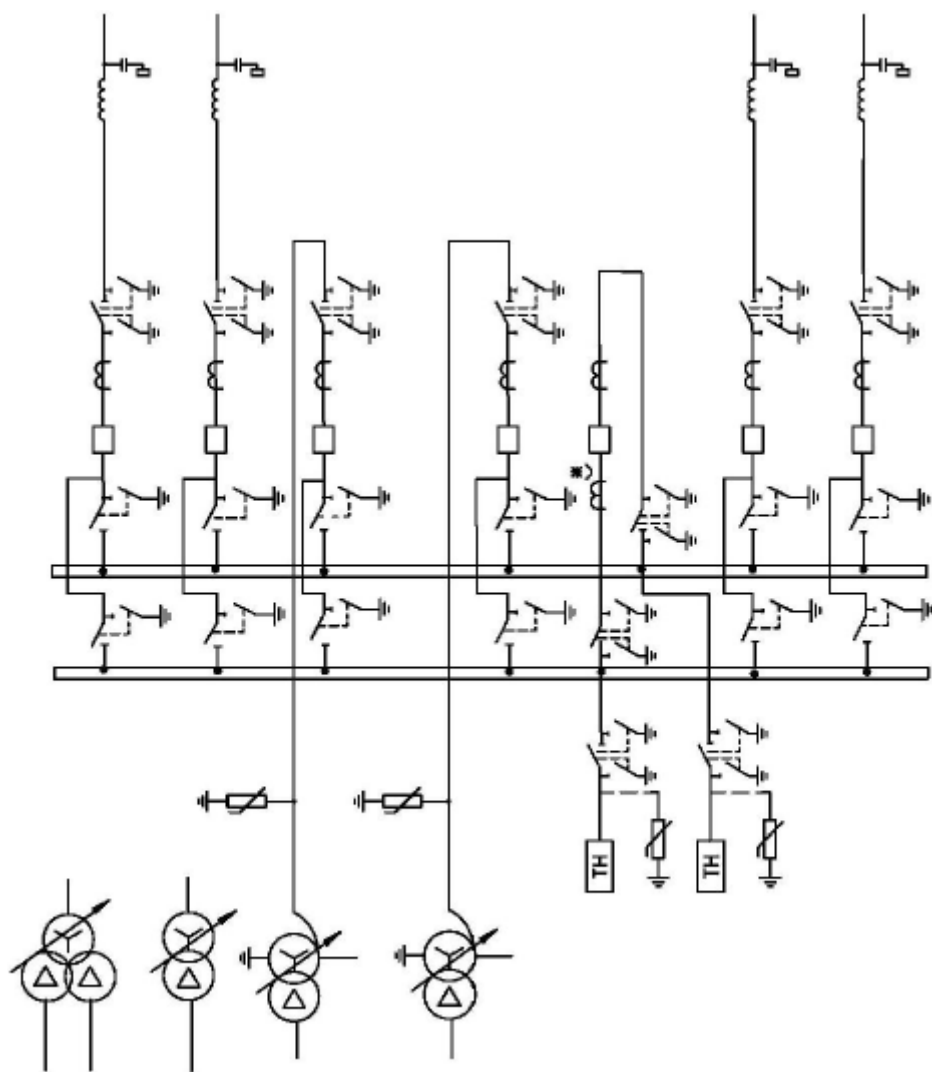


Рисунок 12 - Две рабочие системы шин

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ в данной ВКР производился с помощью ПК RastrWin3.

Необходимо определить параметры генераторов всех станций.

Таблица 17 – Каталожные данные генераторов на станции

Название величины	Станция
	Восточная ТЭЦ
Тип генератора	LM 6000 PF Sprint
Количество генератора	3
Активная мощность, P (МВт)	52,4
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,8
Полная мощность, S (МВА)	65,5
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	10,5
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_{d*}$ (о.е.)	0,28
Сверхпереходная ЭДС, $E''_*$ (о.е.)	1

Необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора:

$$x_G = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (40)$$

где  $x''_d$  – продольное сверхпереходное сопротивление, Ом;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение генератора, кВ;

$S_n$  – полная мощность генератора, МВА.

ЭДС генератора определяется по формуле:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{ном}, \quad (41)$$

Расчет данных для генератора был выполнен с помощью программы RastrWin3.

Таблица 18 – Исходные данные генератора

Узел	Название	X, Ом	X <sub>2</sub> , Ом	X <sub>0</sub> , Ом	E, кВ
46	Восточная ТЭЦ	0,210	0,210	0,231	10,5
47	Восточная ТЭЦ	0,210	0,210	0,231	10,5
48	Восточная ТЭЦ	0,210	0,210	0,231	10,5

Таблица 19 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Тип КЗ	Однофазное	Двухфазное	Трехфазное
Бурун 110 кВ	3,3726	4,0965	8,1929
Бурун 35 кВ	–	4,8965	9,7930
Бурун 6 кВ	–	18,4880	36,9760

Ударный ток на высокой стороне ПС «Бурун» находим по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot K_{y\partial}, \quad (42)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 8,1929 \cdot 1,6 = 18,538 \text{ кА},$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{K1}, \quad (43)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 8,1929 = 11,587 \text{ кА}.$$



Рассчитанные значения периодического, ударного и аperiodического тока на высокой, средней и низкой сторонах ПС «Бурун» сведем в таблицу 20. Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 20 – Токи короткого замыкания на ПС «Бурун»

Точка короткого замыкания	$I_{\text{ПО}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$i_{\text{а}}, \text{кА}$
К1 (ВН)	8,1929	18,538	11,587
К2 (СН)	9,7930	22,159	13,849
К3 (НН)	36,9760	83,667	52,292

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН, СН и НН:

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}}, \quad (44)$$

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 267 \text{ А.}$$

Выключатели на стороне СН:

$$I^{35} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМСН}}}, \quad (45)$$

$$I^{35} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 615 \text{ А.}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^6 = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМНН}}, \quad (46)$$

$$I^6 = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1750 \text{ А.}$$

Секционный выключатель на ВН и НН:

$$I^{110} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМВН} \cdot 2}, \quad (47)$$

$$I^{110} = \frac{45312}{\sqrt{3} \cdot 121 \cdot 2} = 108 \text{ А,}$$

$$I^6 = \frac{45312}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 4} = 990 \text{ А.}$$

Выключатели на линиях нагрузки НН:

$$I^6 = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМНН} \cdot n_{отх}}, \quad (48)$$

$$I^6 = \frac{45312}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 8} = 495 \text{ А.}$$

Таблица 21 – Рабочие токи присоединений

Сторона	ВТ, А	СВ, А	ЛЭП, А
ВН	306	108	267
СН	615		
НН	1750	990	495

## 10 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### **10.1 Выбор комплектных распределительных устройств на стороне среднего напряжения**

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [5].

На напряжение 35 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУН. К установке примем ячейки КРУН серии К-405-35-1600-25 УХЛ. Технические данные шкафов указаны в таблице 22.

Шкаф КРУН серии К-405 предназначен для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ с изолированной нейтралью или с частично заземленной нейтралью на всех видах электростанций, распределительных подстанциях энергосистем, подстанциях промпредприятий, в том числе на подстанциях городских, сельских, коммунальных и других электрических сетей. Шкаф КРУН применяется для комплектования трансформаторных подстанций 110/35/6(10), 35/6(10), 35/0,4 кВ на стороне 35 кВ, а также для распределительных пунктов (РП) 35 кВ, объектов электроэнергетики, железнодорожного транспорта и промышленных предприятий. Устройство шкафов КРУН се-

рии К-405 состоит из отдельных шкафов, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.

Таблица 22 – Основные параметры шкафа КРУН серии К-405 35кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

На напряжение 35 кВ распределительное устройство выполняется в КРУН, в которое встроено следующее оборудование:

- трансформаторы напряжения;
- высокоскоростные заземлители;
- разъединители с заземляющими ножами;
- трансформаторы тока;
- выключатели;

Все оборудование соединяется ошиновкой.

Выбор выключателей производится по напряжению места установки и длительному наибольшему току.

### **10.2 Выбор комплектных распределительных устройств на стороне низкого напряжения**

На напряжение 6 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУ. К установке примем ячейки КРУ серии КРУ/ЭЛ-ПЗ-1-6-40/2000УЗ «Элтима» производства АО «Электромаш» со встроенной сервисной тележкой, с оболочкой из нержавеющей стали, со схемой главных цепей № 3, на номинальное напряжение 6 кВ с номинальным током отключения выключателя 40 кА и номинальным током главных цепей 2000 А:

КРУ применяется в качестве распределительных устройств напряжением 6-10 кВ трансформаторных подстанций, в том числе комплектных и контейнерных, напряжением 110/35/6(10) кВ, 110/6(10) кВ, 35/6(10) кВ и 6(10)/0,4 кВ, а также в качестве распределительных пунктов. КРУ комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам. КРУ предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6 – 10 кВ в сетях с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор или высокоомный резистор нейтралью. КРУ комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам. КРУ может устанавливаться в капитальных или блочно-модульных зданиях, оборудованных системой обогрева и/или кондиционирования. При необходимости установки КРУ в помещениях с температурой окружающего воздуха от +5° С до -25° С, предусматривается установка автоматических антиконденсатных нагревательных элементов, обеспечивающих нормальные температурные условия работы комплектующей аппаратуры.

Таблица 23 – Основные параметры шкафа КРУ серии КРУ/ЭЛ-ПЗ-1-6-40/2000УЗ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	102
Термическая стойкость, кА/с	40
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

На напряжение 6 кВ распределительное устройство выполняется в КРУН, в которое встроено следующее оборудование:

- трансформаторы напряжения;

- высокоскоростные заземлители;
- разъединители с заземляющими ножами;
- трансформаторы напряжения;
- трансформаторами тока;
- выключатели;
- трансформаторы собственных нужд.

Все оборудование соединяется ошиновкой.

Выбор выключателей производится по напряжению места установки и длительному наибольшему току.

### **10.3 Выбор и проверка выключателей**

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков Ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные и т.д.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (49)$$

- ДЛИТЕЛЬНЫЙ ТОК:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (50)$$

$$I_{мах} \leq I_{ном}. \quad (51)$$

- ОТКЛЮЧАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ:

$$I_{п о} \leq I_{откл ном}, \quad (52)$$

- ВКЛЮЧАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ

$$I_{вкл} \geq I_{по}, \quad (53)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд}. \quad (54)$$

Проверяем выключатели по следующим параметрам:

$$i_{аном} \geq i_{ат}, \quad (55)$$

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к} = I_{пО}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (56)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя, принимаем  $t_{откл} = 0,05$  с;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (57)$$

$$t_{откл} = 2,5 + 0,05 = 2,55 \text{ с},$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае  $\Delta t = 2,5$ с.

$$B_k = 8,193^2 \cdot (2,55 + 0,021) = 172,575 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (58)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,587 \text{ кА}.$$



где  $\beta_H$  - номинальное значение относительного содержания аperiodической

составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_H = 47,$$

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{откл} = 40 \text{ А.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 24. Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. В ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГУ-110Б-40/3150. Выключатели данной серии предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц. Тип привода – пневматический. Проводим проверку каталожных и расчетных данных для оценки правильности выбора выключателя.

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 267 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 18,538 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 172,575 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,193 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,193 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 26,587 \text{ кА}$	$i_{At} = 11,587 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки в КРУН-35 выбираем вакуумный выключатель в составе КРУН-35 кВ К-405 Серии ВВК–35Б–20. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 25.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{нКЗ}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (59)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя, принимаем

$$t_{откл} = t_{с.в.о.} + t_{р.з.} = 0,3 + 3,5 \text{ с},$$

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_K = 9,7930^2 \cdot (3,5 + 0,34) = 368,267 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{откл}, \quad (60)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 20 = 14,142 \text{ кА}.$$

где  $\beta_I$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя,  $\beta_I = 0,5$ .

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного выключателя,  $I_{откл} = 20$ .

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 25.

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{pMAX} = 615$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 51$ кА	$i_{уд} = 22,159$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1300$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 368$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{откл} = 20$ кА	$I_{по} = 9,7930$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I_{вкл} = 20$ кА	$I_{по} = 9,7930$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 14,142$ кА	$i_{ат} = 13,849$ кА	$i_{ат} \leq i_{аном}$

По результатам расчетов выключатель ВВК-35Б-20 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки в шкаф КРУН серии КРУ/ЭЛ-ПЗ-1-6-40/2000УЗ выбираем вакуумный выключатель SION 3AE1086-4. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 26, а подобный расчет представлен в приложении А.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6$ кВ	$U_p = 6$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000$ А	$I_{pMAX} = 1750$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} = 83,667$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{откл} = 40$ кА	$I_{по} = 36,9760$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 36,9760 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
----------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------------

По результатам расчетов выключатель SION 3AE1086-4 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 10.4 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [3].

На стороне ВН выбираем разъединители - РНД3.1-110/1000 УХЛ1 и РД3.2-110/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Ячейки КРУН-35 кВ и КРУ-6 кВ оснащены разъединителями, встроенными в сами выкатные элементы.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлены в таблицах 27.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{РМАХ}} = 267 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 18,538 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
Главные ножи		
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} = 172,575 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} = 172,575 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

## 10.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ. 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. Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (61)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (62)$$

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  $2,5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно –  $6$  и  $10 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$ . В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194И-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}), \quad (63)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТОГФ 110-УХЛ1. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{нагр}} = \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (64)$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (65)$$

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

$Z_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2\text{H}}^2}, \quad (66)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{24}{1} = 24 \text{ Ом},$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ . Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (67)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,017$  - удельное сопротивление материала (медь).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 29.

Таблица 29 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H$ , кВ	$l$ , м
110	100 - 150
35	50 - 80
6	10

Принимаем кабель ВВГнг с жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S} \quad (68)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,017 \cdot 100}{4} = 0,425 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (69)$$

$$Z_2 = 24 + 0,425 + 0,05 = 24,47 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 30.

Таблица 30 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 800 \text{ А}$	$I_P = 267 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ Ом}$	$Z_2 = 24,47 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 18,538 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 3675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 172,575 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$



Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне СН выбираем трансформатор тока ТРГ – 35 – УХЛ1.

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счётчики PowerLogic ION8600 предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектроцентралей, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	ION - 8600	4,8	4,8	4,8
ИТОГО		16,8	6,8	16,8

$Z_{2ном} = 3$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока.

$\sum r_{ПРИБ}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне СН.

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (70)$$

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{16,8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом.}$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом. Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (71)$$

Принимаем кабель ВВГнг с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S} \quad (72)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,017 \cdot 100}{4} = 0,425 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_K \quad (73)$$

$$Z_2 = 0,672 + 0,425 + 0,05 = 1,147 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока СН представлено в таблице 32.

Таблица 32 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 615 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,147 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 134 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,159 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 4107 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 3883 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq ВК$

Как видно из результатов трансформатор тока ТРГ – 35 – УХЛ1 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ – 6 – У3.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 33.

Таблица 33 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 1750 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,147 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 83,667 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 3721 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 2058 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq ВК$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 10.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (74)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, 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) устанавливаются 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с прибо-

рами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 34.

Таблица 34 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{дон} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 35.

Таблица 35 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ , ВА	Число приборов	$S_{\Sigma}$ , ВА
Вольтметр	ЩП 120П-4,0-220 ВВУ	5,5	3	16,5
Частотомер	СС 3020-Н	4	1	4
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Фазометр	Д5781	5	3	15
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ302	9	8	72

Итого				127,5
-------	--	--	--	-------

$$S_p = 127,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 36.

Таблица 36 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 127,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 37.

Таблица 37 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	Число приборов	$S_{\Sigma}, \text{ ВА}$
Вольтметр	ЦП 8501/17	10	2	20
Вольтметр пофазный	ЦП 8501/17	10	2	20
Варметр	Е – 830	10	4	40
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ 302	9	4	36
Итого				116

$$S_p = 116 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 48.

Таблица 38 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_P = 116 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ – 10 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 39.

Таблица 39 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	Число приборов	$S_{\Sigma},$ ВА
Вольтметр	ЩП 120П- 4,0-220 ВВУ	5,5	3	16,5
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ302	9	8	72
Итого				118,5

$$S_P = 118,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 40.

Таблица 40 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ ВА}$	$S_P = 118,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 10.7 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-35 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.

Номинальный ток:

$$I_{\max HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}, \quad (75)$$

$$I_{\max HH} = \frac{45312}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3964 \text{ А.}$$

Выбираем алюминиевые трехполосные шины прямоугольного сечения марки АО:  $3 \times (120 \times 10) \text{ мм}$ ,  $S = 1200 \text{ мм}^2$  - для одной полосы шины.

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\text{ПО}} = 36,9760 \text{ кА}; \quad i_{\text{уд}} = 83,667 \text{ кА.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (76)$$



$$q_{\min} = \frac{\sqrt{3889 \cdot 10^6}}{91} = 684,766 \text{ мм}^2,$$

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

$q_{\min}$  – минимальное сечение провода,  $q_{\min} < S$ .

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $L = 1,5$  м.

Собственная частота колебаний шины при выбранной  $L$ :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (77)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{83,33}{1000}} = 22,22 \text{ Гц.}$$

Для проверки на резонанс должно выполняться условие  $f_0 \leq 30$  Гц

где  $J$  - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 83,33 \text{ см}^4;$$

$q$  - поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие приходящееся на один метр длины шины (Н/м):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I^2}{a} \cdot y_{\partial}, \quad (78)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{83667^2}{1,5} = 808,31 \text{ Н/м}$$

где  $i_{y\partial}$  - ударный ток на шине (А),

$a$  - расстояние между фазами (м).

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (79)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{808 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 16,7} = 10,89 \text{ МПа,}$$

где  $L$  - длина пролета между опорными изоляторами (м);

$W_{\phi}$  - момент сопротивления шины, который равен

$$W_{\phi} = \frac{1 \cdot 10^2}{6} = 16,7 \text{ см}^3$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 90$  МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

### 10.8 Выбор гибких шин

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 длительно допустимому

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах}, \quad (80)$$

-по термической стойкости

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (81)$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение провода,

$C$  – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const, \quad (82)$$

Можно принять:

- для медных шин и кабелей –  $C = 165$ ;
- для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$ ;
- для стальных шин –  $C = 70$ .

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: 110 кВ – 3 м. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ, а также шины с токами КЗ  $>20$  кА [14].

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

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (83)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины -  $Q_{к.доп} = 300$  °С;
- голые алюминиевые шины -  $Q_{к.доп} = 200$  °С;
- голые стальные шины -  $Q_{к.доп} = 400$  °С.

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

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 120/19, допустимый ток которых  $I_{доп} = 390$  А, диаметр провода  $d = 15,2$  мм. 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.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 390 \text{ А}$$

$$I_{max} = 267 \text{ А}$$

$$I_{max} < I_{доп}, \quad (84)$$

Проверка по условиям короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9E_0, \quad (85)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности-электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{экс}}} \right), \quad (86)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,368 \text{ кВ/см},$$

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

$r_{экр}$  – эквивалентный радиус провода;

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \lg \left( \frac{D_{cp}}{r_{экр}} \right)}, \quad (87)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{504}{0,7}} = 19,49 \text{ кВ/см.}$$

где  $D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

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

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

$$1,07 \times 19,49 \leq 0,9 \times 33,368$$

$$20,854 \leq 30,031$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

На стороне среднего напряжения выбираем гибкие шины используемые для соединения ошиновки трансформатора и КРУН, выбираем провод марки:

АС – 300/39, допустимый ток которых  $I_{доп} = 710$  А, диаметр провода  $d = 22,4$  мм. Проверка шин на сжестывание 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.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 710 \text{ А,}$$

$$I_{max} = 615 \text{ А,}$$

$$I_{max} < I_{доп}, \quad (88)$$

Проверка по условиям короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9E_0, \quad (89)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}} \right) = 31,866 \text{ кВ/см.}$$

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

$r_{эКВ}$  – эквивалентный радиус провода;

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 110}{1,12 \cdot \lg \frac{1008}{1,12}} = 23,867 \text{ кВ/см.}$$

где  $D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 800 = 1008 \text{ см.}$$

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

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

$$1,07 \times 23,867 \leq 0,9 \times 31,866$$

$$25,679 \leq 28,679$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

### **10.9 Выбор и проверка опорных изоляторов**

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. 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 нагруз-

ки  $F_{\text{разр}}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (90)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{дон}}. \quad (91)$$

На стороне ВН выбираем опорный стержневой изолятор С4-450-М с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна  $H_{\text{из}} = 1050$  мм. Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (92)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{83667^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,12 \cdot 10^{-7} = 1358 \text{ Н.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + h / 2}{H_{\text{из}}}, \quad (93)$$

$$K_h = \frac{1050 + 80 + 100 / 2}{1050} = 1,12,$$



$$\text{Проверка: } F_{расч.} = 1358 \leq F_{доп} = 2400$$

Таким образом, опорный изолятор С4-450-М проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Для стороны СН выбираем проходной изолятор ИП 35/1000 – УХЛ2  
С допустимой силой на изгиб (Н):

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

Высота изолятора равна  $H_{из} = 800$  мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{83667^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,16 \cdot 10^{-7} = 1406 \text{ Н.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{800 + 80 + 100 / 2}{800} = 1,16$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 1406 \leq F_{доп} = 4500$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

На стороне НН принимаем к установке изолятор проходной ИПП-10-190 - 3 УХЛ2 используется в ячейках КРУ 6-10 кВ, устанавливается в месте перехода магистральных шин из одной ячейки в другую.

С допустимой силой на изгиб (Н):

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

Высота изолятора равна  $H_{\text{из}} = 190$  мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{83667^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 10^{-7} = 1576 \text{ Н.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{190 + 13 + 83 / 2}{190} = 1,3,$$

Проверка:

$$F_{\text{расч.}} = 1576 \leq F_{\text{дон}} = 2250$$

### 10.10 Выбор ограничителей перенапряжения

Защита силовых трансформаторов и остального оборудования подстанции от волн перенапряжений, проходящих с ВЛ, осуществляется согласно п.4.2.133 ПУЭ [2] соответствующими ограничителями перенапряжений (ОПН). В данной ВКР ОПН, согласно типовой схеме, устанавливаются на высокую, среднюю и низкую сторону трансформатора, а также на трансформаторы напряжения КРУН.

На стороне высшего напряжения трансформатора и шин ОРУ – 220 кВ выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН - 110/77/10/УХЛ1. На стороне среднего напряжения подстанции устанавливаем ОПН - 35/40,5/10/УХЛ1 и на стороне низшего напряжения подстанции – ОПН - 6/7,2/10/УХЛ1. Характеристики ОПН представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Характеристики ОПН

Тип ОПН	ОПН-110УХЛ1	ОПН-35УХЛ1	ОПН-6УХЛ1
1	2	3	4
Класс напряжения сети, кВ	110	35	6
Номинальное напряжение ОПН, кВ	91	51	9
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	77	40,5	7,2
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10	10
Остающееся напряжение при импульсном токе 30/60 мкс с амплитудой 1000 А, кВ, не более	197	103,9	18,5
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 20 кА, кВ, не более	266	139,4	24,3
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ, не менее	316	210	34
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	315	81	14,4

Проверка ОПН:

1. По наибольшему длительно допустимому напряжению. Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования.

$$U_{н.д} \geq 1,15 \cdot \frac{U_{н.д}}{\sqrt{3}}, \quad (94)$$

$$77 \geq 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73 \text{ кВ},$$

$$40,5 \geq 1,15 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 23 \text{ кВ},$$

$$7,2 \geq 1,15 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} = 4 \text{ кВ}.$$

Все условия выполняются

2. Если для выбранного ОПН остающееся напряжение при расчетном грозовом токе (форма 8/20 мкс) составляет не более чем 0.9 от  $U$  грозовых перенапряжений, то выбор ОПН произведен правильно.

$$U_{OCT.8/20} < 0,9 \cdot U_{ГР.И.}, \quad (95)$$

$$266 < 0,9 \cdot 316 = 284 \text{ кВ},$$

$$139,4 < 0,9 \cdot 210 = 189 \text{ кВ},$$

$$24,3 < 0,9 \cdot 34 = 30,6 \text{ кВ}.$$

Все представленные выше ОПН выбраны верно.

### **10.11 Выбор трансформаторов собственных нужд**

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

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система

охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

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

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

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд приведена в таблице 42.

Таблица 42 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (96)$$

$$S_{рас} = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/6.

## 10.12 Выбор аккумуляторных батарей

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

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

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

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

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

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} \quad (97)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

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

в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{121}{2,15} = 56$$

в режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{121}{1,75} = 69$$

Количество добавочных элементов:

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 \tag{98}$$

$$n_{доб} = 69 - 56 = 13$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06, \tag{99}$$

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

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера  $N = 23$ .

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (100)$$

где  $I_{Tmax}$  - максимальный толчковый ток для данного вида батарей, который равен  $I_{Tmax} = 1269 \text{ А}$ ;

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А.}$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N}, \quad (101)$$

$$I_p = \frac{1269}{28} = 45,3 \text{ А.}$$

По кривой 2 [7], определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \quad (102)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А,}$$



$$U_{ПЗ} \geq 2.2 \cdot n_0, \quad (103)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2.2 \cdot 56 = 123.$$

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{доб} = 0.05 \cdot N, \quad (104)$$

$$I_{доб} = 0.05 \cdot 28 = 1.4 \text{ А},$$

$$U_{доб} = 2.2 \cdot n_{доб}, \quad (105)$$

$$U_{доб} = 2.2 \cdot 13 = 28.6 \text{ В}.$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II} \text{ А}, \quad (106)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А}.$$

$$U_{ПЗ} = 2.75 \cdot n, \quad (107)$$

$$U_{ПЗ} = 2.75 \cdot 69 = 190 \text{ В}.$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

### **10.13 Выбор высокочастотных заградителей**

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия

высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. Выбор ВЧ-заградителей производим по номинальным и ударным токам.

- 1)  $U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}$ ,
- 2)  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}}$ ,
- 3)  $i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
- 4)  $I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к}}$

Для ВЛ 110 кВ выбираем высокочастотный заградитель серии ВЗ-1000-0,5-У1.

Значения  $I_{\text{max p}}$  и  $B_{\text{к}}$  берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 43.

Таблица 43 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЧЗ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 267 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 18,538 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 172,575 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

#### 10.14 Системы автоматизации подстанций и электрической части электростанций

Системы автоматизации предназначены для эффективной организации оперативно-диспетчерского управления подстанцией (ПС) в нормальных, аварийных/послеаварийных режимах и диспетчерско-технологического управления процессами эксплуатации оборудования ПС и прилегающих

электрических сетей. Продуктовое направление «Автоматизация подстанций» компании «РТСофт» предлагает полный спектр решений и услуг, от поставки программно-аппаратных средств для создания отдельных систем (АСУТП, РЗА, ПА, ССПИ, АСДТУ) до выполнения комплексных проектов под ключ. Заказчику предоставляется возможность выбора технического решения для каждого конкретного проекта в зависимости от характеристик объекта и его функциональных требований. Выполняются экспертно-аналитические работы (предпроектное обследование объекта, разработка технических требований, формирование технических решений в соответствии с требованиями заказчика), предоставляются консультации по проектированию и внедрению систем, в том числе на действующих объектах.

В рамках направления предлагаются следующие решения:

1. Комплексная автоматизация энергообъекта, предназначенная для решения задачи как оперативно-диспетчерского управления, так и повышения надежности и эффективности эксплуатации энергообъекта собственником. Данные решения строятся на базе программно-технического комплекса SMART-SPRECON;

2. Специализированные системы, предназначенные для решения задачи оперативно-диспетчерского управления, оптимизированные по стоимости и функциональности. Данные решения строятся на базе программно-технического комплекса «СМАРТ-КП2»;

Область применения

Решения продуктового направления «Автоматизация подстанций» компании «РТСофт» применимы для большинства видов энергообъектов:

1. ПС 220–750 кВ магистральных сетей, принадлежащих ПАО «ФСК ЕЭС»;

2. ПС 35–110 кВ распределительных сетей, находящихся в ведении ПАО «Российские сети»;

3. ПС 35–220 кВ других собственников (промышленных предприятий, объектов инфраструктуры, независимых энергокомпаний);

Для различных объектов создаются следующие виды систем автоматизации:

1. Автоматизированные системы управления технологическими процессами подстанций (АСУТП ПС);
2. Системы сбора и передачи информации (ССПИ) и телемеханики;
3. Автоматизированные системы управления электрической частью или ОРУ электростанций (АСУ Э, САУ ОРУ);
4. Системы обмена технологической информацией с автоматизированными системами системного оператора (СОТИ АССО);
5. Системы мониторинга МП РЗА.

Функциональность систем автоматизации подстанций от «РТСофт» соответствует требованиям действующих руководящих документов ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Российские сети». По согласованию с заказчиком предлагается реализация дополнительных функций, направленных на повышение экономической эффективности внедряемых комплексов.

Базовые функции АСУТП, ССПИ:

1. Сбор и обработка аналоговой и дискретной информации о режимах работы ПС;
2. Контроль текущего режима и состояния главной схемы подстанции с АРМ персонала;
3. Ручной ввод сигналов положения («псевдо-ТС»);
4. Автоматизированное управление оборудованием ПС;
5. Точная (до 1 мс) синхронизация всех низовых устройств с астрономическим временем (от систем ГЛОНАСС или GPS);
6. Предупредительная и аварийная сигнализация;
7. Регистрация аварийных событий;
8. Ведение архивов и предоставление отчетов;
9. Возможность резервирования элементов системы и технологической сети;

10. Самодиагностика системы с использованием протокола SNMP;
11. Обмен информацией с вышестоящими уровнями АСДУ;
12. Интеграция с системами РЗА, ПА, АСКУЭ и другими вторичными системами ПС;
13. Программно-аппаратные оперативные блокировки;
14. Аварийно-предупредительная сигнализация;
15. Организация АРМ оперативного персонала.

#### Типовая структурная схема системы ТМ/ССПИ ПС 110 кВ

В состав системы ТМ/ССПИ для ПС входит типовой шкаф телемеханики (шкаф ТМ) и, при необходимости, шкаф измерительных преобразователей (шкаф ИП). Данные шкафы устанавливаются в ОПУ на ПС. В каждом КРУ 35–6 кВ в ячейках размещаются многофункциональные измерительные преобразователи с модулями ввода-вывода МИК-01, а также устанавливается типовой шкаф коммутаторов.

Обмен информацией между оборудованием системы ведется с использованием протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Обмен со смежными подсистемами осуществляется по протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, Modbus и пр. Обмен информацией с оборудованием СО ЕЭС и другими вышестоящими системами осуществляется по протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104.

Необходимость отдельного контроллера, выполняющего функции сервера ТМ, определяется информационной емкостью системы или требованиями заказчика и указывается в опросном листе.

## 11 МОЛНИЕЗАЩИТА

### 11.1 Молниезащита ОРУ 110 кВ подстанции «Бурун»

Нормируется два вида зон:

- зона А- с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ;
- зона Б- с надежностью не менее 0,95 и  $U > 500$  кВ.

Для расчетов мы выбираем зону А. На подстанции принимаем к установке 10 стержневых молниеотводов 8 из которых расположены на линейных порталах и 2 на конструкции КРУ 6 кВ. Высота штыревых молниеотводов принята равной  $h_{МП} = 25$  м,  $h_M = 25$  м – высота молниеотвода на портале. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой  $h_{МП} = 11$  м.

Т.к. в нашем случае высота молниеотвода  $h < 150$  м., то параметры внешней зоны защиты определяем по следующим формулам:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (108)$$

где  $h_{эф}$  - эффективная высота молниеотвода, м;

$h$  - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (109)$$

где  $r_0$  - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) r_0, \quad (110)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта, м;

$r_x$  - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов 2-3 и 1-2.

а) расстояние между молниеотводами 1 и 2 равно  $L_{МП12}=37$  м, которое находится в границах  $h < L_{12} \leq 2h$ , поэтому параметры внутренней зоны определяем по следующим формулам:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (111)$$

где  $h_{cx}$  - наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

$r_{c0}$  - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м.,  $r_{c0} = r_0$ .

$$h_{cx} = 25,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(37 - 25) = 19,12$$

$$r_{c0} = 31,69$$

б) расстояние между молниеотводами 2 и 3 равно  $L_{МП23}=75$  м, которое находится в границах  $2h < L_{12} \leq 4h$ , поэтому половина ширины внутренней зоны на уровне земли и на уровне защищаемого объекта определяется по следующим формулам:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right), \quad (112)$$

$$r_{cx} = \left( \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) r_{c0}, \quad (113)$$

где  $r_{cx}$  - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м.

$$r_{c0} = 26,25 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (37 - 2 \cdot 25)}{25} \right) = 29$$

$$r_{cx} = 28,98 \cdot \left( \frac{19,12 - 11}{19,12} \right) = 12,307$$

Стержневые молниеотводы защищают линейный портал, а так же трансформаторы на ПС «Бурун».

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 44 и 45.

Таблица 44 – Результаты расчета зоны защиты свободностоящих молниеотводов

Молниеотводы	$h_{эф}$ , М	$r_0$ , М	$r_x$ , М	$h_{cx}$ , М	$r_{c0}$ , М	$r_{cx}$ , М
9 и 10	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307

Таблица 45 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов установленных на порталах

Молниеотводы	$h_{эф}$ , М	$r_0$ , М	$r_x$ , М	$h_{cx}$ , М	$r_{c0}$ , М	$r_{cx}$ , М
1 и 2	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307
2 и 3	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307
3 и 4	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307
4 и 5	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307
5 и 6	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307
6 и 7	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307
7 и 8	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307
8 и 9	21,25	26,25	9,149	19,12	28,98	12,307



## 12 ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 12.1 Расчет защитного заземления

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала, разряд молнии и т. п.). Эквивалентом земли может быть вода реки или моря, каменный уголь в карьерном залегании и т. п.

Заземлитель - проводник или совокупность металлически соединенных проводников, находящихся в соприкосновении с землей или ее эквивалентом.

Естественный заземлитель - заземлитель, в качестве которого используют электропроводящие части строительных и производственных конструкций и коммуникаций. Заземляющий проводник - проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем.

Заземляющее устройство- совокупность конструктивно объединенных заземляющих проводников и заземлителя.

Магистраль заземления - заземляющий проводник с двумя или более ответвлениями.

Заземленная нейтраль - нейтраль генератора (трансформатора), присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление.

Изолированная нейтраль - нейтраль генератора (трансформатора), не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление.

Назначение защитного заземления – устранение опасности поражения током в случае прикосновения к корпусу электроустановки и другим нетоковедущим металлическим частям, оказавшимся под напряжением вследствие

замыкания на корпус и по другим причинам. Принцип действия защитного заземления – снижение до безопасных значений напряжений прикосновения и шага, обусловленных замыканием на корпус и другими причинами. Это достигается путем уменьшения потенциала заземленного оборудования (уменьшением сопротивления заземлителя), а также путем выравнивания потенциалов основания, на котором стоит человек, и заземленного оборудования (подъемом потенциала основания, на котором стоит человек, до значения, близкого к значению потенциала заземленного оборудования). Учтите, что наряду с искусственным заземлением, рекомендуется использовать естественный заземлитель. Электрическое сопротивление естественного заземлителя равно  $r_{ez}=20$  Ом. Для искусственных заземлителей рекомендуется использовать трубы длиной  $l=2,5$  м (вертикальный электрод) , диаметром  $d=5$  см (вертикальный электрод) и полосовую сталь шириной  $h=40$  мм и толщиной  $t_{II}=4$  мм. Рекомендуемая глубина заложения искусственного заземлителя равна  $h_B=0,8$  м. При мощности источника питания  $>100$  кВА,  $r'_3=4$  Ом. Удельное сопротивление грунта (чернозем)  $\rho=50$  Ом·м.

При совместном использовании естественного и искусственного заземлителя, то общее сопротивление рассчитывается по формуле (параллельное соединение резисторов).

$$r'_3 = \frac{r_3 \cdot r_{ez}}{r_3 + r_{ez}}, \quad (114)$$

где  $r_{ez}$  - сопротивление естественного заземлителя, Ом;

$r_3$  - сопротивление искусственного заземлителя при наличии естественного, Ом;

$r'_3$  - допускаемое сопротивление естественного заземлителя, Ом.

Тогда сопротивление искусственного заземлителя при наличии естественного равно:

$$r_3 = \frac{r_3' \cdot r_{e3}}{r_3 + r_{e3}}, \quad (115)$$

$$r_3 = \frac{4 \cdot 20}{4 + 20} = 5 \text{ Ом}$$

Принимаем климатическую зону – I, тогда:

Для вертикальных электродов  $K_e = 2$

Сопротивление одного вертикального электрода рассчитывается по формуле:

$$r_3 = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_e}{l_3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot l_3}{d_3} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot h_3 + l_3}{4 \cdot h_3 - l_3} \right), \quad (116)$$

$$r_3 = \frac{0,366 \cdot 50 \cdot 2}{2,5} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,05} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,05 + 2,5}{4 \cdot 2,05 - 2,5} \right) = 31,282 \text{ Ом.}$$

где  $K_e$  - коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет промерзания или просыхания грунта для вертикальных электродов;

$l_3$  - длина вертикального электрода, м;

$d_3$  - диаметр вертикального электрода, м;

$h_3$  - глубина заложения вертикального электрода, м.

$$h_3 = h_n + 0,5 \cdot l_3, \quad (117)$$

$$h_3 = 0,8 + 0,5 \cdot 2,5 = 2,05 \text{ м.}$$

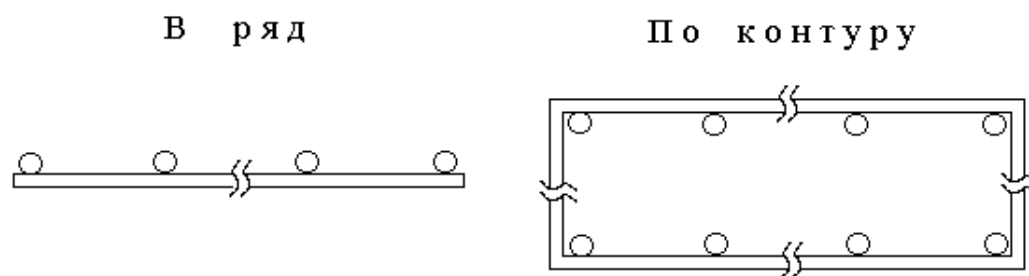


Рисунок 13 – Схема расположения электродов

Искусственное заземляющее устройство состоит из вертикальных электродов и горизонтально расположенной соединительной полосы.

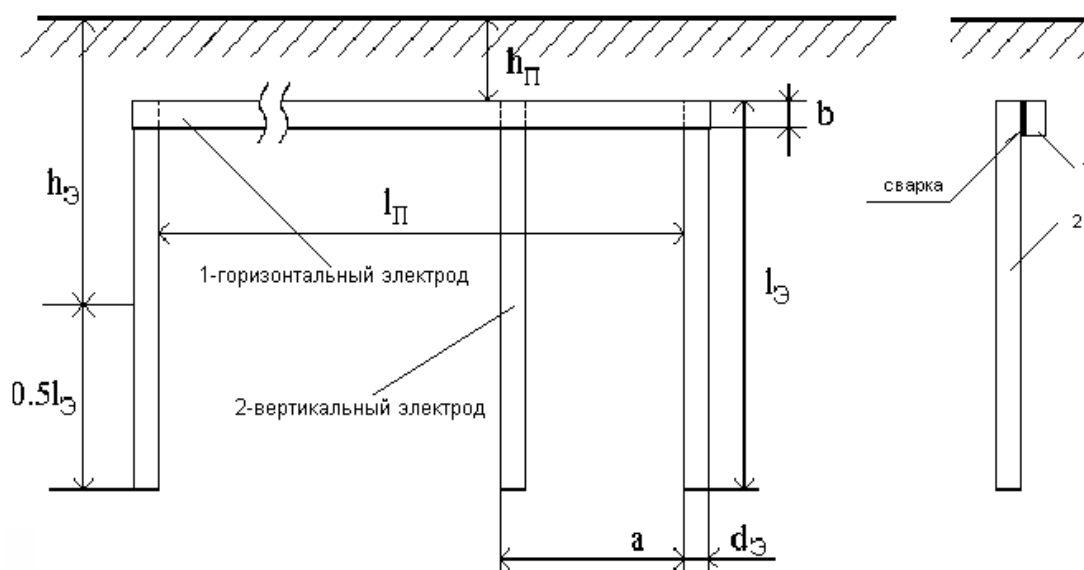


Рисунок 14 – Схема заземляющего устройства

Предварительное количество вертикальных электродов рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{r_3}{r_3'} \quad (118)$$

$$n' = \frac{31,282}{5} = 6,25 \approx 7 \text{ шт}$$

Зная расположение электродов по контуру, отношение расстояния между электродами к их длине ( $a/l_3 = 1$ ) и предварительное количество электродов ( $n'$ ), определяем коэффициент использования электродов.

Располагаем вертикальные электроды по контуру и определяем коэффициент использования электродов -  $\eta_{\text{Э}} = 0,6$

Окончательное потребное количество электродов определяется по следующей формуле:

$$n = \frac{r_{\text{Э}}}{r_3 \cdot \eta_{\text{Э}}}, \quad (119)$$

$$n = \frac{31,282}{5 \cdot 0,6} = 10,4 \approx 11 \text{ шт}$$

Определяем длину соединительной полосы,  $l_n$ :

$$l_n = a \cdot n, \quad (120)$$

$$l_n = 2,5 \cdot 11 = 27,5 \text{ м.}$$

Определяем сопротивление соединительной полосы:

$$r_n = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_r}{l_n} \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot l_n^2}{h_n \cdot \epsilon} \right) \quad (121)$$

где  $r_{e3}$  - сопротивление естественного заземлителя, Ом;

$r_3$  - сопротивление искусственного заземлителя при наличии естественного, Ом;

$b$  - ширина горизонтального электрода, мм;

$K_2$  - коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет промерзания или просыхания грунта для горизонтальных электродов.

$$r_n = \frac{0.366 \cdot 50 \cdot 4,5}{27,5} \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 27,5^2}{0,8 \cdot 0,04} \right) = 13,998 \text{ Ом},$$

Определяем общее сопротивление контура защитного заземления:

$$r_{\Sigma} = \frac{r_3 \cdot r_n}{r_3 \cdot \eta_n + r_n \cdot \eta_3 \cdot n} \quad (122)$$

где  $\eta_n = 0,5$  – коэффициент использования полосы

$$r_{\Sigma} = \frac{31,282 \cdot 13,998}{31,282 \cdot 0,6 + 13,998 \cdot 0,5 \cdot 11} = 4,5 \text{ Ом},$$

Проводим проверку условия  $r_3' \leq r_{\Sigma} \leq r_3$ .  $4 \leq 4,5 \leq 5$  Данное условие выполняется. Это говорит о том, что выбор и расчет системы защитного заземления проведен верно.

## 13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 13.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Вплоть до 2000-х гг. в качестве защит оборудования на подстанциях применяли исключительно устройства релейной защиты и автоматики электромеханического типа, которые построены на реле электромеханического принципа работы. Теперь старые электромеханические защиты постепенно вытесняются современными устройствами – микропроцессорными терминалами защит, управления и автоматики оборудования, которые все чаще встречаются на вновь построенных или технически переоснащенных подстанциях. В данной ВКР будут рассмотрены и установлены современные комплекты микропроцессорных защит. Преимущества современных устройств релейной защиты и автоматики:

1. Компактность. Например, для реализации защиты, автоматики, управления оборудованием линии 220 кВ необходимо монтировать сложную схему из множества электромеханических реле, которые едва помещаются на одну релейную панель. Микропроцессорный терминал защит имеет небольшие габаритные размеры, на одной панели релейной защиты и автоматики которого можно разместить два терминала защит и соответствующие ключи для управления выключателями линий;

2. Точность. Стандартные конфигурации можно с максимальной точностью настроить для реальных условий, учесть все возможные нюансы, выбрать нужные функции;

3. Контролируемость. Существенным преимуществом микропроцессорных защиты является удобство контроля над режимом работы оборудования, в том числе и ликвидации возникших аварийных ситуаций;

4. Память. Если для защит линии используются микропроцессорные устройства, то в случае отключения выключателя от защит или в случае работы автоматики, в памяти устройства фиксируется время срабатывания,

наименования сработавшей защиты или элемента автоматики линии, а также приводятся электрические параметры в нормальный, аварийный и послеаварийный периоды. Благодаря данному функционалу, можно точно восстановить картину произошедшего, что очень важно в случае возникновения больших аварий, несчастных случаев в энергетике. Рассмотрим основные комплексы защит устанавливаемых для линий и трансформаторных подстанций с односторонним питанием.

Для защиты линий предусмотрены следующие виды защит:

1. Дистанционная защита;
2. Направленная защита нулевой последовательности;
3. Токовая отсечка, МТЗ;
4. УРОВ;
5. Одно и/или трехфазное АПВ;
6. Контроль напряжения, улавливание синхронизма.

Так как применяются микропроцессорная защита, то все перечисленные виды защит находятся в одном комплекте защиты. Необходимо также выбрать защиту трансформатора, поэтому в качестве примера рассмотрим релейную защиту трансформатора. При разработке релейной защиты трансформатора следует учитывать повреждения и аварийные режимы их работы, к которым относятся:

1. Многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
2. Однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
3. Витковых замыканий в обмотках;
4. Токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
5. Токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
6. Понижения уровня масла;
7. Частичного пробоя изоляции маслонаполненных вводов 500 кВ и выше;



8. Однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности. Для силовых трансформаторов, установленных на подстанции Бурун, принят следующий терминал микропроцессорной защиты типа RET 670, который включает в себя:

1. Дифференциальная защита трансформатора;
2. Дифференциальная отсечка;
3. Трехступенчатая максимальная токовая защита;
4. Газовая защита трансформатора;
5. Защита от перегрузки.

### **13.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Бурун**

Силовые трансформаторы на подстанции защищаются терминалом микропроцессорных защит типа RET 670, производитель «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

Устройство защиты RET 670 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. Устройство обладает высокой надежностью аппаратного обеспечения и широкими возможностями конфигурирования. Помимо защитных, устройство выполняет ряд сервисных функций:

1. Регистратор аварийных режимов (цифровой осциллограф);
2. Регистратор событий;
3. Самодиагностика устройства (повышение надежности функционирования);
4. Индикация параметров режима энергообъекта;
5. связь с системой мониторинга и сбора данных/управления на подстанции[15].

#### **13.2.1 Расчет уставок защит RET 670 трансформатора**

Напряжение обмотки ВН  $U_{ном.ВН} = 115 \text{ кВ}$

Напряжение обмотки СН  $U_{ном.СН} = 38,5 \text{ кВ}$

Напряжение обмотки НН  $U_{ном.НН} = 6,6 \text{ кВ}$

Номинальный ток первичной обмотки защитного ТТ для ВН, СН и НН – 800, 1000, 2500 А соответственно.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{800}{5} = 160$$

Коэффициент трансформации обмотки ВН;

$$K_{ТТ.СН} = \frac{1000}{5} = 200$$

Коэффициент трансформации обмотки СН;

$$K_{ТТ.НН} = \frac{2000}{5} = 400$$

Коэффициент трансформации обмотки НН.

Номинальная мощность стороны ВН берется на 0,1 больше, тогда

$$S_{ном.ВН} = 40000,1 \text{ кВА}; S_{ном.СН} = 40000 \text{ кВА}; S_{ном.НН} = 40000 \text{ кВА}.$$

Номинальный ток стороны ВН:

$$I_{ном.ВН} = \frac{40000,1}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8 \text{ А}$$

Номинальный ток стороны СН:

$$I_{ном.СН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 600 \text{ А}$$

Номинальный ток стороны НН:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3500 \text{ A}$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{\text{ном.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (123)$$

$$I_{\text{ном.ВТ.ВН}} = \frac{200}{160} = 1,25 \text{ A}$$

$$0,1 < \frac{I_{\text{ном.ВТ.ВН}}}{I_{\text{ном.Т.ВН}}} < 4$$

где  $I_{\text{ном.Т.ВН}}$  - номинальный ток входа устройства, принимаем 1 А;

$$0,1 < \frac{1,25}{1} < 4$$

Условие выполняется.

$\Delta f_{\text{выр.ВН}}$  - относительная погрешность выравнивания составляет 0,02

Цифровое выравнивание токов плеч СН.

Номинальный вторичный ток стороны СН:

$$I_{\text{ном.ВТ.СН}} = \frac{I_{\text{ном.СН}}}{K_{\text{ТТ.СН}}}, \quad (124)$$

$$I_{ном.ВТ.СН} = \frac{600}{200} = 3 \text{ A}$$

$$0,1 < \frac{I_{ном.ВТ.СН}}{I_{ном.Т.СН}} < 4$$

где  $I_{ном.Т.СН}$  - номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 < \frac{3}{5} = 0,6 < 4$$

Условие выполняется.

$\Delta f_{выр.СН}$  - относительная погрешность выравнивания составляет 0,02

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{ном.ВТ.НН} = \frac{I_{ном.НН}}{K_{ТТ.НН}}, \quad (125)$$

$$I_{ном.ВТ.НН} = \frac{3500}{400} = 8,75 \text{ A}$$

$$0,1 < \frac{I_{ном.ВТ.НН}}{I_{ном.Т.НН}} < 4$$

где  $I_{ном.Т.НН}$  - номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 < \frac{8,75}{5} = 1,75 < 4$$

Условие выполняется.

$\Delta f_{\text{выр.НН}}$  - относительная погрешность выравнивания составляет 0,03

В качестве опорной (базисной) стороны принимается сторона ВН:

$$I_{\text{ном.опорное}} = 200,8 \text{ A.}$$

### 13.2.2 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ и должна быть отстроена от бросков тока намагничивания и переходных значений токов небаланса, как в нагрузочном режиме, так и при внешних КЗ.

Определим начальный дифференциальный ток срабатывания:

$$I_{d.\text{min}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot I_{\text{торм.расч}} \cdot 100\%, \quad (126)$$

где  $K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, принимаем 1,15

$K_{\text{нб.расч}}$  - расчетный коэффициент небаланса

$I_{\text{торм.расч}}$  - относительный тормозной ток, который соответствует току трансформатора (автотрансформатора) в переходных режимах работы при малых сквозных токах, принимаем 1,25.

Расчетный коэффициент небаланса рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{\left(K_{\text{пер}} \cdot \xi_{\text{ТТ}} + \xi_{\text{ПТТ}}\right)^2 \cdot \left(1 + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{выр}}\right)^2 + \left(\Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{выр}}\right)^2}. \quad (127)$$

где  $K_{\text{пер}}$  - коэффициент, учитывающий переходный процесс, значения коэффициента для силового трансформатора мощностью 40 МВА принимаем равным 1;

$\xi_{\text{ТТ}}$  - полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита, принимаем 0,1;

$\xi_{ППТ}$  - полная относительная погрешность промежуточных трансформаторов тока, принимаем 0;

$\Delta U_{РЕГ}$  - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора. Значение погрешности принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН в сторону уменьшения или в сторону увеличения, принимаем 0,03.

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(1 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 0,03 + 0,03)^2 + (0,03 + 0,03)^2} = 0,122$$

Расчетный начальный ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{d.min} = 1,15 \cdot 0,122 \cdot 1,25 \cdot 100\% = 0,175$$

Принимаем 0,2

Выбор номера тормозной характеристики:

Коэффициент  $K''_{пер}$  учитывающий переходный процесс при аварийных токах, больших номинального тока защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Значение коэффициента  $K''_{пер}$  принимаем равным 2, для силовых трансформаторов до 40 МВА (включительно), без токоограничивающих реакторов со стороны НН.

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(2 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,03 + 0,03))^2 + (0,03 + 0,03)^2} = 0,22$$

Расчетный дифференциальный ток:

$$I_{ДИФ.РАСЧ} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot I_{торм.расч}, \quad (128)$$

где  $I_{\text{торм.расч}}$  – относительный тормозной ток, который соответствует току, протекающему через трансформатор (автотрансформатор) при внешнем КЗ, принимается равным 3;

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,15 \cdot 0,22 \cdot 3 = 0,759 A$$

Выбор номера характеристики осуществляется по условию обеспечения несрабатывания при максимальных сквозных токах. Для этого рассчитывается коэффициент торможения по выражению:

$$K_{\text{торм.расч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} \cdot \frac{I_{d.\text{min}}}{100\%}}{I_{\text{диф.расч}} - 1,25} \quad (129)$$

$$K_{\text{торм.расч}} = \frac{0,759 \cdot \frac{0,2}{100\%}}{3 - 1,25} = 0,087$$

Затем по таблице 46 выбирается характеристика с ближайшим большим значением  $K_{\text{торм1}}$  по отношению к расчетному значению коэффициента торможения  $K_{\text{торм.расч}}$ . Номер выбранной тормозной характеристики задается в устройстве при помощи параметра CharactNo.

Таблица 46 – Выбор тормозной характеристики

№ тормозной хар-ки	1	2	3	4	5
$K_{\text{торм1}}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$K_{\text{торм2}}$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Номер тормозной характеристики принимаем №1.  $K_{\text{торм}1}=0,15$ ;  
 $K_{\text{торм}2}=0,5$ .

### 13.2.3 Дифференциальная токовая отсечка

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{\text{д.отс}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч1}} \cdot I_{\text{кз.мах}}, \quad (130)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, 1,2;

$K_{\text{нб.расч1}}$  – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый трансформатор, принимаем 0,65;

$I_{\text{кз.мах}}$  – относительный максимальный ток при внешнем КЗ, 36976 А;

Относительный максимальный ток при внешнем КЗ в относительных единицах:

$$I_{\text{кз.мах}}^* = \frac{I_{\text{кз.мах}}}{I_{\text{ном.опорное}}}, \quad (131)$$

$$I_{\text{кз.мах}}^* = \frac{36976}{200,8} = 184$$

Расчетный дифференциальный ток дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{\text{д.отс}} = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 184 = 143 \text{ А}$$

По условию отстройки от режима броска намагничивающего тока параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки должен приниматься не менее 500 %:

$$I_{\text{д.отс}} = 500$$



Расчетный дифференциальный ток дифференциальной токовой отсечки в относительных единицах:

$$I_{РАСЧ.Д.ОТС} = \frac{I_{Д.ОТС}}{I_{НОМ.ОПОРНОЕ}} \quad (132)$$

$$I_{РАСЧ.Д.ОТС} = \frac{500}{200,8} = 2,5$$

Уставка по блокированию 2-ой гармоники = 14%, Уставка по блокированию 5-ой гармоники = 25%.

### 13.2.4 Максимальная токовая защита трансформатора

МТЗ СН и НН резервируют защиты присоединений, отходящих от секций СН и НН соответственно, а МТЗ ВН резервирует также основные защиты. Комбинированный пусковой орган (включает измерительный орган обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключается к ТН со стороны СН и НН. Данный орган можно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка. Расчет параметров срабатывания максимального измерительного органа тока:

1. МТЗ ВН без пуска по напряжению. Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки и рассчитывается по выражению:

$$I_{СЗ.ВН} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзн}}{K_{\sigma}} \cdot I_{НАГР.МАХ.ВН} \quad (133)$$

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

$K_{СЗП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ч 2,5), принимаем равным 2;

$K_B$  – коэффициент возврата, 0,95;

$I_{НАГР.МАХ.ВН}=267,203 \text{ A}$ ;

$$I_{СЗ.ВН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 267,203 = 675 \text{ A}$$

Согласование с МТЗ СН:

$$I_{СЗ.ВН} \geq K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{СЗ.ПРЕД} \quad (134)$$

где  $I_{СЗ.ПРЕД}$  – ток срабатывания МТЗ СН, принимаем 2200 А;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,1;

$K_{ТОК}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования;

$$K_{ток} = \frac{I_{УСТ.ЗАЩ}}{I_{СМЕЖ}} \quad (135)$$

$$K_{ток} = \frac{615}{9793} = 0,06$$

$$I_{C3.BH} \geq 1,1 \cdot 0,06 \cdot 2200 = 145 A$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MIH.BH-CH}}{I_{C3.BH}} \quad (136)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{615}{145} = 4,2 > 1,2$$

Чувствительность обеспечивается

Согласование с МТЗ НН:

$$K_{\text{ток}} = \frac{1750}{36976} = 0,04$$

$I_{C3.ПРЕД}$  – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 5535 А;

$$I_{C3.BH} \geq 1,1 \cdot 0,04 \cdot 5535 = 243,54 A$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1750}{243,54} = 7,1 > 1,2 \text{ чувствительность обеспечивается}$$

Окончательное значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается  $I_{C3.BH} = 250 A$ .

2. МТЗ СН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.СН}} = 615 \text{ A}$$

$$I_{\text{СЗ.СН}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзн}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.СН}} \quad (137)$$

$$I_{\text{СЗ.СН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 615 = 1942 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.СН}}}{I_{\text{СЗ.СН}}} \quad (138)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{9793}{2200} = 4,45 > 1,2$$

3. МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.СН}} = 1750 \text{ A}$$

$$I_{\text{СЗ.СН}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзн}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.СН}} \quad (139)$$

$$I_{\text{СЗ.СН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 1750 = 4421 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{I_{\text{СЗ.НН}}} \quad (140)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{36976}{5535} = 6,6 > 1,2$$

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны НН 5535 А.

### 13.2.5 Защита от перегрузки

Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На трехобмоточных трансформаторах с двусторонним питанием устанавливается на обеих питающих сторонах, на трехобмоточных трансформаторах с неравной мощностью обмоток – на всех трех сторонах, во всех остальных случаях – только со стороны ВН. Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ч 9) с.

1. Защита от перегрузки на стороне ВН (на сигнал):

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} \quad (141)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, 1,05;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты 267,2 А;

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 267,2 = 295 \text{ А}$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:  
 $I_{сз.ВН} = 295A$ . Время срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:  
 $T_{сз}=9,5с$ .

2. Защита от перегрузки на стороне СН (на сигнал):

$$I_{сз.СН} \geq \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{НАГР.МАХ.СН} \quad (142)$$

$$I_{сз.ВН} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 615 = 680A$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны СН:  
 $I_{сз.СН} = 680A$ . Время срабатывания защиты от перегрузки стороны СН:  
 $T_{сз}=9,5с$ .

3. Защита от перегрузки на стороне НН (на сигнал):

$$I_{сз.НН} \geq \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{НАГР.МАХ.НН} \quad (143)$$

$$I_{сз.НН} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 1750 = 1934A$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:  
 $I_{сз.СН} = 1934A$ . Время срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:  
 $T_{сз}=9,5с$ .

### 13.2.6 Газовая защита трансформатора

Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН используется как чувствительная защита от внутренних повреждений. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. В устройстве РПН предусматривается отдельное струйное реле или реле давления.

### **13.2.7 Автоматика на ПС Бурун**

На ПС принят следующий объем автоматизированного управления:

1. Релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
2. Автоматическое повторное включение (АПВ) линий 35, 6 кВ и стороны 110 кВ трансформатора;
3. Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ);
4. Автоматическое включение резерва (АВР) на секционных выключателях 35, 6 кВ и на шинах 0,38 – 0,23 кВ собственных нужд;
5. Регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
6. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) на линиях 35 и 6 кВ;
7. Включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
8. Обогрев приводов разъединителей и выключателей;
9. Работа отопления зданий;
10. Автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;
11. Включение и отключение силовых трансформаторов 110/35/6 кВ, линий 35, 6 кВ.

Электропитание систем управления и автоматики осуществляется со щита постоянного тока.

Сигнализация на ПС предусмотрена в следующем объеме:

1. Световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:
  - 1.1 Основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы;
  - 1.2 Индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

1.3 Резервная (в минимальном объеме) – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности.

Для исключения неправильных действий персонала при оперативных переключениях на ПС, для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами предусмотрена электромагнитная блокировка разъединителей.



## 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 14.1 Безопасность

Перед началом работ в электроустановках в целях безопасности необходимо проводить организационные и технические мероприятия. К организационным мероприятиям относят выдачу нарядов, распоряжений и допуска к работе, надзор во время работы, оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончание работы.

Наряд — это задание на безопасное производство работ, определяющее их место и содержание, время начала и окончания, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность выполнения работ. Наряд выписывается на бланке специальной формы. Распоряжение — это задание на производство работ, определяющее их содержание, место и время, меры безопасности и лиц, которым поручено выполнение этих работ. Наряды и распоряжения выдают лица, имеющие группу по электробезопасности не ниже V в электроустановках напряжением выше 1000 В, и не ниже IV в установках напряжением до 1000 В. Наряд на работу выписывается под копируку в двух экземплярах и выдается оперативному персоналу непосредственно перед началом подготовки рабочего места.

При работе по наряду бригада должна состоять не менее чем из двух человек — производителя работ и члена бригады. Производитель работ отвечает за правильность подготовки рабочего места, выполнение необходимых для производства работ мер безопасности. Он же проводит инструктаж бригады об этих мерах, обеспечивает их выполнение ее членами, следит за исправностью инструмента, такелажа, ремонтной оснастки. Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, в установках до 1000 В и для работ, выполняемых по распоряжению, — не ниже III.

Допуск к работе осуществляется допускающим — ответственным лицом из оперативного персонала. Перед допуском к работе ответственный руководитель и производитель работ вместе с допускающим проверяют выполнение технических мероприятий по подготовке рабочего места. После этого допускающий проверяет соответствие состава бригады и квалификации включенных в нее лиц, прочитывает по наряду фамилии ответственного руководителя, производителя работ, членов бригады и содержание порученной работы; объясняет бригаде, откуда снято напряжение, где наложены заземления, какие части ремонтируемого и соседних присоединений остались под напряжением и какие особые условия производства работ должны соблюдаться; указывает бригаде границы рабочего места и убеждается, что все им сказанное понято бригадой. После разъяснений допускающий доказывает бригаде, что напряжение отсутствует, например, в установках выше 35 кВ с помощью наложения заземлений, а в установках 35 кВ и ниже, где заземления не видны с места работы,— с помощью указателя напряжения и прикосновением рукой к токоведущим частям[20].

С момента допуска бригады к работам для предупреждения нарушений требований техники безопасности производитель работ или наблюдающий осуществляет надзор. Наблюдающему запрещается совмещать надзор с производством какой-либо работы и оставлять бригаду без присмотра во время ее выполнения. Разрешается кратковременное отсутствие одного или нескольких членов бригады. При отсутствии производителя работ, если его не может заменить ответственный руководитель или лицо, выдавшее данный наряд, или лицо из оперативного персонала, бригада выводится из распределительного устройства, дверь РУ запирается и оформляется перерыв в работе.

Периодически проверяется соблюдение работающими правил техники безопасности. При обнаружении нарушений ПТБ или выявлении других обстоятельств, угрожающих безопасности работающих, у производителя работ отбирается наряд и бригада удаляется с места работы.

При перерыве в работе на протяжении рабочего дня бригада удаляется из РУ, после перерыва ни один из членов бригады не имеет права войти в РУ в отсутствие производителя работ или наблюдающего, так как во время перерыва могут произойти изменения в схеме, отражающиеся на условиях производства работ. По окончании работ рабочее место приводится в порядок, принимается ответственным руководителем, который после вывода бригады производителем работ расписывается в наряде об их выполнении. Оперативный персонал осматривает оборудование и места работы, проверяет отсутствие людей, посторонних предметов, инструмента, снимает заземление и проверяет в соответствии с принятым порядком учета, удаляет временное ограждение, снимает плакаты «Работать здесь», «Влезать здесь», устанавливает на место постоянные ограждения, снимает плакаты, вывешенные до начала работы. По окончании перечисленных работ наряд закрывается и включается электроустановка.

К техническим мероприятиям относят отключение напряжения и принятие мер, препятствующих ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры, вывешивание запрещающих плакатов, проверку отсутствия напряжения, наложение заземлений, вывешивание предупреждающих и предписывающих плакатов.

В электроустановках напряжением выше 1000 В со всех сторон, откуда может быть подано напряжение на место работы, при отключении должен быть видимый разрыв, который осуществляется отключением разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки без автоматического включения их с помощью пружин, установленных на самих аппаратах. Видимый разрыв можно создать, сняв предохранители или отсоединив либо сняв шины и провода. Трансформаторы напряжения и силовые трансформаторы отключаются с обеих сторон, чтобы исключить обратную трансформацию. Во избежание ошибочного или самопроизвольного включения у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, отключают силовые цепи и

цепи оперативного тока, а у грузовых и пружинных приводов включающий груз или пружины приводят в нерабочее положение[4].

#### **14.2 Экологичность**

Силовые трансформаторы (ТМ) являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в ТМ применяют различные системы охлаждения:

1. с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
2. с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
3. с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);
4. с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

Шум трансформаторов, особенно больших, в основном обусловлен двумя составляющими: электромагнитным шумом и аэродинамическим шумом, вызываемым вентиляционными устройствами. Маленькие трансформаторы охлаждаются без принудительных устройств, за счет конвекции воздуха, в связи с чем аэродинамическая составляющая отсутствует.

Электромагнитный шум в ТМ возникает по следующим причинам:

1. магнитострикционный эффект;
2. силы, действующие на витки обмотки ТМ в магнитном поле;
3. силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника ТМ.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через

масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение. Шум трансформаторов в своей основе (в сердечнике) может быть снижен при использовании листов железа с возможно малой магнитострикцией[1].

Магнитострикция резко уменьшается в случае повышенного содержания (более 4 %) кремния в металле. Холоднокатаный лист имеет значительно более низкую магнитострикцию, чем горячекатаной.

Магнитострикция листов с ориентированной зернистой структурой значительно ниже при потоке индукции, идущем вдоль направления проката, чем в перпендикулярном направлении. В случае определенного равномерного обжатия листов сердечника их изгибные колебания снижаются. Составной сердечник также способствует уменьшению шума. Каждая из выше перечисленных мер позволяет снизить уровень шума на (3-4) дБА. При передаче звуковой энергии от сердечника к стенкам в трансформаторах стандартного исполнения примерно половина энергии передается по «звуковым мостикам» на днище бака, а остальная часть – через трансформаторное масло. Вместо жесткого крепления сердечника к днищу бака используются стальные пружины (виброизоляторы), а для снижения шума при передаче звуковой энергии через масломер пока не предложено.

Вибрации стенок бака, излучение которых является основной причиной шума больших трансформаторов, можно уменьшить установкой на них анти-

вибраторов. Антивибраторы, имеющие форму прямоугольных параллелепипедов, состоят из резиновых элементов, крепящихся к стенкам бака, и установленных на них масс. Их собственная частота настроена на ту частоту стенки бака, при которой требуется существенное уменьшение амплитуды. Кроме того, для снижения шума трансформаторов с успехом применяют кожухи с эластичными стенками.

Собственные частоты элементов конструкции трансформатора должны быть соответствующим образом разнесены с частотами возбуждения, чтобы исключить ненужные результаты. Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Механический шум может возникнуть, например, по причине нарушения балансировки крыльчатки вентиляторов в системе механической вентиляции ТМ.

#### **14.2.1 Расчет шума создаваемого трансформаторами**

На открытом воздухе на территории подстанции установлены N трансформаторов.

Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. Исходные данные приведены в таблице 47.

Таблица 47 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида Д)	40	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов[2].

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам составляет:  $L_A = 45$  дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части ВКР), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ( $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА}$ ,  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ):

$$L_{PA} = 91 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$ .

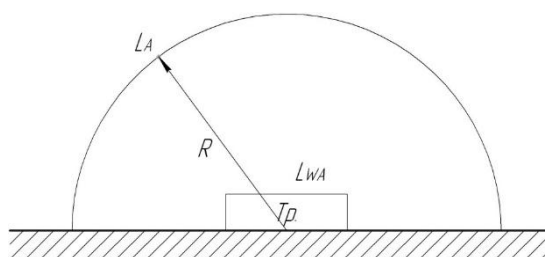


Рисунок 15 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (144)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30 \text{ м}$ ) можно определить по формуле:



$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (145)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 6. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

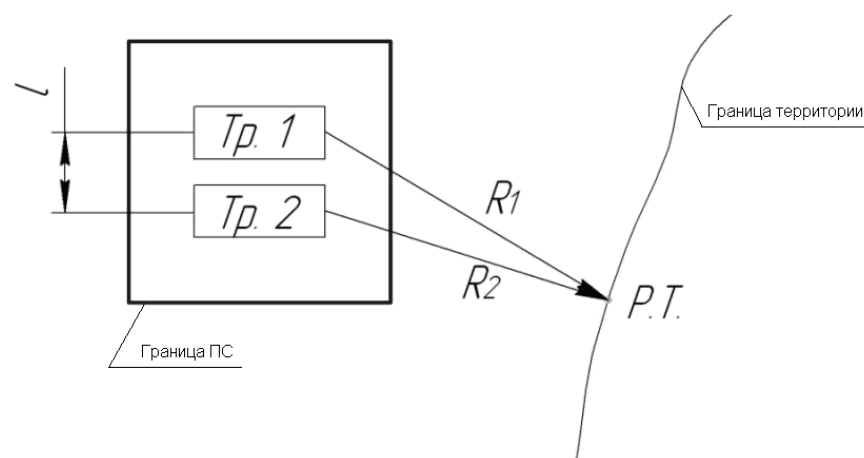


Рисунок 16 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (146)$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

$L_{PAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 91} + 10^{0,1 \cdot 91}) = 94 \text{ дБА},$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DV_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (177) можно переписать в следующем виде:

$$DV_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}, \quad (147)$$

Решив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (148)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(94-45)}}{2\pi}} = 112,571 \text{ м.}$$

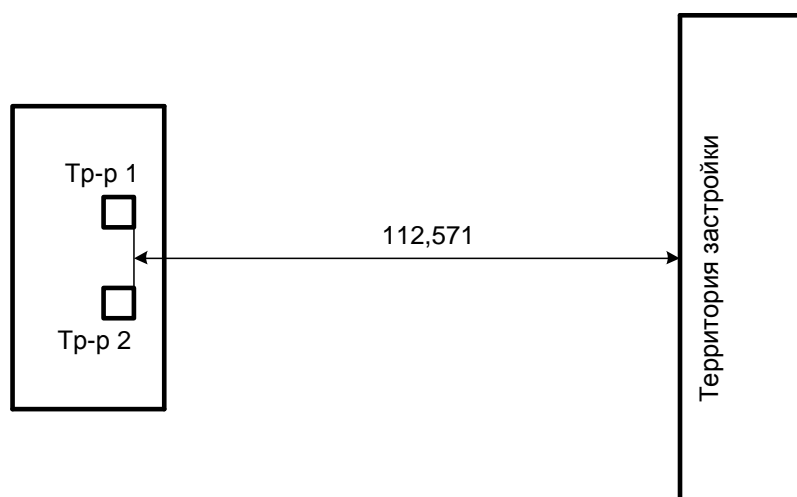


Рисунок 17 – Минимальное необходимое расстояние для соблюдения санитарных норм

Любое  $R \geq 112,571$  м будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории.

В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{\text{СЗ}}$  санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

### 14.3 Чрезвычайные ситуации

Правила пожарной безопасности в силовых трансформаторах[3].

1.1. Надежная эксплуатация трансформаторов и масляных реакторов и их пожарная безопасность должны обеспечиваться:

1.1.1. Соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ.

1.1.2. Соблюдением норм качества масла, и особенно его изоляционных свойств и температурных режимов.

1.1.3. Содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования.

1.1.4. Качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты.

1.2. Маслоприемные устройства под трансформаторами и реакторами, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном

состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

1.3. В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промываться. При сильном загрязнении (заносами пыли, песка и т.п.) или замасливания гравия его промывка должна проводиться, как правило, весной и осенью. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки должна осуществляться полная или частичная замена гравия.

1.4. Одновременно с промывкой гравийной засыпки или опробованием стационарной установки пожаротушения (при ее наличии) на трансформаторе или масляном реакторе должна проверяться работа маслоотводов и заполнение аварийной емкости.

1.5. Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки без разрывов, высотой не менее 150 мм над землей. В местах выкатки трансформаторов и масляных реакторов бортовое ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легкоубираемого при ремонтах, с последующим восстановлением его целостности.

1.6. Запрещается использовать (приспосабливать) стенки кабельных каналов в качестве бортового ограждения маслоприемников трансформаторов и масляных реакторов.

1.7. Вводы кабельных линий в шкафы управления, защиты и автоматики, а также в разветвительные (соединительные) коробки на трансформаторах должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом.

1.8. Аварийные емкости для приема масла от трансформаторов, масляных реакторов и выключателей должны проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Стационарные уровнемеры должны содержаться в работоспособном состоянии.

1.9. Стационарные установки пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы и масляные реакторы, должны содержаться в технически исправном состоянии и соответствовать проекту. Система трубопроводов этой установки и запорная арматура должны окрашиваться в красный цвет.

1.10. Проверка работы стационарной установки пожаротушения и полноты орошения огнетушащим составом (вода, пена) трансформатора или масляного реактора должна проводиться при возможных технологических их отключениях (на срок 8 часов и более), а также обязательно после проведения ремонтов на этом силовом оборудовании. Результаты опробования записываются в оперативный журнал, а замечания - в журнал (картотеку) дефектов и неполадок с оборудованием.

1.11. Горловина выхлопной трубы трансформатора не должна быть направлена на рядом (ближе 30 м) установленное оборудование и сооружения, а также на пути прохода персонала. В необходимых случаях должны устанавливаться отбойные щиты.

1.12. Материал и устройство мембраны на выхлопной трубе должны соответствовать техническим требованиям. Запрещается их выполнение из материала, не предусмотренного заводом-изготовителем. При осмотре трансформатора должна быть обеспечена возможность контроля целостности мембраны.

1.13. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

1.14. При возникновении пожара на трансформаторе (или масляном реакторе) он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее

наличии), вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

1.15. Запрещается при пожаре на трансформаторе или масляном реакторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

1.16. В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами энергетических объектов совместно с представителями гарнизона пожарной охраны и обозначаются знаком заземления.

1.17. Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов и масляных реакторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной ВКР являлось оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ АО «ДРСК» Приморские ЭС в связи с реконструкцией ПС 110 кВ «Бурун», отвечающая современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

Были выполнены следующие задачи:

1. Рассчитаны и проанализированы установившиеся режимы сети;
2. Решены оптимизационные задачи связанные с регулированием напряжения в сети с помощью различных устройств регулирования;
3. Проведена проверка ЛЭП в послеаварийном режиме были отключены некоторые ЛЭП: Волна – 2Р, Седанка – Чайка, Отпайка 4 – Волна. После чего было предложено увеличить сечение на некоторых участках сети;
4. Для анализа послеаварийного режима были отключены следующие элементы сети: ЛЭП Бурун – Академическая, ЛЭП Отпайка 1 – Чайка, трансформатор на ПС Бурун. Так же выполнено регулирование напряжения с помощью устройств РПН, выполняя требования закона встречного регулирования. Было предложено заменить линейный регулятор на ПС Волна на СТК для регулирования напряжения не только на НН, но и СН.
5. Произведен выбор и проверка оборудования на подстанции Бурун;
6. Рассчитана молниезащита и заземление на подстанции Бурун;
7. Рассчитана релейная защита трансформатора на ПС Бурун с использованием современного оборудования;
8. Произведен расчет удовлетворяющий требованиям безопасности и экологичности.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 2 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки»
- 3 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*). «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»
- 4 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.
- Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. М. : Энергия, 1980.
- 5 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 1986.
- 6 Усов С.В. Электрическая часть электрических станций. М. / Энергия, 1977.
- 7 Методические указания к курсовому проектированию по курсу «Электрическая часть станций и подстанций». М.: ЖдМИ, 1990.
- 8 Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. М. / Энергоатомиздат, 1985.
- 9 Правила устройства электроустановок. М. / Энергоатомиздат, 2002.
- 10 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 1985.
- 11 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под ред. А.А.Фёдорова. М. / Энергоатомиздат, 1986.
- 12 Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М. : Академия, 2004.



- 13 Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией. Под редакцией Ю.И. Вишневого. Издательство СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербург, 2002г. 728 с.
- 14 Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Издательство МЭИ., М. 1996г. - 254с.
- 15 Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.
- 16 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1985г., 704 с.
- 17 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие/ Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, Л. Н. Дудченко. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2007. – 238с.
- 18 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учебник для вузов/ В.И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 592 с.
- 19 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 5-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.
- 20 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 21 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2013. – 132 с.
- 22 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет параметров сети и оборудования в ПВК MathCad 15

#### 1. Прогнозирование и расчет электрических нагрузок

##### ПС 2Р

$$S_{т2Р} := 40 \text{ МВА}$$

$$K_{31.2Р} := 0.3552$$

$$K_{32.2Р} := 0.4613$$

##### Мощность нагрузки ПС

$$S_{1.2Р} := S_{т2Р} \cdot K_{31.2Р} = 14.208 \text{ МВА}$$

$$S_{2.2Р} := S_{т2Р} \cdot K_{32.2Р} = 18.452 \text{ МВА}$$

$$S_{.2Р} := S_{1.2Р} + S_{2.2Р} = 32.66 \text{ МВА}$$

$$P_{2Р} := \sqrt{\frac{S_{.2Р}^2}{1.16}} = 30.324 \text{ МВт}$$

$$Q_{2Р} := P_{2Р} \cdot 0.4 = 12.13 \text{ МВар}$$

##### ПС Бурун

$$S_{тБурун} := 40 \text{ МВА}$$

$$K_{31.Бурун} := 0.2936$$

$$K_{32.Бурун} := 0.8392$$

##### Мощность нагрузки ПС

$$S_{1.Бурун} := S_{тБурун} \cdot K_{31.Бурун} = 11.744 \text{ МВА}$$

$$S_{2.Бурун} := S_{тБурун} \cdot K_{32.Бурун} = 33.568 \text{ МВА}$$

$$S_{.Бурун} := S_{1.Бурун} + S_{2.Бурун} = 45.312 \text{ МВА}$$

$$P_{Бурун} := \sqrt{\frac{S_{.Бурун}^2}{1.16}} = 42.071 \text{ МВт}$$

$$Q_{Бурун} := P_{Бурун} \cdot 0.4 = 16.828 \text{ МВар}$$

##### ПС 2Р-Котельная

$$S_{т2Р.Котельная} := 10 \text{ МВА}$$

$$K_{31.2Р.Котельная} := 0.3922$$

##### Мощность нагрузки ПС

$$S_{2Р.Котельная} := S_{т2Р.Котельная} \cdot K_{31.2Р.Котельная} = 3.922 \text{ МВА}$$

$$P_{2Р.Котельная} := \sqrt{\frac{S_{2Р.Котельная}^2}{1.16}} = 3.641 \text{ МВт}$$

$$Q_{2Р.Котельная} := P_{2Р.Котельная} \cdot 0.4 = 1.457 \text{ МВар}$$

##### ПС Академическая

$$S_{т.Академическая} := 6.3 \text{ МВА}$$

$$K_{31.Академическая} := 0.8997$$

$$K_{32.Академическая} := 0.3547$$

##### Мощность нагрузки ПС

$$S_{1.Академическая} := S_{т.Академическая} \cdot K_{31.Академическая} = 5.668 \text{ МВА}$$

$$S_{2.Академическая} := S_{т.Академическая} \cdot K_{32.Академическая} = 2.235 \text{ МВА}$$

## Продолжение приложения А

$$S_{\text{Академическая}} := S_{1.\text{Академическая}} + S_{2.\text{Академическая}} = 7.903 \quad \text{МВА}$$

$$P_{\text{Академическая}} := \sqrt{\frac{S_{\text{Академическая}}^2}{1.16}} = 7.337 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{Академическая}} := P_{\text{Академическая}} \cdot 0.4 = 2.935 \quad \text{МВар}$$

### ПС Ипподром

$$S_{\text{Т.Ипподром}} := 10 \quad \text{МВА}$$

$$K_{31.\text{Ипподром}} := 0.80$$

### Мощность нагрузки ПС

$$S_{1.\text{Ипподром}} := S_{\text{Т.Ипподром}} \cdot K_{31.\text{Ипподром}} = 8 \quad \text{МВА}$$

$$P_{\text{Ипподром}} := \sqrt{\frac{S_{1.\text{Ипподром}}^2}{1.16}} = 7.428 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{Ипподром}} := P_{\text{Ипподром}} \cdot 0.4 = 2.971 \quad \text{МВар}$$

### ПС Седанка

$$S_{\text{Т.Седанка}} := 16 \quad \text{МВА}$$

$$K_{31.\text{Седанка}} := 0.5757$$

$$K_{32.\text{Седанка}} := 0.3814$$

### Мощность нагрузки ПС

$$S_{1.\text{Седанка}} := S_{\text{Т.Седанка}} \cdot K_{31.\text{Седанка}} = 9.211 \quad \text{МВА}$$

$$S_{2.\text{Седанка}} := S_{\text{Т.Седанка}} \cdot K_{32.\text{Седанка}} = 6.102 \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{Седанка}} := S_{1.\text{Седанка}} + S_{2.\text{Седанка}} = 15.314 \quad \text{МВА}$$

$$P_{\text{Седанка}} := \sqrt{\frac{S_{\text{Седанка}}^2}{1.16}} = 14.218 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{Седанка}} := P_{\text{Седанка}} \cdot 0.4 = 5.687 \quad \text{МВар}$$

### ПС Волна

$$S_{\text{Т.Волна}} := 16 \quad \text{МВА}$$

$$K_{31.\text{Волна}} := 0.7427$$

$$K_{32.\text{Волна}} := 0.8521$$

### ПС Чайка

$$S_{\text{Т.Чайка}} := 16 \quad \text{МВА}$$

$$K_{31.\text{Чайка}} := 0.7427$$

$$K_{32.\text{Чайка}} := 0.8521$$

**Мощность нагрузки ПС**

$$S_{1.Волна} := S_{Т.Волна} \cdot K_{з1.Волна} = 11.883 \text{ МВт}$$

$$S_{2.Волна} := S_{Т.Волна} \cdot K_{з2.Волна} = 13.634 \text{ МВт}$$

$$S_{Волна} := S_{1.Волна} + S_{2.Волна} = 25.517 \text{ МВт}$$

$$P_{Волна} := \sqrt{\frac{S_{Волна}^2}{1.16}} = 23.692 \text{ МВт}$$

$$Q_{Волна} := P_{Волна} \cdot 0.4 = 9.477 \text{ МВар}$$

**Мощность нагрузки ПС**

$$S_{1.Чайка} := S_{Т.Чайка} \cdot K_{з1.Чайка} = 11.883 \text{ МВт}$$

$$S_{2.Чайка} := S_{Т.Чайка} \cdot K_{з2.Чайка} = 13.634 \text{ МВт}$$

$$S_{Чайка} := S_{1.Чайка} + S_{2.Чайка} = 25.517 \text{ МВт}$$

$$P_{Чайка} := \sqrt{\frac{S_{Чайка}^2}{1.16}} = 23.692 \text{ МВт}$$

$$Q_{Чайка} := P_{Чайка} \cdot 0.4 = 9.477 \text{ МВар}$$

Активная мощность задаётся в МВт, реактивная в Мвар, полная в МВА, напряжение в кВ, длины линий в км, ток в кА

$$P_{Бурун} = 42.071 \text{ МВт}$$

$$P_{Седанка} = 14.218 \text{ МВт}$$

$$P_{2Р.Котельная} = 3.641 \text{ МВт}$$

$$P_{2Р} = 30.324 \text{ МВт}$$

$$P_{Ипподром} = 7.428 \text{ МВт}$$

$$P_{Академическая} = 7.337 \text{ МВт}$$

$$P_{Чайка} = 23.692 \text{ МВт}$$

$$P_{Волна} = 23.692 \text{ МВт}$$

$$\text{tg}\phi := 0.4$$

**1) Значение прогнозируемых характеристик на 5 лет**

**Зима**

$P_{ср2Р} := 22.86 \text{ МВт}$	$P_{эф2Р} := 26.75 \text{ МВт}$	$P_{max2Р} := 27.43 \text{ МВт}$
$P_{срБ} := 31.72 \text{ МВт}$	$P_{эфБ} := 37.11 \text{ МВт}$	$P_{maxБ} := 38.06 \text{ МВт}$
$P_{ср2Р.К} := 2.75 \text{ МВт}$	$P_{эф2Р.К} := 3.21 \text{ МВт}$	$P_{max2Р.К} := 3.29 \text{ МВт}$
$P_{срА} := 5.53 \text{ МВт}$	$P_{эфА} := 6.47 \text{ МВт}$	$P_{maxА} := 6.64 \text{ МВт}$
$P_{срИ} := 5.6 \text{ МВт}$	$P_{эфИ} := 6.55 \text{ МВт}$	$P_{maxИ} := 6.72 \text{ МВт}$
$P_{срС} := 10.72 \text{ МВт}$	$P_{эфС} := 12.54 \text{ МВт}$	$P_{maxС} := 12.86 \text{ МВт}$
$P_{срВ} := 16.58 \text{ МВт}$	$P_{эфВ} := 19.40 \text{ МВт}$	$P_{maxВ} := 19.90 \text{ МВт}$
$P_{срЧ} := 17.86 \text{ МВт}$	$P_{эфЧ} := 20.90 \text{ МВт}$	$P_{maxЧ} := 21.43 \text{ МВт}$

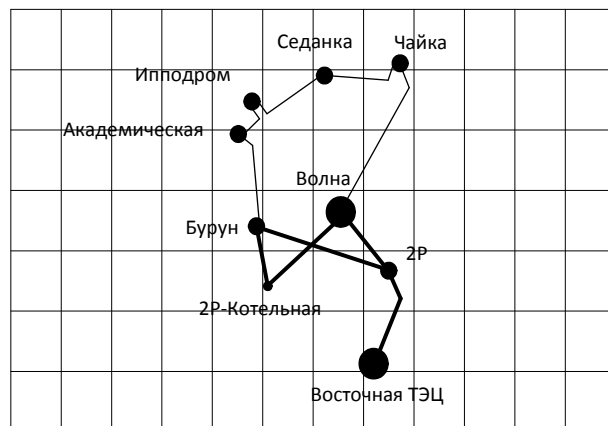
## Продолжение приложения А

$Q_{cp2P} := 9.14$	Мвар	$Q_{эф2P} := 10.70$	Мвар	$Q_{max2P} := 10.97$	Мвар
$Q_{cpБ} := 12.69$	Мвар	$Q_{эфБ} := 14.84$	Мвар	$Q_{maxБ} := 15.22$	Мвар
$Q_{cp2P.К} := 1.10$	Мвар	$Q_{эф2P.К} := 1.28$	Мвар	$Q_{max2P.К} := 1.32$	Мвар
$Q_{cpА} := 2.21$	Мвар	$Q_{эфА} := 2.59$	Мвар	$Q_{maxА} := 2.66$	Мвар
$Q_{cpИ} := 2.24$	Мвар	$Q_{эфИ} := 2.62$	Мвар	$Q_{maxИ} := 2.69$	Мвар
$Q_{cpС} := 4.29$	Мвар	$Q_{эфС} := 5.02$	Мвар	$Q_{maxС} := 5.15$	Мвар
$Q_{cpВ} := 6.63$	Мвар	$Q_{эфВ} := 7.76$	Мвар	$Q_{maxВ} := 7.96$	Мвар
$Q_{cpЧ} := 7.14$	Мвар	$Q_{эфЧ} := 8.36$	Мвар	$Q_{maxЧ} := 8.57$	Мвар

### Лето

$P'_{cp2P} := 19.43$	МВт	$P'_{эф2P} := 22.74$	МВт	$P'_{max2P} := 23.32$	МВт
$P'_{cpБ} := 26.96$	МВт	$P'_{эфБ} := 31.54$	МВт	$P'_{maxБ} := 32.35$	МВт
$P'_{cp2P.К} := 2.33$	МВт	$P'_{эф2P.К} := 2.73$	МВт	$P'_{max2P.К} := 2.80$	МВт
$P'_{cpА} := 4.70$	МВт	$P'_{эфА} := 5.50$	МВт	$P'_{maxА} := 5.64$	МВт
$P'_{cpИ} := 4.76$	МВт	$P'_{эфИ} := 5.57$	МВт	$P'_{maxИ} := 5.71$	МВт
$P'_{cpС} := 9.11$	МВт	$P'_{эфС} := 10.66$	МВт	$P'_{maxС} := 10.93$	МВт
$P'_{cpВ} := 14.10$	МВт	$P'_{эфВ} := 16.49$	МВт	$P'_{maxВ} := 16.92$	МВт
$P'_{cpЧ} := 15.18$	МВт	$P'_{эфЧ} := 17.76$	МВт	$P'_{maxЧ} := 18.22$	МВт
$Q'_{cp2P} := 7.77$	Мвар	$Q'_{эф2P} := 9.09$	Мвар	$Q'_{max2P} := 9.33$	Мвар
$Q'_{cpБ} := 10.78$	Мвар	$Q'_{эфБ} := 12.62$	Мвар	$Q'_{maxБ} := 12.94$	Мвар
$Q'_{cp2P.К} := 0.93$	Мвар	$Q'_{эф2P.К} := 1.09$	Мвар	$Q'_{max2P.К} := 1.12$	Мвар
$Q'_{cpА} := 1.88$	Мвар	$Q'_{эфА} := 2.20$	Мвар	$Q'_{maxА} := 2.26$	Мвар
$Q'_{cpИ} := 1.9$	Мвар	$Q'_{эфИ} := 2.23$	Мвар	$Q'_{maxИ} := 2.28$	Мвар
$Q'_{cpС} := 3.64$	Мвар	$Q'_{эфС} := 4.26$	Мвар	$Q'_{maxС} := 4.37$	Мвар
$Q'_{cpВ} := 5.64$	Мвар	$Q'_{эфВ} := 6.60$	Мвар	$Q'_{maxВ} := 6.77$	Мвар
$Q'_{cpЧ} := 6.07$	Мвар	$Q'_{эфЧ} := 7.11$	Мвар	$Q'_{maxЧ} := 7.29$	Мвар

### Схема сети



## Продолжение приложения А

$L_{2P.От3} := 0.12 \text{ км}$	$L_{\text{Академическая.Ипподром}} := 0.55$
$L_{От3.Бурун} := 1.84 \text{ км}$	$L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} := 0.7 \text{ км}$
$L_{2P.Волна} := 2.3 \text{ км}$	$L_{\text{Отпайка1.Чайка}} := 5.25 \text{ км}$
$L_{2P.ВосточнаяТЭЦ} := 5.229 \text{ км}$	$L_{\text{Отпайка1.Седанка}} := 0.1 \text{ км}$
$L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} := 3.74 \text{ км}$	$L_{\text{Седанка.Чайка}} := 7.8 \text{ км}$
$L_{2P.Котельная.Волна} := 0.54 \text{ км}$	$L_{\text{Чайка.Волна}} := 4.35 \text{ км}$
$L_{\text{Бурун.Академическая}} := 2.79 \text{ км}$	

### Потоки мощности в магистрали 2P-Бурун-2P.Котельная-Волна:

$$P_{2P.Бурун} := \frac{P_{\max B} \cdot (L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} + L_{2P.Котельная.Волна} + L_{2P.Волна}) \dots + P_{\max 2P.K} \cdot (L_{2P.Котельная.Волна} + L_{2P.Волна}) + P_{\max B} \cdot L_{2P.Волна}}{L_{2P.От3} + L_{От3.Бурун} + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} \dots + L_{2P.Котельная.Волна} + L_{2P.Волна}} = 35.785 \text{ МВт}$$

$$P_{2P.Волна} := \frac{P_{\max B} \cdot (L_{2P.Котельная.Волна} + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} + L_{От3.Бурун} + L_{2P.От3}) \dots + P_{\max 2P.K} \cdot (L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} + L_{От3.Бурун} + L_{2P.От3}) \dots + P_{\max B} \cdot (L_{От3.Бурун} + L_{2P.От3})}{L_{2P.От3} + L_{От3.Бурун} + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} \dots + L_{2P.Котельная.Волна} + L_{2P.Волна}} = 25.46 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Сум.Потоки}} := P_{2P.Бурун} + P_{2P.Волна} = 61.25 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Сум.макс}} := P_{\max B} + P_{\max 2P.K} = 61.25 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Бурун.Котельная}} := P_{2P.Бурун} - P_{\max B} = -2.275 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Котельная.Волна}} := P_{2P.Волна} - P_{\max B} = 5.565 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Волна.Котельная}} := P_{\text{Бурун.Котельная}} - P_{\max 2P.K} = -5.565 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Котельная.Бурун}} := P_{\text{Котельная.Волна}} - P_{\max 2P.K} = 2.275 \text{ МВт}$$

### Рациональное напряжение

$$L_{2P.Бурун} := L_{2P.От3} + L_{От3.Бурун} = 1.96$$

$$U_{\text{рац}2P.Бурун} := \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{L_{2P.Бурун}}\right)^2 + \left(\frac{2500}{P_{2P.Бурун}}\right)^2}} = 55.473 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{рац}2P.Волна} := \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{L_{2P.Волна}}\right)^2 + \left(\frac{2500}{P_{2P.Волна}}\right)^2}} = 56.293 \text{ кВ}$$

Продолжение приложения А

$$\begin{aligned}
 & P_{\max 2P.K} \left( \begin{array}{l} L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} + L_{\text{Бурун.Академическая}} \dots \\ + L_{\text{Академическая.Ипподром}} \dots \\ + L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} \dots \\ + L_{\text{Отпайка1.Седанка}} + L_{\text{Седанка.Чайка}} \dots \\ + L_{\text{Чайка.Волна}} \end{array} \right) \dots \\
 & + P_{\max B} \left( \begin{array}{l} L_{\text{Бурун.Академическая}} + L_{\text{Академическая.Ипподром}} \dots \\ + L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} + L_{\text{Отпайка1.Седанка}} \dots \\ + L_{\text{Седанка.Чайка}} \dots \\ + L_{\text{Чайка.Волна}} \end{array} \right) \dots \\
 & + P_{\max A} \left( \begin{array}{l} L_{\text{Академическая.Ипподром}} \dots \\ + L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} \dots \\ + L_{\text{Отпайка1.Седанка}} + L_{\text{Седанка.Чайка}} + L_{\text{Чайка.Волна}} \end{array} \right) \dots \\
 & + P_{\max И} \left( \begin{array}{l} L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} + L_{\text{Отпайка1.Седанка}} \dots \\ + L_{\text{Седанка.Чайка}} \dots \\ + L_{\text{Чайка.Волна}} \end{array} \right) \dots \\
 & + P_{\max C} \cdot (L_{\text{Седанка.Чайка}} + L_{\text{Чайка.Волна}}) \dots \\
 & + P_{\max Ч} \cdot L_{\text{Чайка.Волна}} \\
 P_{\text{Волна.2P.Котельная}} := & \frac{\dots}{L_{2P.Котельная.Волна} + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} \dots \\ & + L_{\text{Бурун.Академическая}} \dots \\ & + L_{\text{Академическая.Ипподром}} + L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} \dots \\ & + L_{\text{Отпайка1.Седанка}} + L_{\text{Седанка.Чайка}} + L_{\text{Чайка.Волна}} \dots} = 54.03 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & P_{\max Ч} \left( \begin{array}{l} L_{\text{Седанка.Чайка}} + L_{\text{Отпайка1.Седанка}} \dots \\ + L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} + L_{\text{Академическая.Ипподром}} \dots \\ + L_{\text{Бурун.Академическая}} + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} \dots \\ + L_{2P.Котельная.Волна} \end{array} \right) \dots \\
 & + P_{\max C} \left( \begin{array}{l} L_{\text{Отпайка1.Седанка}} + L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} \dots \\ + L_{\text{Академическая.Ипподром}} + L_{\text{Бурун.Академическая}} \dots \\ + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} + L_{2P.Котельная.Волна} \end{array} \right) \dots \\
 & + P_{\max И} \left( \begin{array}{l} L_{\text{Академическая.Ипподром}} + L_{\text{Бурун.Академическая}} \dots \\ + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} + L_{2P.Котельная.Волна} \end{array} \right) \dots \\
 & + P_{\max A} \left( \begin{array}{l} L_{\text{Бурун.Академическая}} + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} \dots \\ + L_{2P.Котельная.Волна} \end{array} \right) \dots \\
 & + P_{\max B} \cdot (L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} + L_{2P.Котельная.Волна}) \dots \\
 & + P_{\max 2P.K} \cdot L_{2P.Котельная.Волна} \\
 P_{\text{Волна.Чайка}} := & \frac{\dots}{L_{2P.Котельная.Волна} + L_{\text{Бурун.2P.Котельная}} \dots \\ & + L_{\text{Бурун.Академическая}} + L_{\text{Академическая.Ипподром}} \dots \\ & + L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} + L_{\text{Отпайка1.Седанка}} \dots \\ & + L_{\text{Седанка.Чайка}} + L_{\text{Чайка.Волна}} \dots} = 34.966 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

$$P_{\text{Сум.Потоки2}} := P_{\text{Волна.2P.Котельная}} + P_{\text{Волна.Чайка}} = 89 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Сум.макс2}} := P_{\max 2P.K} + P_{\max B} + P_{\max A} + P_{\max И} + P_{\max C} + P_{\max Ч} = 89 \text{ МВт}$$

### Рациональное напряжение

$$L_{2P.Бурун} := L_{2P.ОтЗ} + L_{ОтЗ.Бурун} = 1.96$$

$$U_{рацВолна.2P.Котельная} := \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{L_{2P.Котельная.Волна}}\right)^2 + \left(\frac{2500}{P_{Волна.2P.Котельная}}\right)^2}} = 32.353 \text{ кВ}$$

$$U_{рацВолна.Чайка} := \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{L_{Чайка.Волна}}\right)^2 + \left(\frac{2500}{P_{Волна.Чайка}}\right)^2}} = 73.237 \text{ кВ}$$

### Требуемая мощность КУ

$$Q_{max2P} := 10.97 \text{ Мвар}$$

$$Q_{maxГ} := 15.22 \text{ Мвар}$$

$$Q_{max2P.К} := 1.32 \text{ Мвар}$$

$$Q_{maxА} := 2.66 \text{ Мвар}$$

$$Q_{maxИ} := 2.69 \text{ Мвар}$$

$$Q_{maxС} := 5.15 \text{ Мвар}$$

$$Q_{maxВ} := 2.61 \text{ Мвар}$$

$$Q_{maxН} := 8.57 \text{ Мвар}$$

$$\text{tg}\phi = 0.4$$

### Требуемая мощность на две секции шин

$$Q_{тр.ку.2P} := \left(\frac{Q_{max2P}}{P_{max2P}} - \text{tg}\phi\right) \cdot P_{max2P} = -0.002 \text{ МВар}$$

$$Q_{тр.ку.Б} := \left(\frac{Q_{maxБ}}{P_{maxБ}} - \text{tg}\phi\right) \cdot P_{maxБ} = -0.004 \text{ МВар}$$

$$Q_{тр.ку.2P.К} := \left(\frac{Q_{max2P.К}}{P_{max2P.К}} - \text{tg}\phi\right) \cdot P_{max2P.К} = 0.004 \text{ МВар}$$

$$Q_{тр.ку.А} := \left(\frac{Q_{maxА}}{P_{maxА}} - \text{tg}\phi\right) \cdot P_{maxА} = 0.004 \text{ МВар}$$

$$Q_{тр.ку.И} := \left(\frac{Q_{maxИ}}{P_{maxИ}} - \text{tg}\phi\right) \cdot P_{maxИ} = 0.002 \text{ МВар}$$

$$Q_{тр.ку.С} := \left(\frac{Q_{maxС}}{P_{maxС}} - \text{tg}\phi\right) \cdot P_{maxС} = 0.006 \text{ МВар}$$



$$Q_{\text{тр.ку.В}} := \left( \frac{Q_{\text{maxВ}}}{P_{\text{maxВ}}} - \text{tg}\phi \right) \cdot P_{\text{maxВ}} = -5.35 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тр.ку.Ч}} := \left( \frac{Q_{\text{maxЧ}}}{P_{\text{maxЧ}}} - \text{tg}\phi \right) \cdot P_{\text{maxЧ}} = -0.002 \quad \text{МВар}$$

### Требуемая мощность на одну систему шин

$$Q_{\text{тр.ку.сш.2P}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тр.ку.2P}}}{2} = -0.001 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тр.ку.сш.Б}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тр.ку.Б}}}{2} = -0.002 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тр.ку.сш.2P.К}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тр.ку.2P.К}}}{2} = 0.002 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тр.ку.сш.А}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тр.ку.А}}}{2} = 0.002 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тр.ку.сш.И}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тр.ку.И}}}{2} = 0.001 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тр.ку.сш.С}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тр.ку.С}}}{2} = 0.003 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тр.ку.сш.В}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тр.ку.В}}}{2} = -2.942 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тр.ку.сш.Ч}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тр.ку.Ч}}}{2} = -0.001 \quad \text{МВар}$$

### Выбор трансформаторов

#### Расчётная полная мощность

$$k_3 := 0.7 \quad n := 2$$

$$S_{p.2P} := \frac{\sqrt{P_{\text{cp}2P}^2 + Q_{\text{cp}2P}^2}}{k_3 \cdot n} = 17.585 \quad \text{MBA}$$

$$S_{p.Б} := \frac{\sqrt{P_{\text{cp}Б}^2 + Q_{\text{cp}Б}^2}}{k_3 \cdot n} = 24.403 \quad \text{MBA}$$

$$S_{p.2P.К} := \frac{\sqrt{P_{\text{cp}2P.К}^2 + Q_{\text{cp}2P.К}^2}}{k_3 \cdot n} = 2.116 \quad \text{MBA}$$

$$S_{p.А} := \frac{\sqrt{P_{\text{cp}А}^2 + Q_{\text{cp}А}^2}}{k_3 \cdot n} = 4.254 \quad \text{MBA}$$

Продолжение приложения А

$$S_{p.I} := \frac{\sqrt{P_{cpI}^2 + Q_{cpI}^2}}{k_3 \cdot n} = 4.308 \text{ МВА}$$

$$S_{p.C} := \frac{\sqrt{P_{cpC}^2 + Q_{cpC}^2}}{k_3 \cdot n} = 8.248 \text{ МВА}$$

$$S_{p.B} := \frac{\sqrt{P_{cpB}^2 + Q_{cpB}^2}}{k_3 \cdot n} = 12.755 \text{ МВА}$$

$$S_{p.Ч} := \frac{\sqrt{P_{cpЧ}^2 + Q_{cpЧ}^2}}{k_3 \cdot n} = 13.739 \text{ МВА}$$

По полученным данным принимаем

ТРДН – 40000/110    ПС 2Р     $S_{тр.2P} := 40 \text{ МВА}$

ТДТН – 40000/110    ПС Б     $S_{тр.Б} := 40 \text{ МВА}$

ТДТН – 10000/110    ПС 2РК     $S_{тр.2P.K} := 10 \text{ МВА}$

ТМН – 6300/35    ПС А     $S_{тр.А} := 6.3 \text{ МВА}$

ТДТН – 6300/110    ПС И     $S_{тр.И} := 6.3 \text{ МВА}$

ТДН – 16000/110    ПС С1     $S_{тр.С1} := 16 \text{ МВА}$

ТДТН – 16000/110    ПС С2     $S_{тр.С2} := 16 \text{ МВА}$

ТДН – 16000/110    ПС В1     $S_{тр.В1} := 16 \text{ МВА}$

АТДЦТН – 125000/220    ПС В2А     $S_{тр.В2А} := 125 \text{ МВА}$

ТДТН – 16000/110    ПС Ч     $S_{тр.Ч} := 16 \text{ МВА}$

Коэффициент загрузки при

$$n := 2$$

$$k_{3,2P} := \frac{\sqrt{P_{cp2P}^2 + Q_{cp2P}^2}}{S_{тр.2P} \cdot n} = 0.308$$

$$k_{3И} := \frac{\sqrt{P_{cpИ}^2 + Q_{cpИ}^2}}{S_{тр.И} \cdot n} = 0.479$$

$$k_{3,Б} := \frac{\sqrt{P_{cpБ}^2 + Q_{cpБ}^2}}{S_{тр.Б} \cdot n} = 0.413$$

$$k_{3C} := \frac{\sqrt{P_{cpC}^2 + Q_{cpC}^2}}{S_{тр.С1} + S_{тр.С2}} = 0.361$$

Продолжение приложения А

$$k_{32P.K} := \frac{\sqrt{P_{cp2P.K}^2 + Q_{cp2P.K}^2}}{S_{Tp.2P.K} \cdot n} = 0.148$$

$$k_{3.0.I} := \frac{\sqrt{P_{cpC}^2 + Q_{cpC}^2}}{S_{Tp.C1} + S_{Tp.C2}} = 0.361$$

$$k_{3A} := \frac{\sqrt{P_{cpA}^2 + Q_{cpA}^2}}{S_{Tp.A} \cdot n} = 0.473$$

$$k_{3.0.II} := \frac{\sqrt{P_{cpЧ}^2 + Q_{cpЧ}^2}}{S_{Tp.Ч} \cdot n} = 0.601$$

$$k_{3B} := \frac{\sqrt{P_{cpB}^2 + Q_{cpB}^2}}{S_{Tp.B1} \cdot n} = 0.558$$

$$k_{3.0.III} := \frac{\sqrt{P_{cpB}^2 + Q_{cpB}^2}}{S_{Tp.B2A} \cdot n} = 0.071$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора

$$n := 1$$

$$k_{3.0.2P} := \frac{\sqrt{P_{cp2P}^2 + Q_{cp2P}^2}}{S_{Tp.2P} \cdot n} = 0.615$$

$$k_{3.0.I} := \frac{\sqrt{P_{cpИ}^2 + Q_{cpИ}^2}}{S_{Tp.И} \cdot n} = 0.957$$

$$k_{3.0.B} := \frac{\sqrt{P_{cpB}^2 + Q_{cpB}^2}}{S_{Tp.B} \cdot n} = 0.854$$

$$k_{3.0.C} := \frac{\sqrt{P_{cpC}^2 + Q_{cpC}^2}}{S_{Tp.C1}} = 0.722$$

$$k_{3.0.2P.K} := \frac{\sqrt{P_{cp2P.K}^2 + Q_{cp2P.K}^2}}{S_{Tp.2P.K} \cdot n} = 0.296$$

$$k_{3.0.B} := \frac{\sqrt{P_{cpB}^2 + Q_{cpB}^2}}{S_{Tp.B1} \cdot n} = 1.116$$

$$k_{3.0.A} := \frac{\sqrt{P_{cpA}^2 + Q_{cpA}^2}}{S_{Tp.A} \cdot n} = 0.945$$

$$k_{3.0.Ч} := \frac{\sqrt{P_{cpЧ}^2 + Q_{cpЧ}^2}}{S_{Tp.Ч} \cdot n} = 1.202$$

$$k_{3.0.B} := \frac{\sqrt{P_{cpB}^2 + Q_{cpB}^2}}{S_{Tp.B2A} \cdot n} = 0.143$$

**Расчет сопротивлений и проводимостей линий для ПВК RasrtWin**

$r_{120_0} := 0.24 \text{ Ом/км}$	$r_{240_0} := 0.12 \text{ Ом/км}$	$r_{300_0} := 0.098 \text{ Ом/км}$	$r_{400_0} := 0.075 \text{ Ом/км}$
$x_{120_0} := 0.427 \text{ Ом/км}$	$x_{240_0} := 0.40 \text{ Ом/км}$	$x_{300_0} := 0.429 \text{ Ом/км}$	$x_{400_0} := 0.42 \text{ Ом/км}$
$b_{120_0} := 2.66 \text{ мкСм/км}$	$b_{240_0} := 2.81 \text{ мкСм/км}$	$b_{300_0} := 2.64 \text{ мкСм/км}$	$b_{400_0} := 2.7 \text{ мкСм/км}$
$r_{150_0} := 0.198 \text{ Ом/км}$			
$x_{150_0} := 0.42 \text{ Ом/км}$			
$b_{150_0} := 2.7 \text{ мкСм/км}$			

$$L_{2P.OT3} := 0.12 \text{ км}$$

$$R_{2P.OT3} := r_{300_0} \cdot L_{2P.OT3} = 0.01 \text{ Ом}$$

$$X_{2P.OT3} := x_{300_0} \cdot L_{2P.OT3} = 0.05 \text{ Ом}$$

$$B_{2P.OT3} := b_{300_0} \cdot L_{2P.OT3} = 0.31 \text{ мкСм}$$

Продолжение приложения А

$$L_{\text{ОтЗ.Бурун}} := 1.84 \text{ км}$$

$$R_{\text{ОтЗ.Бурун}} := r_{1200} \cdot L_{\text{ОтЗ.Бурун}} = 0.442 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ОтЗ.Бурун}} := x_{1200} \cdot L_{\text{ОтЗ.Бурун}} = 0.786 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{ОтЗ.Бурун}} := b_{1200} \cdot L_{\text{ОтЗ.Бурун}} = 4.894 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{2Р.Волна}} := 2.3 \text{ км}$$

$$R_{\text{2Р.Волна}} := r_{3000} \cdot L_{\text{2Р.Волна}} = 0.225 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{2Р.Волна}} := x_{3000} \cdot L_{\text{2Р.Волна}} = 0.987 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{2Р.Волна}} := b_{3000} \cdot L_{\text{2Р.Волна}} = 6.072 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{2Р.ВосточнаяТЭЦ}} := 5.229 \text{ км}$$

$$r_{\text{АПвПу2Г.800}} := 0.022$$

$$x_{\text{АПвПу2Г.800}} := 0.140$$

$$b_{\text{АПвПу2Г.800}} := 79$$

$$R_{\text{2Р.ВосточнаяТЭЦ}} := r_{\text{АПвПу2Г.800}} \cdot L_{\text{2Р.ВосточнаяТЭЦ}} = 0.115 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{2Р.ВосточнаяТЭЦ}} := x_{\text{АПвПу2Г.800}} \cdot L_{\text{2Р.ВосточнаяТЭЦ}} = 0.732 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{2Р.ВосточнаяТЭЦ}} := b_{\text{АПвПу2Г.800}} \cdot L_{\text{2Р.ВосточнаяТЭЦ}} = 413.091 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{Бурун.2Р.Котельная}} := 3.74 \text{ км}$$

$$R_{\text{Бурун.2Р.Котельная}} := r_{3000} \cdot L_{\text{Бурун.2Р.Котельная}} = 0.367 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Бурун.2Р.Котельная}} := x_{3000} \cdot L_{\text{Бурун.2Р.Котельная}} = 1.604 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{Бурун.2Р.Котельная}} := b_{3000} \cdot L_{\text{Бурун.2Р.Котельная}} = 9.874 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{2Р.Котельная.Волна}} := 0.5' \text{ км}$$

$$R_{\text{2Р.Котельная.Волна}} := r_{2400} \cdot L_{\text{2Р.Котельная.Волна}} = 0.066 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{2Р.Котельная.Волна}} := x_{2400} \cdot L_{\text{2Р.Котельная.Волна}} = 0.223 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{2Р.Котельная.Волна}} := b_{2400} \cdot L_{\text{2Р.Котельная.Волна}} = 1.546 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{Бурун.Академическая}} := 2.79 \text{ км}$$

$$R_{\text{Бурун.Академическая}} := r_{1200} \cdot L_{\text{Бурун.Академическая}} = 0.67 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Бурун.Академическая}} := x_{1200} \cdot L_{\text{Бурун.Академическая}} = 1.191 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{Бурун.Академическая}} := b_{1200} \cdot L_{\text{Бурун.Академическая}} = 7.421 \text{ мкСм}$$

## Продолжение приложения А

$$L_{\text{Академическая.Ипподром}} := 0.55 \text{ км}$$

$$R_{\text{Академическая.Ипподром}} := r_{1200} \cdot L_{\text{Академическая.Ипподром}} = 0.132 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Академическая.Ипподром}} := x_{1200} \cdot L_{\text{Академическая.Ипподром}} = 0.235 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{Академическая.Ипподром}} := b_{1200} \cdot L_{\text{Академическая.Ипподром}} = 1.463 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} := 0.7 \text{ км}$$

$$R_{\text{Ипподром.Отпайка1}} := r_{1200} \cdot L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} = 0.168 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Ипподром.Отпайка1}} := x_{1200} \cdot L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} = 0.299 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{Ипподром.Отпайка1}} := b_{1200} \cdot L_{\text{Ипподром.Отпайка1}} = 1.862 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{Отпайка1.Чайка}} := 5.25 \text{ км}$$

$$R_{\text{Отпайка1.Чайка}} := r_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка1.Чайка}} = 1.26 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Отпайка1.Чайка}} := x_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка1.Чайка}} = 2.242 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{Отпайка1.Чайка}} := b_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка1.Чайка}} = 13.965 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{Отпайка1.Седанка}} := 0.1 \text{ км}$$

$$r_{\text{АПвПу2г.240}} := 0.77$$

$$x_{\text{АПвПу2г.240}} := 0.111$$

$$b_{\text{АПвПу2г.240}} := 9.9$$

$$R_{\text{Отпайка1.Седанка}} := r_{\text{АПвПу2г.240}} \cdot L_{\text{Отпайка1.Седанка}} = 0.077 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Отпайка1.Седанка}} := x_{\text{АПвПу2г.240}} \cdot L_{\text{Отпайка1.Седанка}} = 0.011 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{Отпайка1.Седанка}} := b_{\text{АПвПу2г.240}} \cdot L_{\text{Отпайка1.Седанка}} = 0.99 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{Седанка.Чайка}} := 7.8 \text{ км}$$

$$R_{\text{Седанка.Чайка}} := r_{2400} \cdot L_{\text{Седанка.Чайка}} = 0.936 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Седанка.Чайка}} := x_{2400} \cdot L_{\text{Седанка.Чайка}} = 3.159 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{Седанка.Чайка}} := b_{2400} \cdot L_{\text{Седанка.Чайка}} = 21.918 \text{ мкСм}$$

$$L_{\text{Чайка.От2}} := 4.35 \text{ км}$$

$$R_{\text{Чайка.От2}} := r_{2400} \cdot L_{\text{Чайка.От2}} = 0.522 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Чайка.От2}} := x_{2400} \cdot L_{\text{Чайка.От2}} = 1.762 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{Чайка.От2}} := b_{2400} \cdot L_{\text{Чайка.От2}} = 12.223 \text{ мкСм}$$

## Продолжение приложения А

$$L_{\text{Отпайка2.Волна}} := 0.7 \quad \text{км}$$

$$R_{\text{Отпайка2.Волна}} := r_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка2.Волна}} = 0.168 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{Отпайка2.Волна}} := x_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка2.Волна}} = 0.299 \quad \text{Ом}$$

$$B_{\text{Отпайка2.Волна}} := b_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка2.Волна}} = 1.862 \quad \text{мкСм}$$

$$L_{\text{Отпайка4.2Р.Котельная}} := 0.09 \quad \text{км}$$

$$R_{\text{Отпайка4.2Р.Котельная}} := r_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка4.2Р.Котельная}} = 0.022 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{Отпайка4.2Р.Котельная}} := x_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка4.2Р.Котельная}} = 0.038 \quad \text{Ом}$$

$$B_{\text{Отпайка4.2Р.Котельная}} := b_{1200} \cdot L_{\text{Отпайка4.2Р.Котельная}} = 0.239 \quad \text{мкСм}$$

### Расчет токов КЗ

$$I_{\text{ПО.ВН}} := 8.1929 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.СН}} := 9.7930 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.НН}} := 36.9760 \quad \text{кА}$$

### Расчет ударных токов

$$i_{\text{уд.ВН}} := \sqrt{2} \cdot 8.1929 \cdot 1.6 = 18.538 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{уд.СН}} := \sqrt{2} \cdot 9.7930 \cdot 1.6 = 22.159 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{уд.НН}} := \sqrt{2} \cdot 36.9760 \cdot 1.6 = 83.667 \quad \text{кА}$$

### Расчет апериодических токов

$$i_{\text{ап.ВН}} := \sqrt{2} \cdot 8.1929 = 11.587 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{ап.СН}} := \sqrt{2} \cdot 9.7930 = 13.849 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{ап.НН}} := \sqrt{2} \cdot 36.9760 = 52.292 \quad \text{кА}$$

### Токи через выключатели

$$S_{\text{Бурун}} := 40 \quad \text{МВА} \quad S_{\text{Бурун}} := 45.312 \quad \text{МВА}$$

$$i_{110.ВН} := \frac{1.4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 267.203 \quad \text{А}$$

$$i_{35.СН} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37.5} = 615.84 \quad \text{А}$$

$$i_{6.НН} := \frac{40000}{\frac{\sqrt{3} \cdot 6.6}{2}} = 1749.546 \text{ А}$$

Выключатель на линиях нагрузки

$$i_{6.СН} := \frac{45312}{\sqrt{3} \cdot 6.6 \cdot 8} = 495.472 \text{ А}$$

Секционный выключатель

$$i_{6.СН} := \frac{45312}{\sqrt{3} \cdot 6.6 \cdot 4} = 990.943 \text{ А}$$

$$i_{110.Секционный.Выключатель} := \frac{45312}{\sqrt{3} \cdot 121 \cdot 2} = 108.103$$

Выбор оборудования

Выбор выключателя на стороне ВН

$$I_{ПО.ВН} = 8.193 \text{ кА}$$

Проверка по термической устойчивости

$$B_K := I_{ПО.ВН}^2 \cdot (2.55 + 0.021) = 172.575 \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$$

Проверка на апериодическую составляющую

$$I_{аном} := \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26.587 \text{ кА}$$

Выбор выключателя на стороне СН

$$I_{ПО.СН} := 9.793 \text{ кА}$$

Проверка по термической устойчивости

$$B_{K.СН} := I_{ПО.СН}^2 \cdot (3.5 + 0.34) = 368.267 \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$$

Проверка на апериодическую составляющую

$$I_{аном} := \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 20 = 14.142 \text{ кА}$$

Выбор выключателя на стороне НН

$$I_{ПО.НН} := 36.97 \text{ кА} \quad I_{Тер.НН} := 37 \text{ кА}$$

Проверка по термической устойчивости

$$B_{K.НН} := I_{ПО.НН}^2 \cdot (2.5 + 0.34) = 3882.918 \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$$

$$B_{Тер.НН} := I_{Тер.НН}^2 \cdot 3 = 4107 \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$$

Проверка на аperiodическую составляющую

$$I_{\text{магн}} := \sqrt{2} \cdot \frac{36}{100} \cdot 40 = 20.365 \quad \text{кА}$$

### Выбор жестких шин

$$q_{\text{min}} := \frac{\sqrt{3883 \cdot 10^6}}{91} = 684.766$$

$$F := \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{83667^2}{1.5} = 808.31$$

$$\sigma_{\text{расч}} := \frac{808.31 \cdot 1.5^2}{10 \cdot 16.7} = 10.89$$

### Выбор гибких шин

$$E_0 := 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.76}} \right) = 33.368$$

### Выбор изоляторов

$$F_{\text{расч.изол.ВН}} := \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 1.12 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{83667^2}{1} = 1357.96$$

$$F_{\text{расч.изол.СН}} := \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 1.16 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{83667^2}{1} = 1406.459$$

$$F_{\text{расч.изол.НН}} := \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{83667^2}{1} = 1212.464$$

### ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

#### Капиталовложения

#### Капиталовложения в строительство линий

$$K_{\text{инфл}} := 4.736 \quad K_{\text{зон}} := 1.4 \quad K_{\text{инфл}} := 4.736 \quad \text{в период с 2000 по 2018 год}$$

#### Железобетонные опоры

Для ВЛ 35 кВ

$$\text{сечение 120} \quad k_{35.120} := 740 \quad \text{тыс.руб/км}$$

#### Железобетонные опоры

Для ВЛ 110 кВ

$$\text{сечение 120} \quad k_{110.120} := 850 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$\text{сечение 240} \quad k_{110.240} := 890 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$\text{сечение 300} \quad k_{110.300} := 1120 \quad \text{тыс.руб/км}$$



## Продолжение приложения А

$$K_{2P.От3} := L_{2P.От3} \cdot k_{110.300} = 134.4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{От3.Бурун} := L_{От3.Бурун} \cdot k_{110.120} = 1564 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{2P.Волна} := L_{2P.Волна} \cdot k_{110.300} = 2576 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{2P.ВосточнаяГЭЦ} := L_{2P.ВосточнаяГЭЦ} \cdot 18000 = 94122 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{Бурун.2P.Котельная} := L_{Бурун.2P.Котельная} \cdot k_{110.300} = 4188.8 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{2P.Котельная.Волна} := L_{2P.Котельная.Волна} \cdot k_{110.240} = 489.5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{Бурун.Академическая} := L_{Бурун.Академическая} \cdot k_{35.120} = 2064.6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{Академическая.Ипподром} := L_{Академическая.Ипподром} \cdot k_{35.120} = 407 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{Ипподром.Отпайка1} := L_{Ипподром.Отпайка1} \cdot k_{35.120} = 518 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{Отпайка1.Чайка} := L_{Отпайка1.Чайка} \cdot k_{35.120} = 3885 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{Седанка.Чайка} := L_{Седанка.Чайка} \cdot k_{110.240} = 6942 \text{ тыс.руб}$$

$$L_{Волна.От2} := 0.45$$

$$K_{Чайка.От2} := L_{Чайка.От2} \cdot k_{110.240} = 3871.5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{Волна.От2} := L_{Волна.От2} \cdot k_{110.120} = 382.5 \text{ тыс.руб}$$

$$L_{\text{сум.110}} := L_{2P.От3} + L_{От3.Бурун} + L_{2P.Волна} + L_{2P.ВосточнаяГЭЦ} \dots = 25.37^{\text{с}} \text{ км} \\ + L_{Бурун.2P.Котельная} + L_{Седанка.Чайка} + L_{Чайка.От2}$$

### Суммарные вложения в линии

$$K_{ВЛ} := \left( \begin{array}{l} K_{2P.От3} + K_{От3.Бурун} + K_{2P.Волна} + K_{2P.ВосточнаяГЭЦ} \dots \\ + K_{Бурун.2P.Котельная} \dots \\ + K_{2P.Котельная.Волна} \dots \\ + K_{Бурун.Академическая} + K_{Академическая.Ипподром} \dots \\ + K_{Ипподром.Отпайка1} \dots \\ + K_{Отпайка1.Чайка} + K_{Седанка.Чайка} + K_{Чайка.От2} + K_{Волна.От2} \\ + K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}} \end{array} \right) \dots = 121151.9304$$

$$K_{ВЛ} = 121151.93 \text{ тыс.руб}$$

### Капиталовложения в ОРУ (

$$K_{ору.2P} := 8 \cdot 7000 + 6 \cdot 85 + 2 \cdot 8600 + 3 \cdot 650 = 75660 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ору.Бурун} := 3 \cdot 7000 + 3 \cdot 200 + 6 \cdot 85 + 2 \cdot 9500 + 2 \cdot 900 = 42910 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ору.2P.К} := 3 \cdot 85 + 4100 = 4355 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ору.Волна} := 12 \cdot 7000 + 9 \cdot 85 + 2 \cdot 5900 + 2 \cdot 22900 + 2 \cdot 7000 + 2 \cdot 650 + 2 \cdot 900 = 159465 \text{ тыс.руб}$$

## Продолжение приложения А

$$K_{\text{ору.Академическая}} := 3 \cdot 200 + 2 \cdot 2200 + 3 \cdot 85 = 5255 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.Ипподром}} := 200 + 5300 + 3 \cdot 85 = 5755 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.Седанка}} := 2 \cdot 7000 + 200 + 3 \cdot 85 + 5900 + 7400 = 27755 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.Чайка}} := 2 \cdot 7000 + 3 \cdot 200 + 5 \cdot 85 + 2 \cdot 7400 = 29825 \text{ тыс.руб}$$

### Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}} := \left( \begin{array}{l} K_{\text{ору.2P}} + K_{\text{ору.Бурун}} + K_{\text{ору.2P.К}} + K_{\text{ору.Волна}} \dots \\ + K_{\text{ору.Академическая}} + K_{\text{ору.Ипподром}} \dots \\ + K_{\text{ору.Седанка}} + K_{\text{ору.Чайка}} \end{array} \right) \cdot K_{\text{инфл}} = 1662241.28 \text{ тыс.руб}$$

### Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.2P}} := 11000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.Бурун}} := 21000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.Волна}} := 38000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.Седанка}} := 21000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.Чайка}} := 21000 \text{ тыс.руб}$$

### Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := (K_{\text{пост.2P}} + K_{\text{пост.Бурун}} + K_{\text{пост.Волна}} + K_{\text{пост.Седанка}} + K_{\text{пост.Чайка}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 530432 \text{ тыс.руб}$$

### Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ору}} = 2192673.28 \text{ тыс.руб}$$

### Общие капиталовложения

$$K_{\epsilon} := K_{\text{пс}} + K_{\text{ВЛ}} = 2313825.21 \text{ тыс.руб}$$

### Издержки на потери

$$\Delta W := 2030 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

$$\Delta P_k := 0.008$$

$$\Delta W_k := \Delta P_k \cdot L_{\text{сум.110}} \cdot 8760 = 1778.56 \text{ кВт}$$

### Издержки

#### Издержки на потери электроэнергии

$$T_{\text{тариф}} := 3.54$$

$$I_{\Delta W1} := T_{\text{тариф}} \cdot \Delta W = 7186.2 \text{ тыс.руб}$$

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рэопс}} := 0.059$$

## Продолжение приложения А

$$I_{\text{рээ01}} := \alpha_{\text{рээовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рээопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 130336.939 \text{ тыс. руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{ам1}} := \frac{K_{\text{е}}}{T_{\text{сл}}} = 115691.261 \text{ тыс. руб}$$

### Общие издержки

$$I_1 := I_{\text{ам1}} + I_{\text{рээ01}} + I_{\Delta W1} = 253214.399 \text{ тыс. руб}$$

### Загрaты

$$K_{\text{е}} = 2313825.21$$

$$E := 0.1$$

$$(Z_1) := E \cdot K_{\text{е}} + I_1 = 484596.921 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_1 = 484596.921 \text{ тыс. руб}$$

### Простой срок окупаемости

$$P_{\text{ср.сумма.зима}} := P_{\text{ср2P}} + P_{\text{срБ}} + P_{\text{ср2P.К}} + P_{\text{срА}} + P_{\text{срИ}} + P_{\text{срС}} + P_{\text{срВ}} + P_{\text{срЧ}} = 113.62$$

$$P'_{\text{ср.сумма.лето}} := P'_{\text{ср2P}} + P'_{\text{срБ}} + P'_{\text{ср2P.К}} + P'_{\text{срА}} + P'_{\text{срИ}} + P'_{\text{срС}} + P'_{\text{срВ}} + P'_{\text{срЧ}} = 96.57$$

$$T_3 := 4800$$

$$T_{\text{л}} := 3960$$

$$W_{\text{е}} := (P_{\text{ср.сумма.зима}}) \cdot T_3 + (P'_{\text{ср.сумма.лето}}) \cdot T_{\text{л}} = 927793.2$$

$$C_{\text{эконом}} := \frac{I_1}{W_{\text{е}}} = 0.273$$

$$T_{\text{тариф}} := 3.54 \frac{\text{руб}}{\text{кВт.час}}$$

$$O := W_{\text{е}} \cdot T_{\text{тариф}} = 3284387.928 \text{ тыс. руб}$$

$$H := 0.2 \cdot (O - I_1) = 606234.706$$

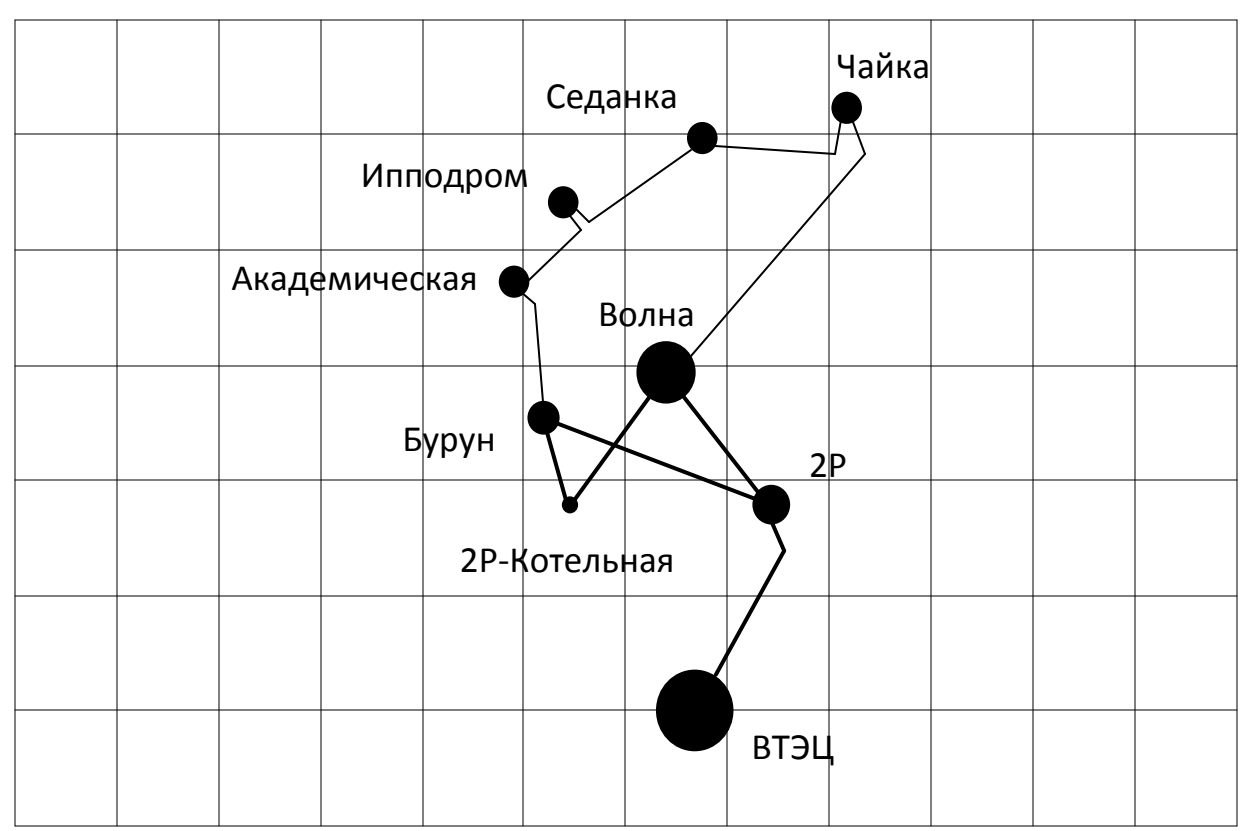
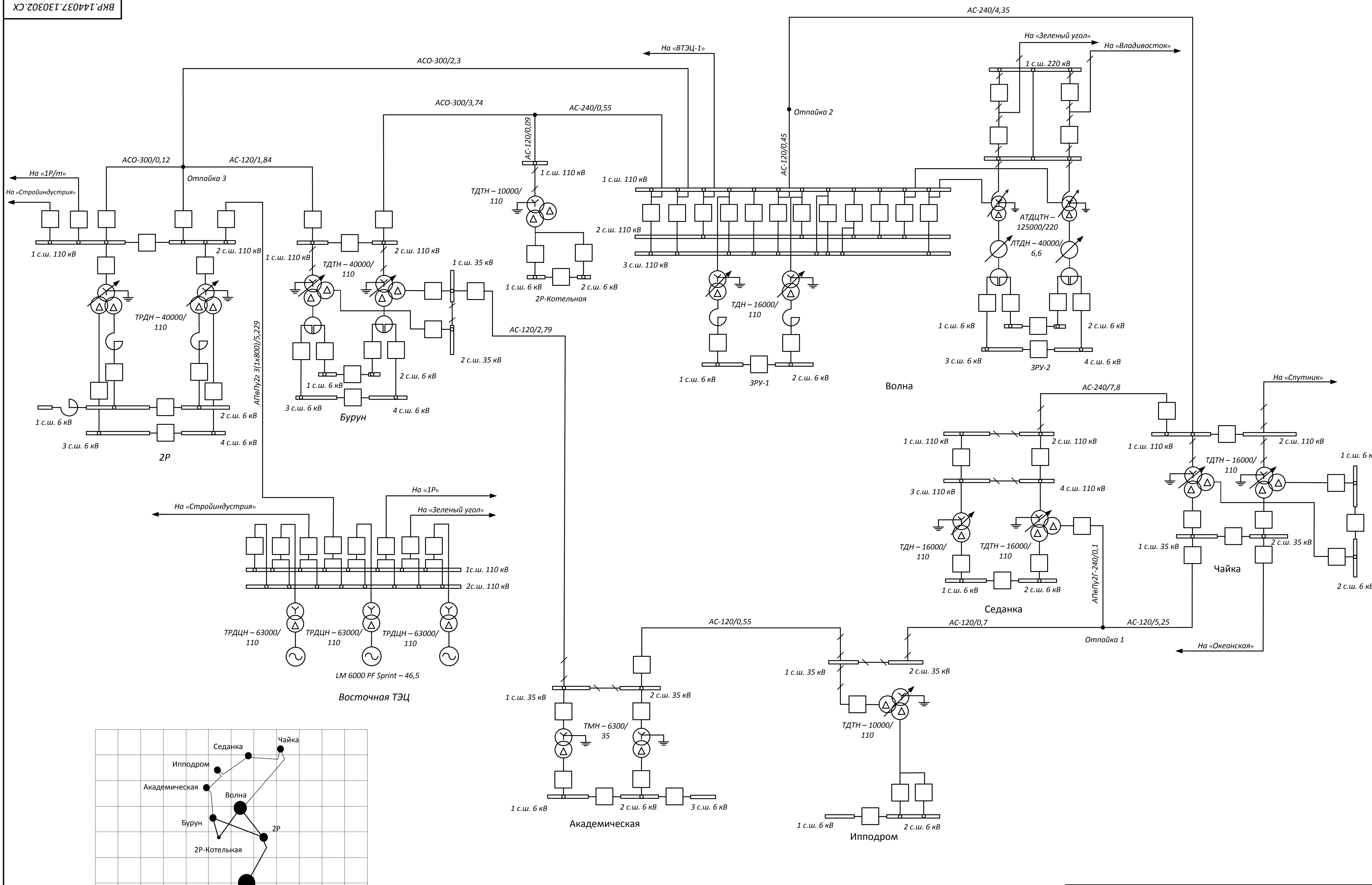
$$П_{\text{ч}} := O - I_1 - H = 2424938.823$$

$$T_{\text{окуп}} := \frac{K_{\text{е}}}{П_{\text{ч}} + I_{\text{ам1}}} = 0.911$$

г

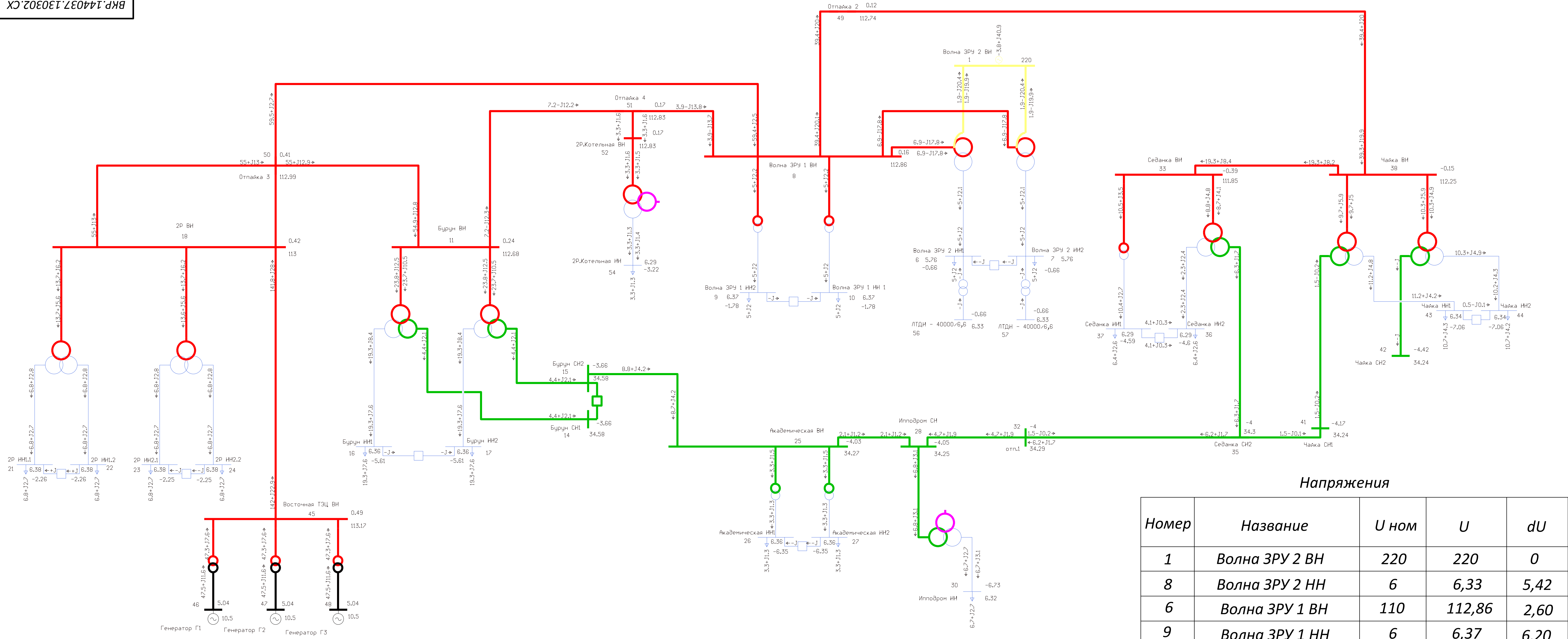
г





Карта схема

				<b>ВКР.144037.130302.СХ</b>				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Однолинейная схема участка сети АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети»	Литер	Масса	Масштаб
Разраб.	Денисов Б.Д.					Д		
Проверил	Козлов А.Н.					Лист 1	Листов 6	
Т.контр								
Рецензент	Козлов А.Н.					Оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» в связи с реконструкцией подстанции 110 кВ Бурун		
Н.контр	Савинов Н.В.				АМГУ гр.442-062			



Напряжения

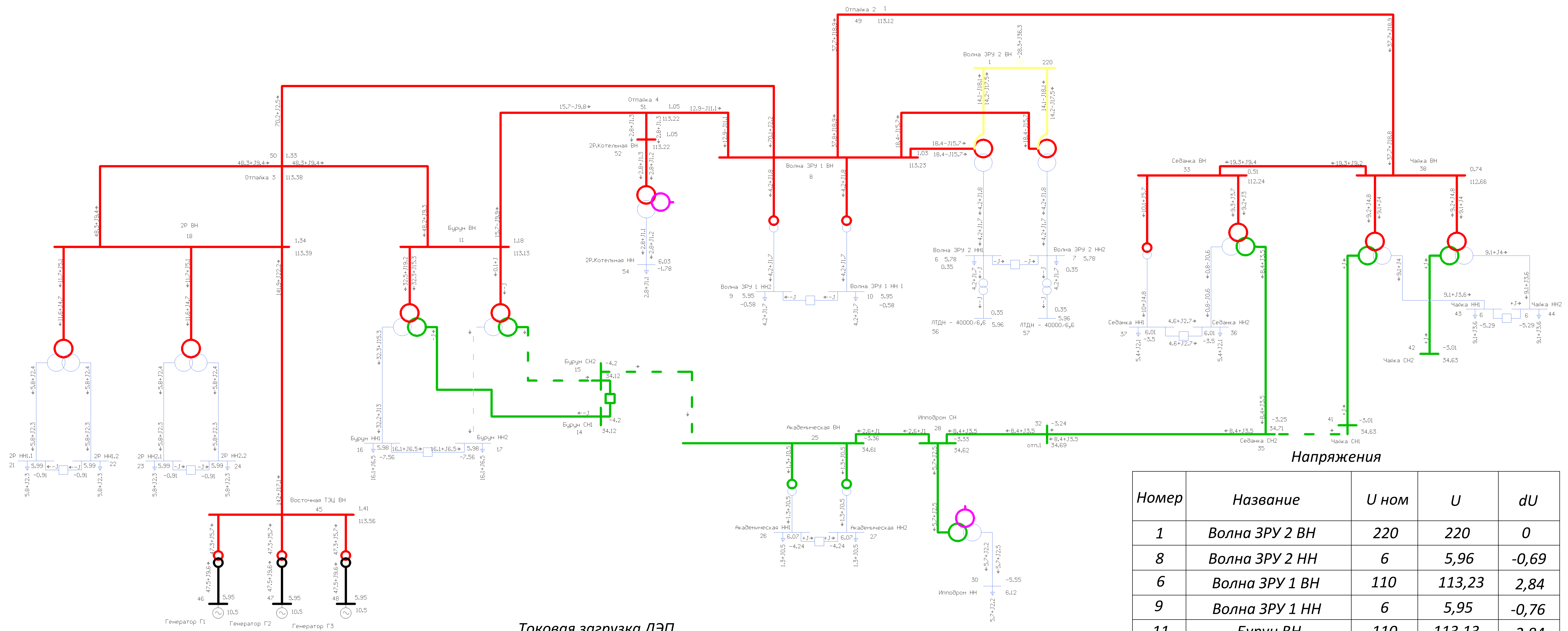
Номер	Название	U ном	U	dU
1	Волна ЗРУ 2 ВН	220	220	0
8	Волна ЗРУ 2 НН	6	6,33	5,42
6	Волна ЗРУ 1 ВН	110	112,86	2,60
9	Волна ЗРУ 1 НН	6	6,37	6,20
11	Бурун ВН	110	112,68	2,44
16	Бурун НН	6	6,36	6,08
18	2Р ВН	110	113	2,72
21	2Р НН 1	6	6,38	6,30
23	2Р НН 2	6	6,38	6,30
25	Академическая ВН	35	34,27	-2,10
26	Академическая НН	6	6,36	5,97
31	Ипподром ВН	35	107,39	-2,38
30	Ипподром НН	6	6,32	5,27
33	Седанка ВН	110	111,85	1,69
36	Седанка НН	6	6,29	4,84
38	Чайка ВН	110	112,25	2,04
43	Чайка НН	6	6,34	5,63
52	2Р-Котельная ВН	110	112,83	2,57
54	2Р-Котельная	6	6,29	5,42

Токовая нагрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I ср
8	18	Волна ЗРУ 1 – 2Р ВН	304
15	25	Бурун СН – Академическая ВН	163
25	28	Академическая ВН – Ипподром СН	40
28	32	Ипподром СН – Отп.1	86
32	41	Отп.1 - Чайка СН	26
32	35	Отп.1 – Седанка СН	109
33	38	Седанка ВН - Чайка ВН	108
18	45	2Р ВН – Восточная ТЭЦ	739
51	52	Отп.4 – 2Р-Котельная	19
49	8	Отп.2 – Волна ЗРУ 1	226
49	38	Отп.2 - Чайка ВН	226
50	18	Отп.3 – 2Р ВН	289
50	11	Отп.3 – Бурун ВН	289
51	11	Отп.4 – Бурун ВН	72
51	8	Отп.4 – Волна ЗРУ 1	73

				ВКР.144037.130302.СХ				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ максимального режима участка сети АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети»	Литер	Масса	Масштаб
Разраб.		Денисов Б.Д.				Лист 2		Листов 6
Проверил		Козлов А.И.						
Т.контр								
Рецензент		Козлов А.И.				Оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» в связи с реконструкцией подстанции 110 кВ Бурун		
Н.контр		Козлов А.И.			АМГУ гр.442-062			
Утвержд.		Савинов Н.В.						





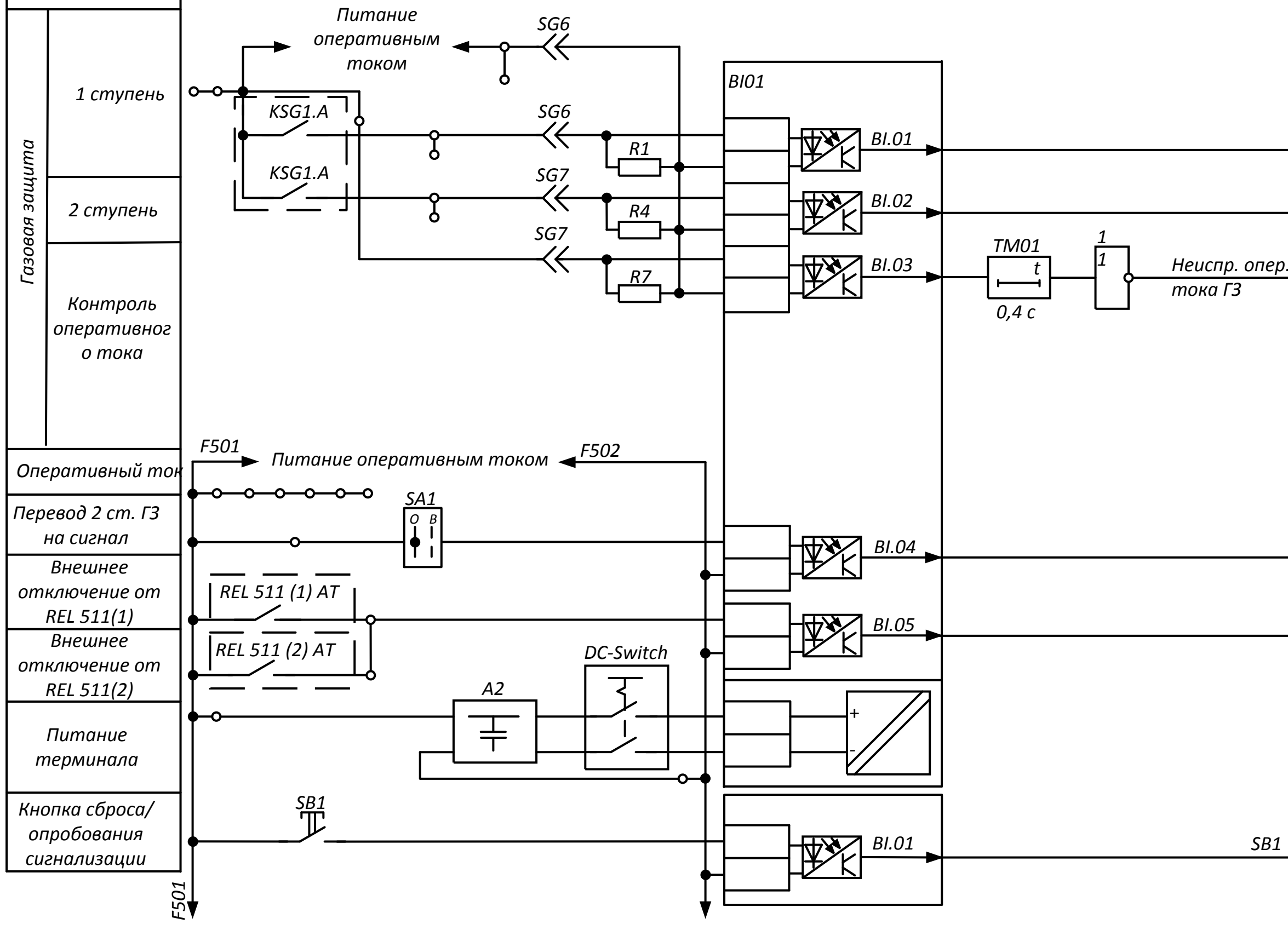
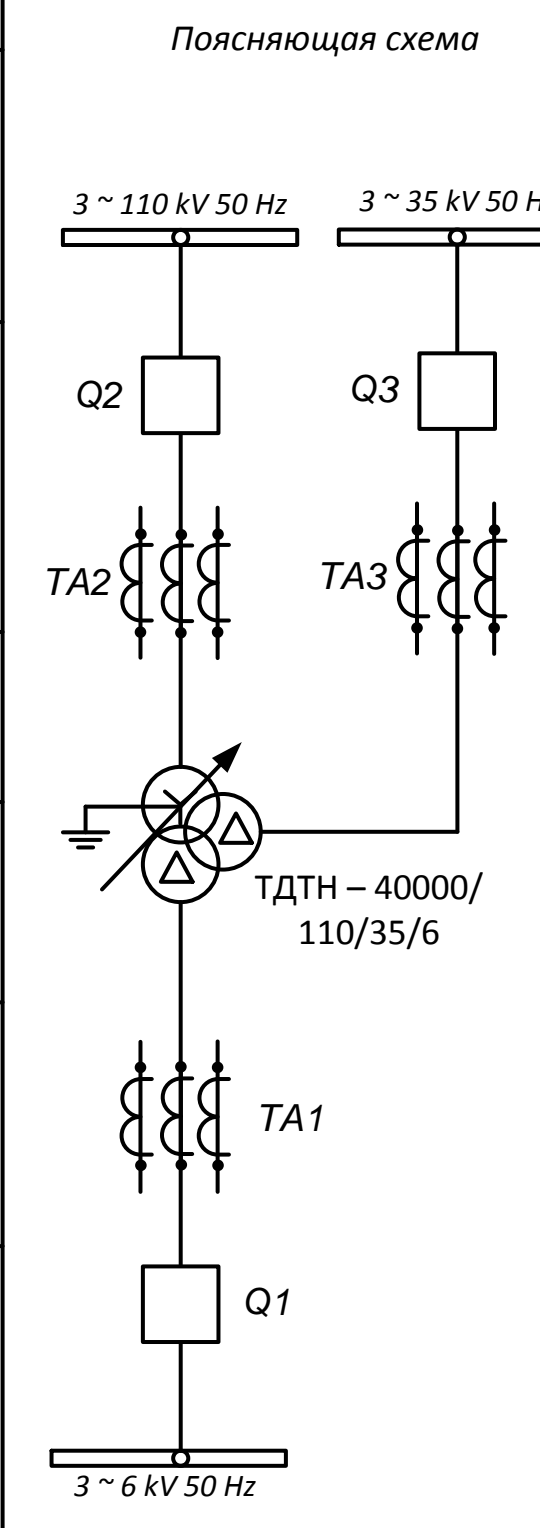
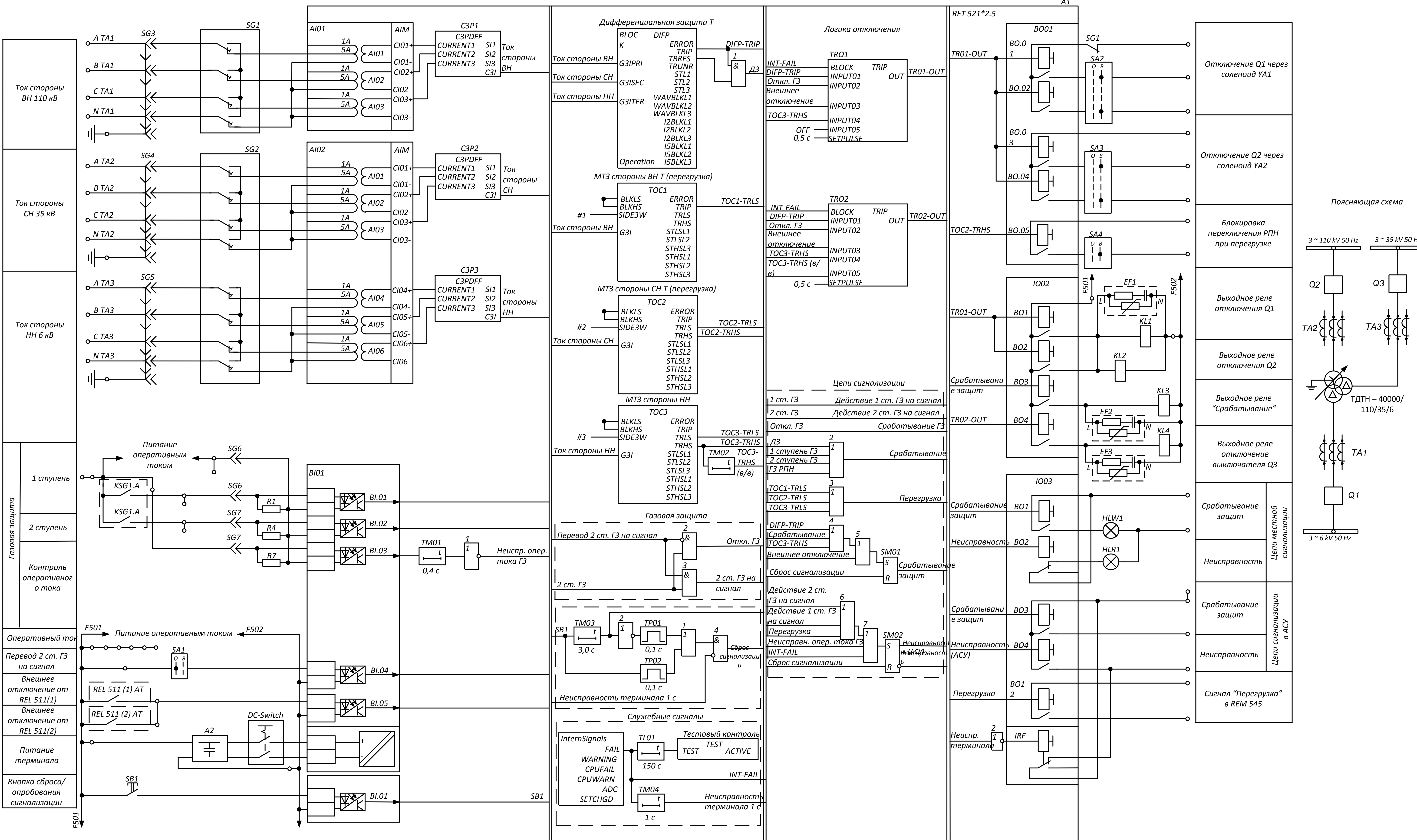
**Напряжения**

Номер	Название	U ном	U	dU
1	Волна ЗРУ 2 ВН	220	220	0
8	Волна ЗРУ 2 НН	6	5,96	-0,69
6	Волна ЗРУ 1 ВН	110	113,23	2,84
9	Волна ЗРУ 1 НН	6	5,95	-0,76
11	Бурун ВН	110	113,13	2,84
16	Бурун НН	6	5,98	-0,28
18	2Р ВН	110	113,39	3,08
21	2Р НН 1	6	5,99	-0,16
23	2Р НН 2	6	5,99	-0,16
25	Академическая ВН	35	34,61	-1,12
26	Академическая НН	6	6,07	1,18
31	Ипподром ВН	35	108,61	-1,26
30	Ипподром НН	6	6,12	1,92
33	Седанка ВН	110	112,23	2,03
36	Седанка НН	6	6,01	0,09
38	Чайка ВН	110	112,66	2,41
43	Чайка НН	6	6	-0,01
52	2Р-Котельная ВН	110	113,21	2,92
54	2Р-Котельная	6	6,03	0,49

**Токвая нагрузка ЛЭП**

N нач	N кон	Название	I ср
8	18	Волна ЗРУ 1 – 2Р ВН	358
15	25	Бурун СН – Академическая ВН	–
25	28	Академическая ВН – Ипподром СН	47
28	32	Ипподром СН – Отп.1	151
32	41	Отп.1 - Чайка СН	–
32	35	Отп.1 – Седанка СН	151
33	38	Седанка ВН - Чайка ВН	110
18	45	2Р ВН – Восточная ТЭЦ	731
51	52	Отп.4 – 2Р-Котельная	16
49	8	Отп.2 – Волна ЗРУ 1	215
49	38	Отп.2 - Чайка ВН	215
50	18	Отп.3 – 2Р ВН	250
50	11	Отп.3 – Бурун ВН	251
51	11	Отп.4 – Бурун ВН	95
51	8	Отп.4 – Волна ЗРУ 1	87

				ВКР.144037.130302.СХ				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ послеаварийного режима участка сети АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети»	Литер	Масса	Масштаб
Разраб		Денисов Б.Д.				Д		
Проверил		Козлов А.И.				Лист 3		Листов 6
Т.контр								
Рецензент						Оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» в связи с реконструкцией подстанции 110 кВ Бурун		
Н.контр		Козлов А.И.			АМГУ гр.442-062			
Утвержд.		Савинов Н.В.						



Отключение Q1 через соленоид YA1	BO.01
Отключение Q2 через соленоид YA2	BO.02
Блокировка переключения РПН при перегрузке	BO.03
Выходное реле отключения Q1	BO.04
Выходное реле отключения Q2	BO.05
Выходное реле "Срабатывание"	BO.06
Выходное реле отключения выключателя Q3	BO.07
Срабатывание защит	BO.08
Неисправность	BO.09
Срабатывание защит	BO.10
Неисправность	BO.11
Срабатывание защит	BO.12
Неисправность	BO.13
Сигнал "Перегрузка" в REM 545	BO.14

BKP.144037.130302.CX				Лист 4	Листов 6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.	Денисов Б.Д.				
Проверил	Козлов А.Н.				
Т.контр.					
Рецензент					
Н.контр.	Козлов А.Н.				
Утвержд.	Савинов Н.В.				

Релейная защита трансформатора 110/35/6 кВ на базе терминала RET-670

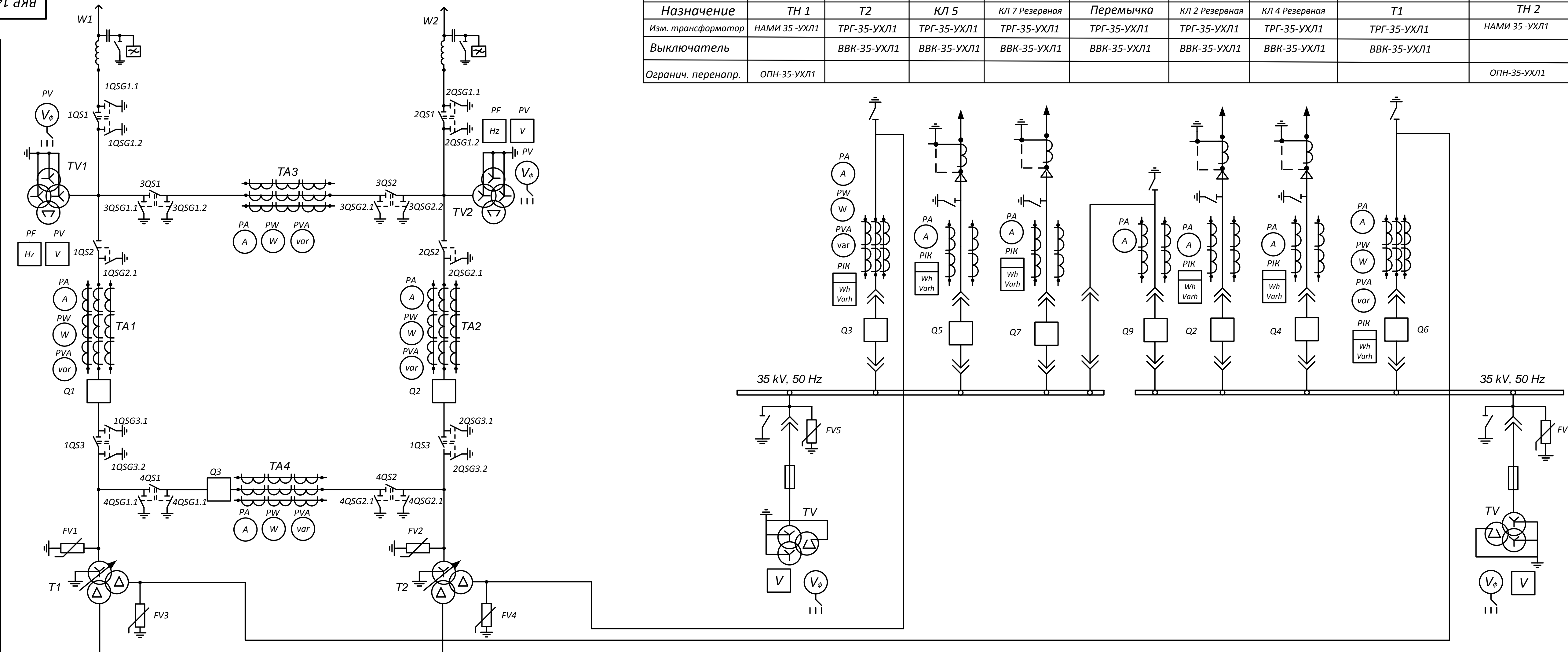
110 кВ филиала АО «СРСК» - Приморские электрические сети в связи с реконструкцией подстанции 110 кВ Бурин

Литер Масса Масштаб

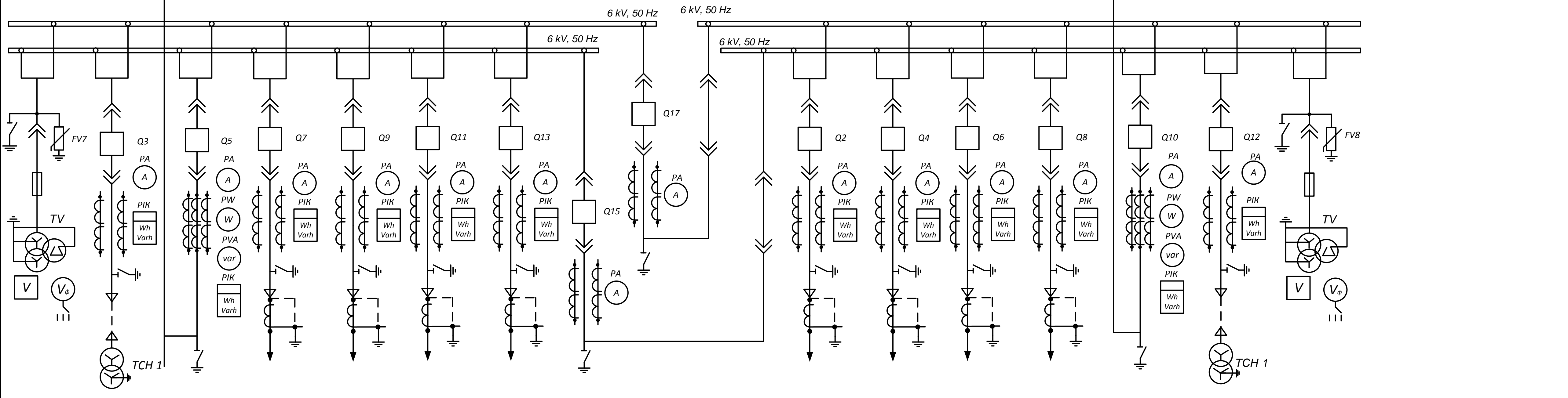
Лист 4 Листов 6

AMГУ рп.442-062

Высокочастотный заградитель ВЗ-1000-0,5-У1
Разъединитель РНДЗ-110/1000-УХЛ1
Трансф. Напряжения НАМИ-110-УХЛ1 Разъединитель РНДЗ-110/1000-УХЛ1 Выкл. ВГУ-110Б-40/3150 Трансформатор тока ТОГФ 110-УХЛ1
Разъединитель РНДЗ-110/1000-УХЛ1
Трансформатор тока ТОГФ 110-УХЛ1
Выключатель ВГУ-110Б-40/3150
Разъединитель РНДЗ-110/1000-УХЛ1
Разъединитель РНДЗ-110/1000-УХЛ1 Трансформатор тока ТОГФ 110-УХЛ1
Ограничитель перенапряжений ОПН-110-УХЛ1
Трансформатор ТДТН-40000/110
Ограничитель перенапряжений ОПН-35-УХЛ1



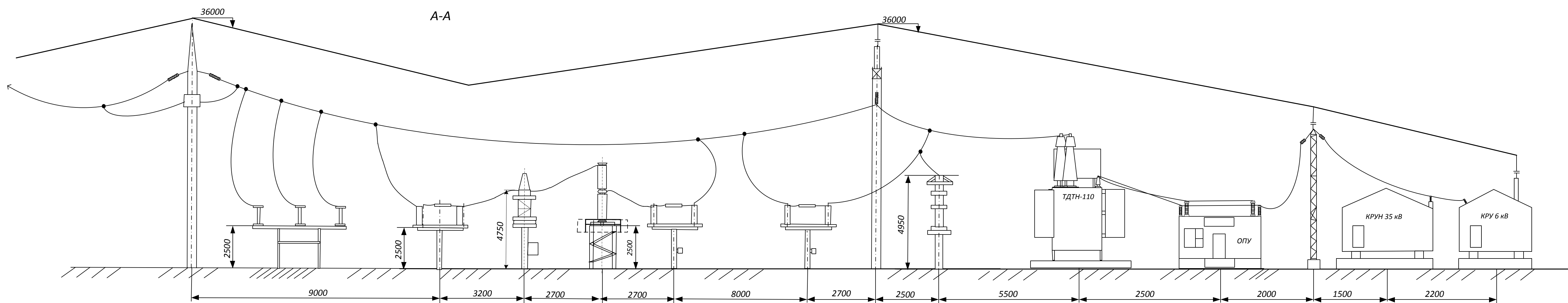
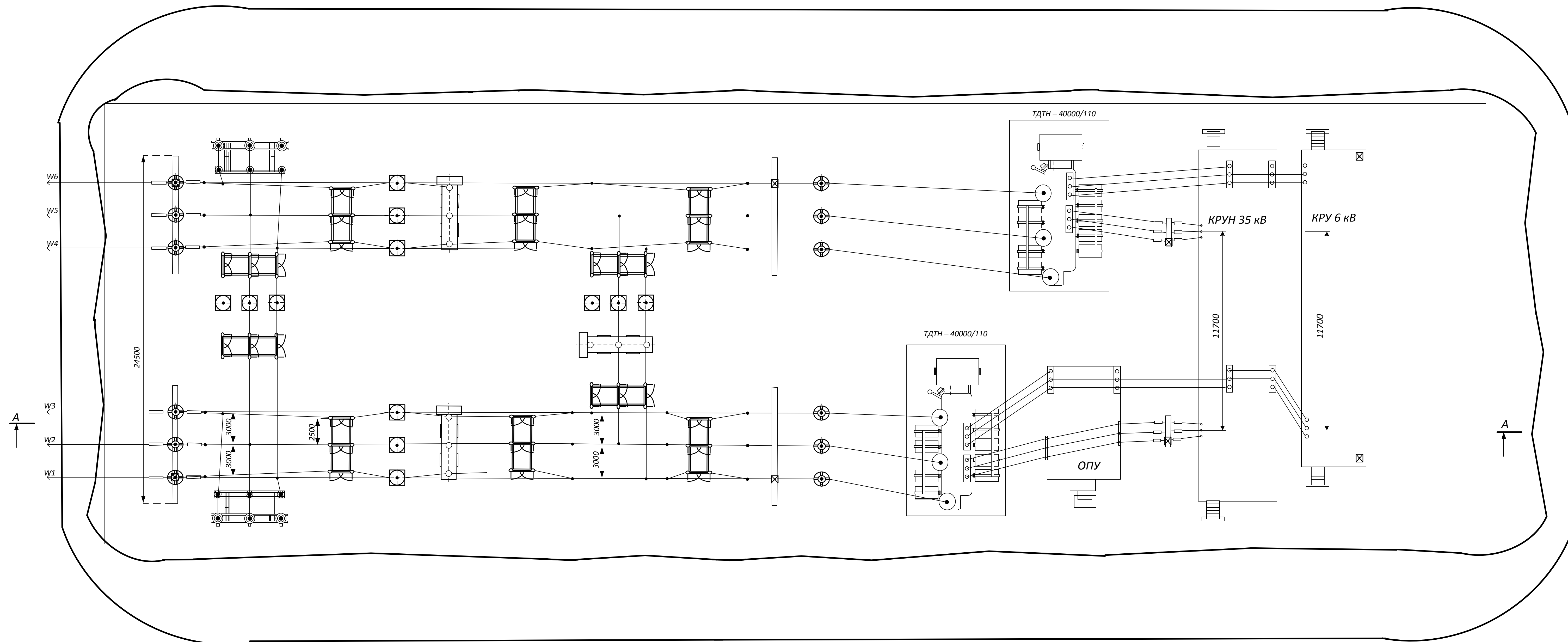
№ ячейки	1	3	5	7	9	2	4	6	8
Назначение	ТН 1	Т2	КЛ 5	КЛ 7 Резервная	Перемычка	КЛ 2 Резервная	КЛ 4 Резервная	Т1	ТН 2
Изм. трансформатор	НАМИ 35-УХЛ1	ТРГ-35-УХЛ1	ТРГ-35-УХЛ1	ТРГ-35-УХЛ1	ТРГ-35-УХЛ1	ТРГ-35-УХЛ1	ТРГ-35-УХЛ1	ТРГ-35-УХЛ1	НАМИ 35-УХЛ1
Выключатель		ВВК-35-УХЛ1	ВВК-35-УХЛ1	ВВК-35-УХЛ1	ВВК-35-УХЛ1	ВВК-35-УХЛ1	ВВК-35-УХЛ1	ВВК-35-УХЛ1	
Огранич. перенапр.	ОПН-35-УХЛ1								ОПН-35-УХЛ1



КРУ – 6 кВ серии КРУ/ЭЛ-ПЗ-1-6-40/2000УЗ

№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т 1	КЛ 7	КЛ 9	КЛ 11	КЛ 13	Перемычка 1	Перемычка 2	КЛ 2	КЛ 4	КЛ 6	КЛ 8	Т 2	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	НАМИТ 10-УХЛ1	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	ТОЛ-6-УЗ	НАМИТ 10-УХЛ1
Выключатель		СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	СИОН 3АЕ1086-4	
Трансформатор СН		ТМ-250/6													ТМ-250/6	
Огранич. перенапр.	ОПН-6-УХЛ1															ОПН-6-УХЛ1

				<b>ВКР.144037.130302.СХ</b>		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Подробная однолинейная электрическая схема подстанции «Бурун» АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» Оптимизация режима работы электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» в связи с реконструкцией подстанции 110 кВ Бурун	
Разраб.	Денисов Б.Д.					
Проверил	Козлов А.И.					
Т.контр						
Рецензент						
Н.контр	Ротачёв А.Г.				Лист 5	Листов 6
Утвержд.	Савинов Н.В.				АМГУ гр.442-062	



ВКР.144037.130302.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Молниезащита ПС «Бурун» АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети»	
Разраб.	Денисов Б.Д.				Лист 6	Листов 6
Проверил	Козлов А.И.				110-кВ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» в связи с реконструкцией подстанции 110 кВ Бурун	
Т.контр					АМГУ гр.442-062	
Рецензент						
Н.контр	Ротачёво А.Г.					
Утвержд.	Савинов Н.В.					