

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети напряжением 35 кВ с центром питания подстанция Аэропорт в городе Нерюнгри Саха Якутия при подключении подстанции Долгучан с применением вакуумных реклоузеров

Исполнитель  
студент группы 942-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.А. Савченко

Руководитель  
профессор,  
доктор техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Савченко Дениса Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрической сети напряжением 35 кВ с центром питания подстанция Аэропорт в городе Нерюнгри Саха Якутия при подключении подстанции Долгучан с применением вакуумных реклоузеров

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 26.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры нагрузок подстанции рассматриваемого района, электрическая схема подстанции, результаты преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Разработка типовых схем подстанций с вакуумными реклоузерами, характеристика района реконструкции электрических сетей с центром питания Чульманская ТЭЦ, расчет и анализ электрических нагрузок, разработка вариантов реконструкции электрической сети с центром питания Чульманская ТЭЦ, выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети, проектирование подстанции Долгучан, разработка молниезащиты и заземления подстанции Долгучан, БЖД.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) : 6 чертежей, 15 рисунков, 20 таблиц

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., зав. кафедрой энергетики доктор техн. наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 150 с., 16 рисунков, 53 таблицы, 145 формул, 6 приложений, 42 источника.

### ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВАКУУМНЫЕ РЕКЛОУЗЕРЫ, ТИПОВЫЕ СХЕМЫ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, НАПРЯЖЕНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР

Актуальность работы заключается в том, что в современной энергетике электросетевые организации всё чаще используют вакуумный реклоузер для электрических сетей 6-35 кВ, как более выгодное и эффективное оборудования для подстанций. При этом, существует проблема в том, что в настоящий момент времени, не существует официальной документации по проектированию и эксплуатации данного оборудования с описанием его свойств и особенностей на распределительных подстанциях 6-35 кВ.

Целью работы являлась разработка типовых схем подстанций при использовании вакуумных реклоузеров с однолинейными схемами и технико-экономическими показателями.

Результатом научно-исследовательской деятельности являются разработанные унифицированные схемы подстанций с вакуумными реклоузерами.

В качестве примера для внедрения реклоузеров рассмотрено проектирование технического присоединения подстанции 35 кВ Долгучан с реконструкцией существующей электрической сети 35 кВ в Южно-Якутском энергорайоне.

В дальнейшем, результаты данной бакалаврской работы возможно использовать для создания стандарта организаций.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Разработка типовых схем подстанций с вакуумными реклоузерами	10
1.1 Постановка задачи	10
1.2 Выбор схем аналогов для разработки типовых схем подстанций с реклоузерами	11
1.3 Сравнительная характеристика выключателей и реклоузеров	15
1.4 Разработка однолинейных схем подстанций	18
1.5 Опыт применения вакуумных реклоузеров	19
1.6 Разработка технических решений по коммутационному оборудованию подстанций с вакуумными реклоузерами	20
1.7 Монтажные схемы для вакуумных реклоузеров	21
1.8 Разработка технических решений по компоновки подстанций	31
1.9 Рекомендации к эксплуатации подстанций	31
2 Характеристика района размещения проектируемой подстанции Долгучан	34
2.1 Климатическая характеристика Республики Саха (Якутии)	34
2.2 Характеристика электрических сетей Республики Саха (Якутия)	35
2.3 Анализ существующих режимов	37
2.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей Республики Саха (Якутия)	42
3 Расчет и анализ электрических нагрузок	44
4 Разработка вариантов реконструкции электрической сети с центром питания Чульманская ТЭЦ	48
4.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	48
4.2 Выбор номинального напряжения	52
4.3 Компенсация реактивной мощности	53

4.4	Выбор сечений новых линий электропередач и проверка существующих	56
4.5	Выбор однолинейной схемы ПС	58
4.6	Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	59
5	Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети с центром питания Чульманская ТЭЦ	62
5.1	Расчёт капиталовложений	63
5.2	Расчет эксплуатационных издержек	65
5.3	Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	67
6	Расчет токов короткого замыкания на подстанции Долгучан	69
6.1	Определение параметров генераторов	69
6.2	Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3	70
6.3	Расчет токов по условиям рабочего и утяжеленного режима	72
7	Проектирование подстанции Долгучан	74
7.1	Выбор главной схемы подстанции Долгучан	74
7.2	Разработка вариантов конструктивного исполнения подстанции Долгучан	74
7.3	Выбор и проверка реклоузеров	75
7.4	Выбор разъединителей	78
7.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	80
7.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	85
7.7	Выбор и проверка токоведущих частей	88
7.8	Выбор и проверка изоляторов	88
7.9	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	89
8	Разработка молниезащиты и заземления подстанции Долгучан	91
8.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	91
8.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	97
8.3	Выбор и проверка ОПН	99
8.4	Оценка надежности молниезащиты ПС	103

9 Конструктивное исполнение при реконструкции электрической сети	106
9.1 Выбор опор	106
9.2 Выбор и проверка изоляторов ВЛ	106
9.3 Выбор линейной арматуры	107
10 Релейная защита и автоматика при проектировании подстанции Долгучан	108
10.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети	109
10.2 Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС	109
10.2.1 Дифференциальная защита трансформатора	109
10.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора	117
10.2.3 Защита от перегрузки	119
10.3 Релейная защита одной из ЛЭП	121
10.4 Автоматика	122
11 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети с центром питания Чульманской ТЭЦ	123
11.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов	123
11.2 Подготовка исходных данных для расчета	123
11.3 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)	123
11.4 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)	124
11.5 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	124
11.6 Регулирование напряжения в сети	126
12 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической сети	127
13 Безопасность и экологичность на подстанции Долгучан	130
13.1 Безопасность	130
13.2 Экологичность	137
13.3 Чрезвычайные ситуации	142
Заключение	145

Библиографический список	146
Приложение А – Альбом рисунков по исследовательской части ВКР по разработке типовых схем подстанций	151
Приложение Б – Альбом схем и рисунков для проектной части выпускной квалификационной работы по проектированию подстанции Долгучан	155
Приложение В - Анализ существующей электрической системы в RastrWin3	158
Приложение Г - Расчет в ПВК MathCad 15	164
Приложение Д - Расчет токов короткого замыкания на подстанции Долгучан в RastrWin3	179
Приложение Е - Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3	184

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГРЭС – Государственная районная электростанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередач;
- НГРЭС – Нерюнгринская ГРЭС;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – объединенная электрическая система;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПТЭ – правила технической эксплуатации;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УРОВ – устройство резервирования в случае отказа выключателей;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЧТЭЦ – Чульманская ТЭЦ;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- ЮЯЭР – Южно-Якутский энергорайон.



## ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа состоит из двух частей: первая – исследовательская, вторая – проектная.

В исследовательской части рассматривается вопрос о разработке типовых схем с применением вакуумных реклоузеров на номинальное напряжение 6-35 кВ, согласно техническому заданию ПАО «РусГидро» и АО «ДРСК».

Несмотря на то, что данное устройство эксплуатируется множество лет, а количество подстанций, где используется реклоузер в России, оценивается в несколько десятков, для него в данный момент времени не существует стандартов организаций по проектированию и эксплуатации в формате типовых схем подстанций.

Работа выполнена с приведением подробной однолинейной схемы подстанции, возможных конструктивных исполнений, а также рекомендаций по проектированию и эксплуатации.

В проектной части в качестве внедрения данных технологий рассмотрено проектирование подстанции Долгучан при её техническом присоединении к существующей энергосистеме Республики Саха (Якутия).

Для данной подстанции были рассчитаны вероятностные характеристики по нагрузке потребителя, согласно контрольным замерам компании АО «ДРСК» [11]. Также был произведён выбор основного электрооборудования, разработаны несколько перспективных вариантов реконструкции электрической сети и выбран оптимальный вариант на основе технико-экономического расчета.

Расчёт параметров производится с помощью ПК RastrWin3 и Mathcad15.

Оформление чертежей и схем осуществлялось в программном обеспечении Microsoft Visio и NanoCADx64.

# 1. РАЗРАБОТКА ТИПОВЫХ СХЕМ ПОДСТАНЦИЙ С ВАКУУМНЫМИ РЕКЛОУЗЕРАМИ

Типовые схемы необходимы при проектировании и реконструкции подстанций для упрощенной работы инженеров-проектировщиков, как решения, которые охватывают большинство встречающихся в практике случаев.

В данном разделе приведены результаты исследовательской деятельности по разработке типовых схем подстанций с применением вакуумных реклоузеров. Помимо схем, представлены основные технические решения для оборудования, монтажные схемы, а также рекомендации к проектированию и эксплуатации.

## 1.1 Постановка задачи

В ходе написания данной выпускной квалификационной работы осуществляется разработка типовых схем подстанций с использованием вакуумных реклоузеров согласно техническому заданию компаний ПАО «РусГидро» и АО «ДРСК» совместно со студентом Амурского государственного университета группы 942-об2 Сияновым Романом Андреевичем.

Реклоузер является перспективным решением при проектировании и реконструкции подстанций в сложных климатических условиях или с ограниченными габаритами распределительных устройств. Данное устройство обладает компактными размерами и содержит в себе множество видов встроенной противоаварийной автоматики, такой как: АПВ, МТЗ, ЗЗЗ и пр.

Другим преимуществом подобного решения является меньшая цена относительно других коммутационных аппаратов, таких как вакуумные или элегазовые выключатели с подобным набором защит.

В ходе разработки типовых схем осуществлялся анализ существующей технической информации по вакуумным реклоузерам, а также возможности дистанционного управления подстанций с подобным оборудованием.

Разработка производилась на основе существующих типовых схем: 35-5Н, 35-5АН, 6(10)-9;

## **1.2 Выбор схем аналогов для разработки типовых схем подстанций с реклоузерами**

Подстанции на основе вакуумных реклоузеров целесообразно разрабатывать на номинальное напряжение 6-35 кВ включительно.

Подобное ограничение обусловлено следующими критериями: требованиями надежности [6], отсутствием выпускаемого оборудования на более высокое напряжение, невозможностью реализации узловых подстанций и сложноразветвленных сетей с помощью реклоузеров, а также с целью повышения наблюдаемости и автоматизации энергообъектов данного напряжения при наличии современных датчиков.

Исходя из вышеперечисленных критериев, следует, что дальнейшая разработка будет осуществляться на напряжение 6-35 кВ. Для дальнейшей работы проанализируем существующие типовые схемы [17, 36, 42].

При наличии всех критериев, это означает, что на стороне РУ ВН наиболее подходящими являются варианты:

- блок (линия-трансформатор) с выключателем (35-3Н);
- два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (35-4Н);
- мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (35-5Н);
- мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (35-5АН).

Для рассмотрения РУ НН подстанций примем одну секционированную выключателями, систему шин.

В дальнейшем рассмотрим схемы 35-5Н, 35-5АН для 35 кВ и одну секционированную выключателями, систему шин для 6-10 кВ подробнее.

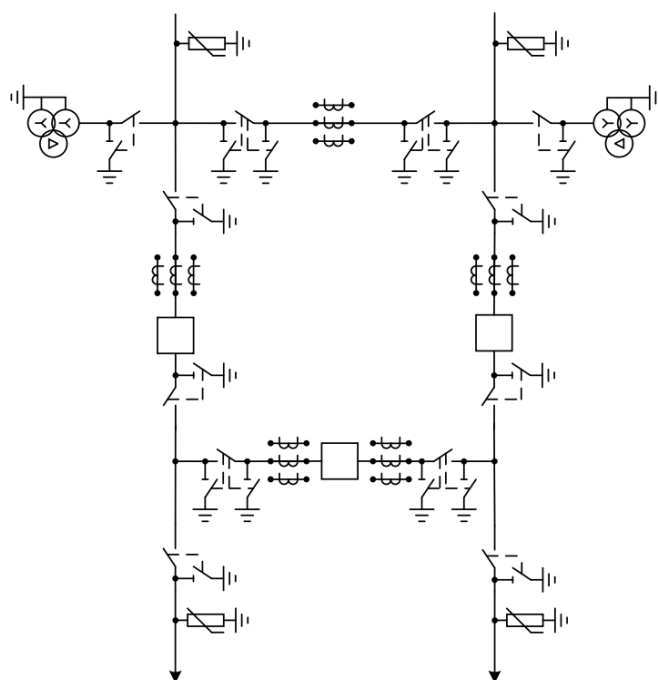


Рисунок 1 – Типовая схема – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (35-5Н);

Таблица 1 – Основные характеристики схемы 35-5Н

Способ присоединения	Проходная
Область применения	Двухтрансформаторная подстанция с двухсторонним питанием
Особенность эксплуатации	Является простой и наглядной схемой, в которой отказы по вине персонала минимизированы, однако не подходит при частых коммутациях трансформаторов
Особенности развития	Существует возможность расширения схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин, либо без неё)
Оперативные переключения	В отличие от схемы 35-4Н, при КЗ или ремонте на одной из ВЛ – возможно сохранение в работе двух трансформаторов в работе при равномерном графике нагрузок

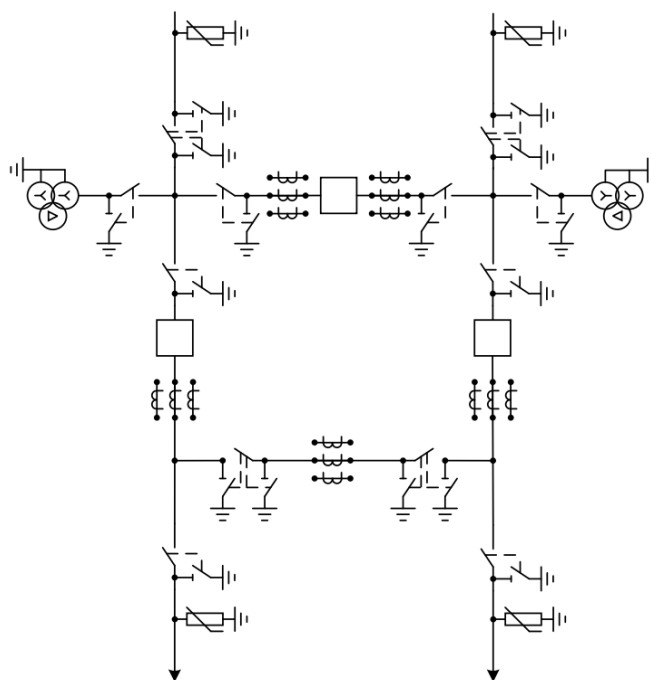


Рисунок 2 – Типовая схема – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (35-5АН).

Таблица 2 – Основные характеристики схемы 35-5АН

Способ присоединения	Проложная
Область применения	Двухтрансформаторная подстанция с двухсторонним питанием
Особенность эксплуатации	Подходит при частых коммутациях трансформаторов при этом, является простой и наглядной схемой, в которой отказы по вине персонала минимизированы
Особенности развития	Существует возможность расширения схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин, либо без неё)
Оперативные переключения	В отличие от схемы 35-4Н, при КЗ или ремонте на одной из ВЛ – возможно сохранение в работе двух трансформаторов в работе при равномерном графике нагрузок

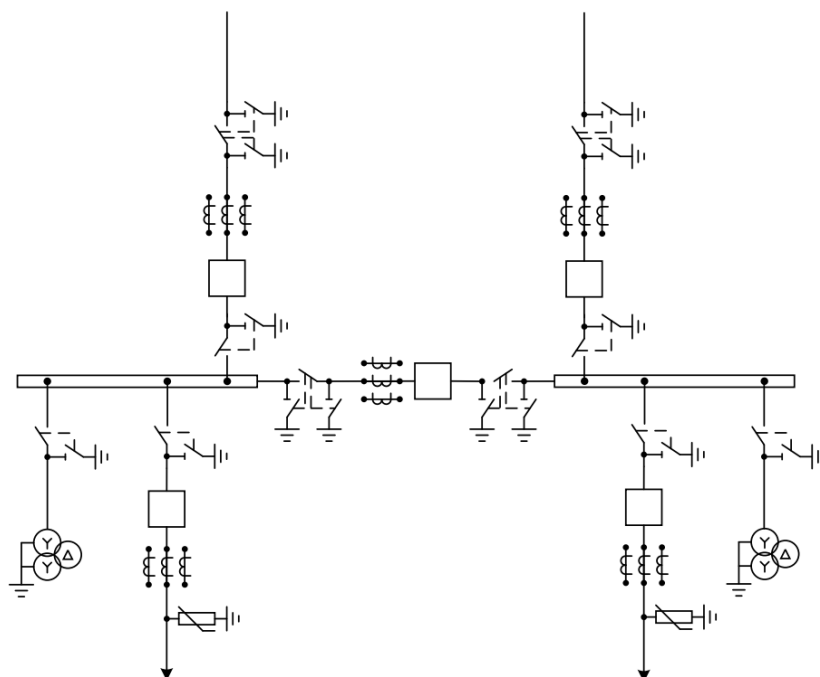


Рисунок 3 – Типовая схема – одна секционированная выключателями, система шин

Таблица 3 – Основные характеристики схемы одна секционированная выключателями, система шин для 6-10 кВ

Способ присоединения	Подходит для всех: тупиковая, проходная, ответвительная и узловая
Область применения	Для электроснабжения потребителей двухтрансформаторной подстанции
Особенность эксплуатации	Характеризуется минимальными вложениями из всех возможных решений с учетом количества присоединений
Особенности развития	Возможно расширение до схемы с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин, а также до схемы с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин либо без нее.
Оперативные переключения	В случае КЗ или ремонта системы шин, возможно отключение половины системы шин

На основании данных характеристик будет осуществляться проектирование типовых схем для вакуумных реклоузеров. Однако, перед разработкой главной схемы подстанции необходимо произвести сравнительную характеристику с целью определения преимуществ и недостатков реклоузеров перед выключателями.

### **1.3 Сравнительная характеристика выключателей и реклоузеров**

В ходе сравнительного анализа был сделан вывод, что наиболее перспективными среди выключателей являются: элегазовые и вакуумные выключатели.

В данном пункте произведём сравнение выпускаемых выключателей и реклоузеров по основным техническим характеристикам.

Среди вакуумных реклоузеров наиболее перспективными заводами по изготовлению данного оборудования являются: ГК «Таврида Электрик, Москва [26], ООО «Энергтехмонтаж», Москва, ООО «Инициатива», Рязань.

Среди вакуумных выключателей: АО «ГК «Электрощит», Самара, ОАО «ЭЛКО», Красноярск;

Среди элегазовых выключателей: АО «УЭТМ, Екатеринбург, ЗАО «Шнейдер Электрик», Москва.

Сравнительные данные реклоузеров и выключателей на напряжение 35 и 6-10 кВ представлены в таблицах 4-5.

В ходе сравнительного анализа приходим к выводу, что по многим параметрам вакуумные реклоузеры сопоставимы с выключателями на данное напряжение.

При учете того факта, что реклоузер зачастую является дешевле выключателей при одинаковом наборе РЗиА, можно сделать вывод, что реклоузер является перспективным решением для объектов, где требуется высокий уровень надежности.

Таблица 4 – Технические данные реклоузеров и выключателей 6-10 кВ

Наименование	<i>ВВТЕЛ – 10</i>		<i>ПСС-10 УХЛ1</i>		<i>ВВУ-СЭЩ 10 кВ</i>	<i>LF 10 (6) кВ</i>	
Производитель	<i>ГК «Таврида Электрик»</i>		<i>ООО «Инициатива»</i>		<i>АО ГК «Электроцит»</i>	<i>ЗАО «Шнейдер Электрик»</i>	
Номинальное напряжение, кВ	<i>6</i>	<i>10</i>	<i>6</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>6</i>	<i>10</i>
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	<i>12</i>		<i>7,2</i>	<i>12</i>	<i>12</i>	<i>32</i>	<i>42</i>
Номинальный ток, А	<i>630, 1000, 1600</i>		<i>400</i>	<i>630</i>	<i>630, 1000, 1250</i>	<i>630 1250</i>	
Номинальный ток отключения, кА	<i>12,5, 20, 31,5 (25)</i>		<i>12,5</i>		<i>20</i>	<i>25</i>	<i>31,5</i>
Сквозной ток короткого замыкания: - ток электродинамической стойкости, кА - ток термической стойкости, кА - время протекания тока термической стойкости, с	<i>40</i>		<i>25</i>		<i>52</i>	<i>64</i>	<i>81</i>
	<i>16</i>		<i>12</i>		<i>20</i>	<i>25</i>	<i>31,5</i>
	<i>3</i>		<i>3</i>			<i>3</i>	<i>3</i>
Номинальное постоянное (переменное) напряжение цепей питания привода, В	<i>75</i>	<i>220</i>	<i>110</i>		<i>75</i>	<i>75</i>	
Испытательная частота, Гц	<i>50</i>		<i>50</i>		<i>50</i>	<i>50</i>	
Собственное время включения, мс	<i>35</i>	<i>50</i>	<i>100</i>		<i>100</i>	<i>65</i>	
Собственное время отключения, мс	<i>38</i>		<i>30</i>		<i>-</i>	<i>43</i>	
Полное время отключения, с	<i>0,048</i>		<i>-</i>		<i>0,07</i>	<i>70</i>	
Привод	<i>Пружинный, электромагнитный</i>		<i>Пружинный</i>		<i>Пружинный, электромагнитный</i>	<i>Пружинный, электромагнитный</i>	
Масса, кг, не более	<i>34</i>	<i>39,73</i>	<i>155</i>		<i>140</i>	<i>163</i>	



Таблица 5 – Технические данные реклоузеров и выключателей 6-10 кВ

Наименование	<i>BBTEL – 10</i>		<i>ПСС-10 УХЛ1</i>		<i>ВВУ-СЭЩ 10 кВ</i>	<i>LF 10 (6) кВ</i>	
Производитель	<i>ГК «Таврида Электрик»</i>		<i>ООО «Инициатива»</i>		<i>АО «ГК «Электроцит»»</i>	<i>ЗАО «Шнейдер Электрик»</i>	
Номинальное напряжение, кВ	<i>6</i>	<i>10</i>	<i>6</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>6</i>	<i>10</i>
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	<i>12</i>		<i>7,2</i>	<i>12</i>	<i>12</i>	<i>32</i>	<i>42</i>
Номинальный ток, А	<i>630,1000,1600</i>		<i>400</i>	<i>630</i>	<i>630, 1000, 1250, 1600</i>	<i>630, 1250</i>	
Номинальный ток отключения, кА	<i>12,5,20,31,5(25)</i>		<i>12,5</i>		<i>20</i>	<i>25</i>	<i>31,5</i>
Сквозной ток короткого замыкания: - ток электродинамической стойкости, кА - ток термической стойкости, кА - время протекания тока термической стойкости, с	<i>40 16) 3</i>		<i>25 12 3</i>		<i>52 20</i>	<i>64 25 3</i>	<i>81 31,5 3</i>
Номинальное постоянное (переменное) напряжение цепей питания привода, В	<i>75</i>	<i>220</i>	<i>110</i>		<i>75</i>	<i>75</i>	
Испытательная частота, Гц	<i>50</i>		<i>50</i>		<i>50</i>	<i>50</i>	
Токи потребления электромагнита включения Э(П) привода, А	-		-		<i>5 8</i>	-	
Токи потребления электромагнита отключения Э(П) привода, А	-		-		<i>2,5 4</i>	-	
Собственное время включения, мс	<i>35</i>	<i>50</i>	<i>100</i>		<i>100</i>	<i>65</i>	
Собственное время отключения, мс	<i>38</i>		<i>30</i>			<i>48</i>	
Полное время отключения, с	<i>0,048</i>		-		<i>0,07</i>	<i>70</i>	
Привод	<i>Пружинный, электромагнит.</i>		<i>Пружинный</i>		<i>Пружинный, электромагнитт</i>	<i>Пружинно- моторный</i>	
Масса, кг, не более	<i>34</i>	<i>39-73</i>	<i>155</i>		<i>140</i>	<i>168</i>	

## 1.4 Разработка однолинейных схем подстанций

Однолинейные схемы подстанций выбираются на основании исходных данных к проектированию: категория электроснабжения, требуемая нагрузка электрической энергии, количество присоединений и тип присоединения.

Для установки более двух трансформаторов зачастую требуются серьезные технико-экономические обоснования по надежности электроснабжения, характеру нагрузок, а также систематических и аварийных переключений, согласно ГОСТ по надежности [6].

Выбор аппаратов подстанций осуществляется с помощью нагрузочной способности основного оборудования.

Исходя из вышеуказанных условий, разработаем типовые схемы для рассматриваемых типовых схем в п.1.2.

Их отличие от типовых схем заключается в том, что:

- Оптимизировано количество разъединителей на ремонтной перемычке для предотвращения КЗ во время аварии или ремонтных работ;
- Вместо выкатных тележек на стороне НН при выборе ОРУ, используются разъединители;
- Трансформатор напряжения (ТН) устанавливается при необходимости учета электроэнергии на стороне ВН;
- Зачастую используется трансформатор тока (ТТ), встроены в силовой трансформатор. Данное решение сокращает общие габариты подстанции.

Актуальные типовые схемы для вакуумных реклоузеров представлены в приложении А.

Несмотря на то, что главные схемы подстанции изменились незначительно, наибольшие изменения содержатся в конструктивной части оборудования при применении вакуумных реклоузеров.

Также к достоинствам реклоузеров можно отнести то, что возможна реализация энергообъекта по системе цифровой подстанции (ЦПС). Передача информации от реклоузеров в SCADA-систему возможна по протоколу МЭК 60870-5-104 (блоки управления реклоузеров SMART35 и SMART15

поддерживают передачу данных по этому протоколу) с помощью роутеров iRZ RU21, которые устанавливаются в шкафы управления реклоузеров.

### **1.5 Опыт применения вакуумных реклоузеров**

Реклоузер может применяться совместно с внешними защитами, такими как ДЗТ, а также любыми другими технологическими защитами трансформатора. В типовом решении на базе реклоузера возможна организация автоматики: АВР, ЛЗШ, УРОВ, ЗМН, АПВ, АЧР.

Благодаря встроенной системе измерения токов и напряжений сети, а также встроенных функций защиты и автоматики возможна реализация подстанций без внешних устройств, таких как ТТ, ТН, терминалы защит и автоматик и пр.

Подобное решение способно сократить внешние цепи и сделать процесс эксплуатации нагляднее.

Организация быстродействующей защиты трансформатора при внутренних КЗ или развитиях аварий выполняется с использованием логической защиты трансформатора (ЛЗТ) мгновенного действия с фильтром составляющих тока намагничивания трансформатора.

В настоящее время на подстанциях реклоузер способен заменить выключатели, отделители и короткозамкатели и предохранители. Некоторые из примеров использования на реальных объектах:

- *ООО «Глазовский завод Химмаш» ПС 35/10 кВ*

На данной подстанции ОДКЗ не справился с отключением КЗ. Результатом стало то, что подстанция выгорела целиком. Авария была устранена вышестоящей подстанцией.

В ходе реконструкции сгоревший ОДКЗ был заменен на реклоузером номинальным напряжением 35 кВ. Дополнительно для повышения защиты трансформатора была установлена система ЛЗТ.

- *ОАО «РЖД» «Московская ЖД» ПС «Рогожская»*

В эксплуатации находился устаревший масляный выключатель в ЗРУ. Существовала необходимость произвести его замену на новый с реализацией направленных защит.

Решением проблемы стала установка реклоузера Smart35. Его установка была осуществлена с помощью стандартного монтажного комплекта на раму выключателя. Система направленности защит была организована с МПЗ Сириус. При смене направления мощности она действовала на отключение реклоузера по дискретным входам.

• *ОАО «МРСК Северо-Запада» филиал «Новгородэнерго» ПС 35/10 кВ «Посад»*

На подстанции был установлен масляный выключатель, находившийся в аварийном состоянии. Данное оборудование выполняло функцию секционирования сети и характеризовалось частыми отказами.

Решением стала установка вакуумного реклоузера SMART35 на существующую раму масляного выключателя. В таком формате производство дополнительных строительных работ не требуется, что обеспечивает минимальные сроки реконструкции.

Также реклоузеры на подстанциях устанавливались на следующих подстанциях: ОАО «Коммунэнерго» ПС 35/6 кВ «Кирово-Чепецкая», ОАО «Борремфлот» ПС 35/10 кВ, ОАО «ЭнергоКурган» филиал «Щадринские электрические сети» ПС 35/10 кВ «Верхняя Теча», ТОО «Каракудукмунай» ПС 110/35/6 кВ «Каракудук», Артель старателей «Нейва» ПС 35/10 кВ «Сисимка», АО «Жезказганская РЭК» ПС 110/35/10 кВ «Центральная» и др..

#### **1.6 Разработка технических решений по коммутационному оборудованию подстанций с вакуумными реклоузерами**

Эксплуатация реклоузеров подходит преимущественно для открытых распределительных устройств (ОРУ).

При этом, в настоящий момент разрабатывается установка реклоузеров в ячейки КРУ и КРУН. Таким примером может быть совместный проект ГК

«Таврида Электрик» и ЭТЗ «Вектор» по установке реклоузера в ячейки D-40P [Таврида]. Более подробно можно ознакомиться в Приложении Д.

Данное решение является экспериментальным и в настоящее время, ещё не поступило в эксплуатацию. При этом, в дальнейшем установка вакуумных реклоузеров в ЗРУ, КРУ и КРУН сможет расширить функционал использования вакуумных реклоузеров.

В релейном отсеке устанавливается модуль управления реклоузером со встроенной системой РЗиА, при необходимости (например, для реализации ДЗТ) устанавливаются дополнительные терминалы РЗиА, выходные цепи которых заводятся на дискретные входы модуля управления, которые конфигурируются под соответствующий функционал.

Рассмотрим основные технические решения по оборудованию подстанций с вакуумными реклоузерами. Данные технические решения необходимы для того, чтобы облегчить труд инженера-проектировщика при разработке схем, планов, планов-разрезом подстанций и выбору оборудования. Технические решения представлены в таблице 6.

### **1.7 Монтажные схемы для вакуумных реклоузеров**

Малые масса и габариты реклоузера позволяют установить его на любую из существующих конструкций без изменения строительной части распределительных устройств 35 кВ, что и было показано в п 1.6. Помимо этого, существует вариант с установкой вакуумного реклоузера на одну из универсальных рам, которые опционально могут быть поставлены вместе с реклоузером.

Данные монтажные схемы показывают конструктивное исполнение элементов подстанции при эксплуатации реклоузеров, а также помогут сократить сроки проектирования подстанций на базе реклоузеров.

Рассмотрим монтажные схемы для данных универсальных рам. Их конструктивное исполнение, перечень оборудования и краткое пояснение представлены в таблице 7.

Таблица 6 – Технические решения по оборудованию для подстанций с использованием вакуумных реклоузеров

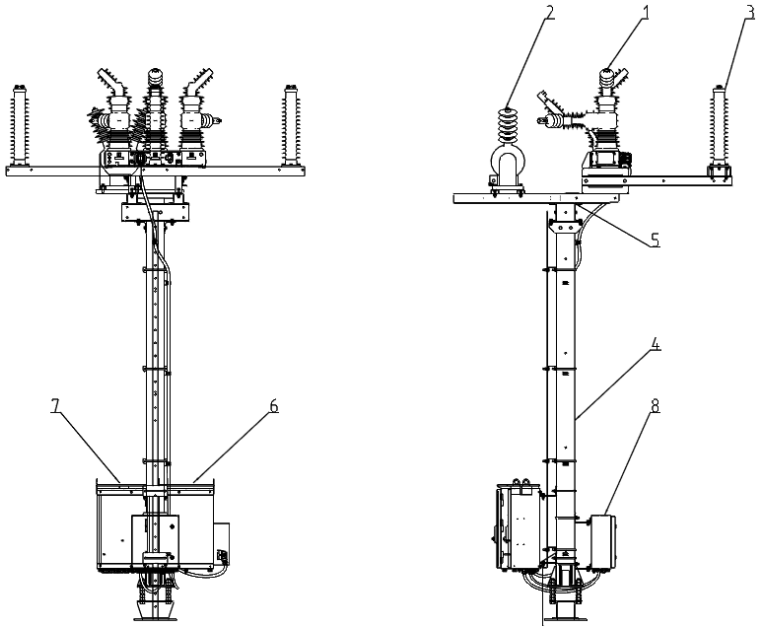
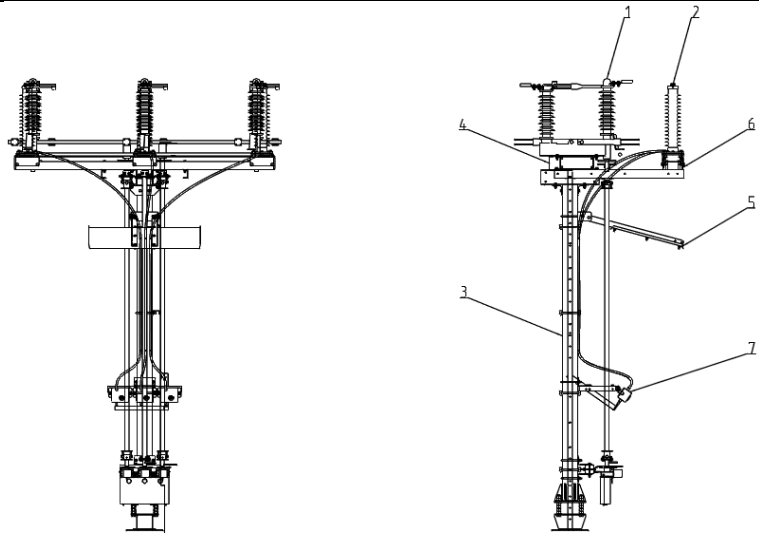
Наименование оборудования	Описание вариантов
1	2
Схема распределительного устройства 35 кВ	ОРУ 35 кВ однострансформаторной подстанции по схеме «Блок (линия-трансформатор) с выключателем»
	ОРУ 35 кВ двухтрансформаторной подстанции по схеме «Блок (линия-трансформатор) с выключателем»
	ОРУ 35 кВ по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линии »
	ОРУ 35 кВ по схеме «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»
	ОРУ 35 кВ по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»
Схема распределительного устройства 6-10 кВ	ОРУ 6-10 кВ по схеме «Одна секционированная выключателями, система шин» с использованием вакуумных реклоузеров
	КРУ 6-10 кВ по схеме «Одна секционированная выключателями, система шин» с использованием вакуумных выключателей
	ЗРУ 6-10 кВ по схеме «Одна секционированная выключателями, система шин» с использованием вакуумных выключателей
	КРУН 6-10 кВ по схеме «Одна секционированная выключателями, система шин» с использованием вакуумных реклоузеров
Ограничитель перенапряжения (ОПН)	Комплект ОПН для защиты трансформатора, входящих и отходящих линий
	Комплект ОПН для защиты трансформатора, входящих и отходящих линий со счетчиками импульсов
УКРМ	УКРМ-1-6,3-К (У)ХЛ1 мощностью 150-2700 вар
	УКРМ-1-10,5-К (У)ХЛ1 мощностью 150-2700 вар

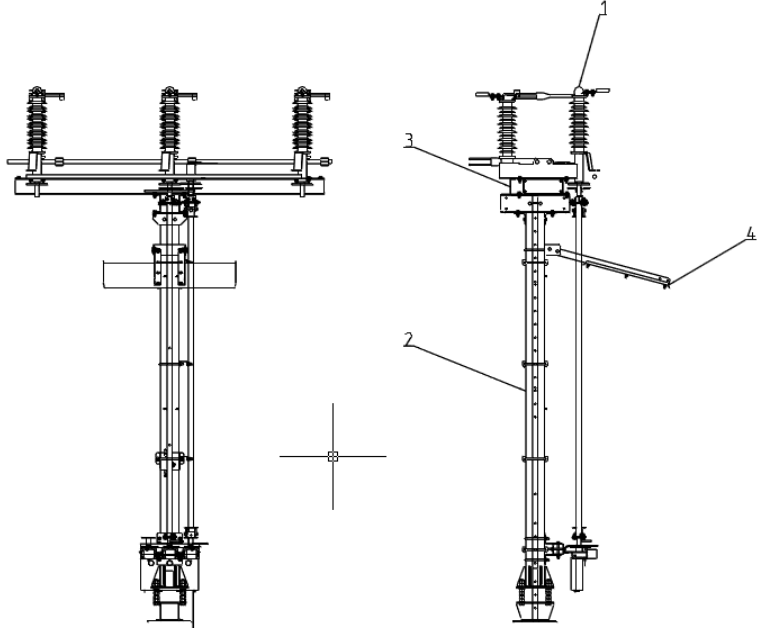
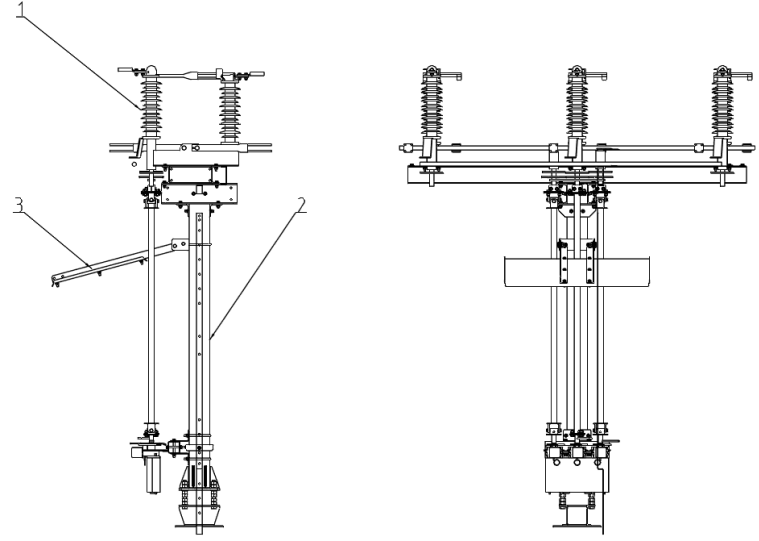
1	2
Силовой трансформатор 35/6(10) кВ	ТМ(Н)-35/6 (У)ХЛ1 мощностью 1000-6300 кВА
	ТМ(Н)-35/10 (У)ХЛ1 мощностью 1000-6300 кВА
	ТДН-35/6 (У)ХЛ1 мощностью 10000-16000 кВА
	ТДН-35/10 (У)ХЛ1 мощностью 10000-16000 кВА
Разъединители	Разъединители используются, согласно типовым схемам, рассмотренным в проекте
	Тоже самое, но для ТН – вместо разъединителей используются предохранители
	Тоже самое, но при условии, что было выбрано ЗРУ, КРУН или КРУ 6-10 кВ, возможна реализация обеспечения безопасности на отходящих линиях 6-10 кВ с помощью выкатных тележек
Трансформатор тока (ТТ)	ТТ встроен в силовой трансформатор
	ТТ устанавливается стационарно
	ТТ устанавливается на опоре
	ТТ совмещен с трансформатором напряжения в составе единого цифрового измерительного прибора
Трансформатор напряжения (ТН)	Трансформатор напряжения устанавливается на стороне НН
	Трансформатор напряжения устанавливается на стороне НН, а также на стороне НН при необходимости учета электроэнергии на стороне ВН для проходных подстанций
	Трансформатор напряжения устанавливается на стороне НН и ВН для штатной работы систем РЗА
Ошиновка	Ошиновка устанавливается жесткой на обеих для стороны ВН и НН
	Ошиновка устанавливается гибкой на стороне ВН, жесткой – на стороне НН
Тип шкафа управления	Шкаф управления реклоузером без комплекта для выноса панели управления
	Шкаф управления реклоузером с комплектом для выноса панели управления (без оптоволоконного жгута)
	Шкаф управления реклоузером с комплектом для выноса панели управления (оптоволоконный жгут длиной 40м и более)

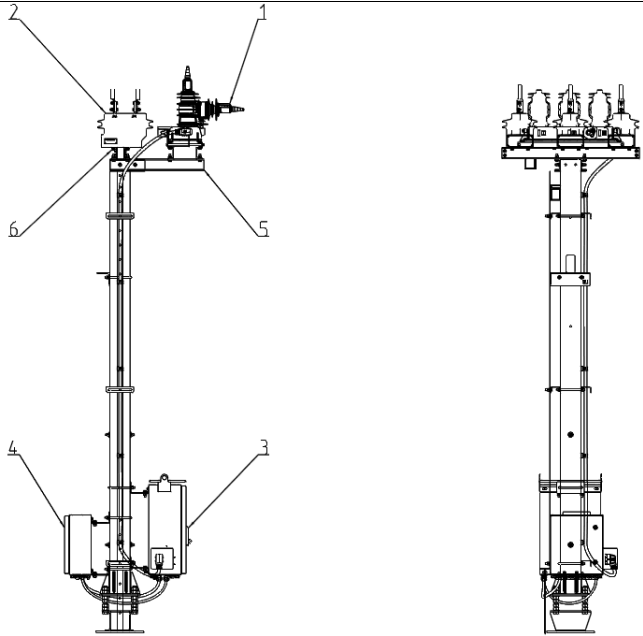
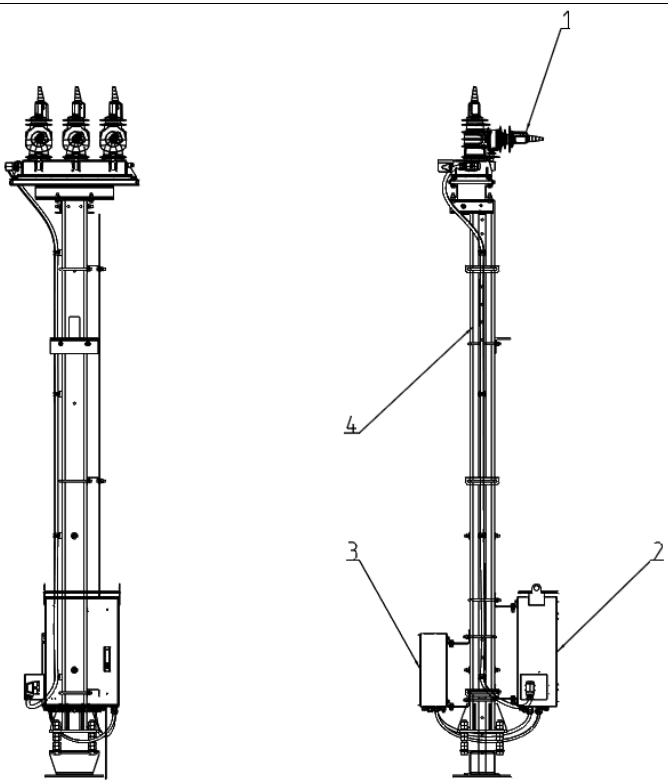
1	2
Рама для установки реклоузера	Реклоузер устанавливается на существующую металлоконструкцию
	Рама для установки реклоузера на четыре точки опоры
	Рама для установки реклоузера и трансформаторов тока на четыре точки опоры
	Рама для установки реклоузера на одну точку опоры
Устройство передачи данных	Не устанавливается
	Роутер IRZRU01w, соответствующий протоколу МЭК 60870-5-104
	Роутер IRZRU21.TEL, соответствующий протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) и МЭК 60870-5-104
Тип дистанционного управления с помощью систем SCADA	Канал по системам GPRS, согласно протоколам МЭК 61850-8-1 (MMS) и МЭК 60870-5-104
	Канал по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС), согласно протоколам МЭК 60870-5-104
	Канал по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС), согласно Modbus TCP IP
	Канал по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС), согласно дискретным входам и выходам
Дифференциальная защита трансформатора	Шкаф дифференциальной защиты силового трансформатора
	Терминал дифференциальной защиты силового трансформатора
Металлоконструкции и для подстанции	Маслоприёмники
	Приёмный портал
	Прожекторная мачта
	Молниеотводы, приёмный портал
	Приёмный портал, прожекторная мачта
	Маслоприёмники, приёмный портал, прожекторная мачта
	Маслоприёмники, молниеотводы, приёмный портал
	Маслоприёмники, маслобункер, приёмный портал. Прожекторная мачта, рама силового трансформатора, рама маслобункера

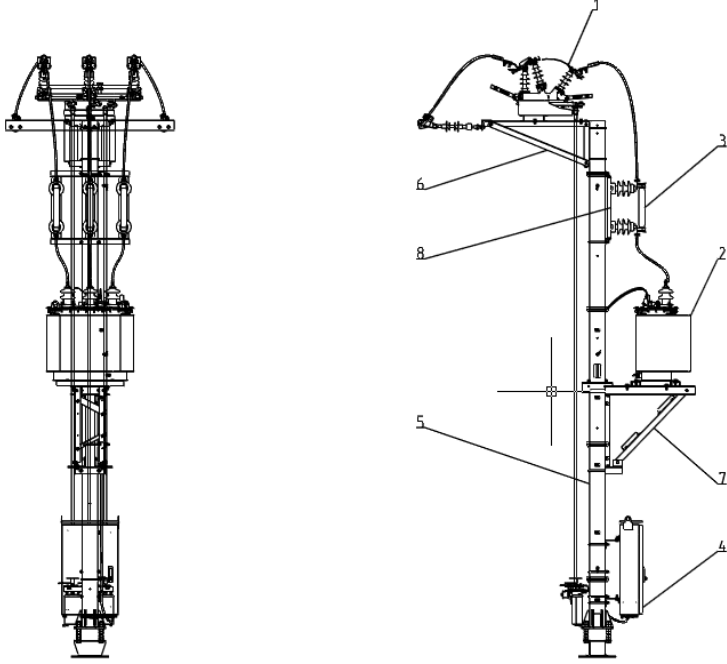
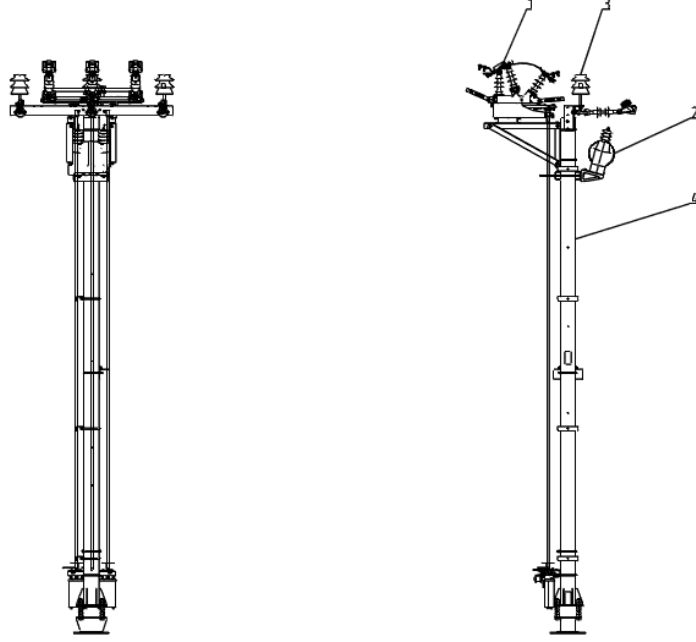


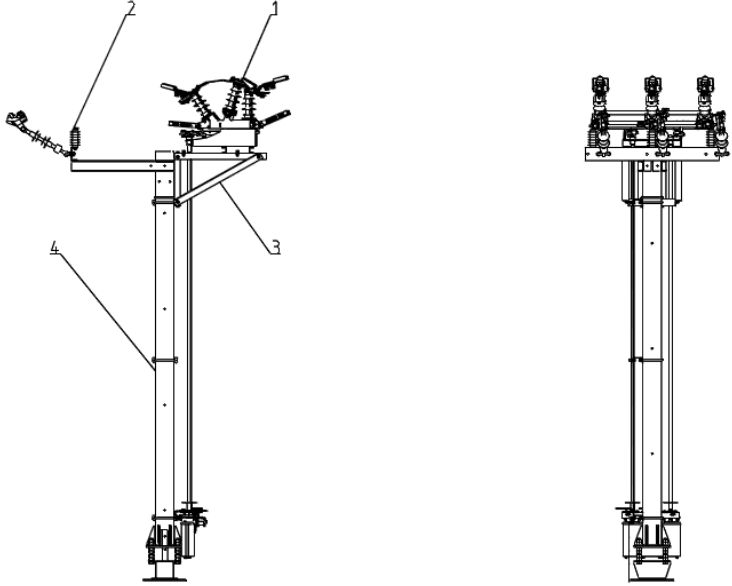
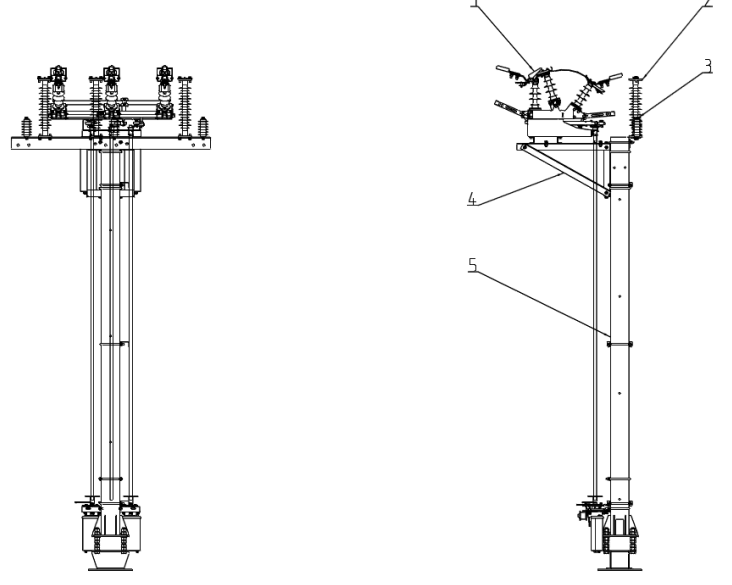
Таблица 7 – Монтажные схемы оборудования при использовании вакуумного реклоузера

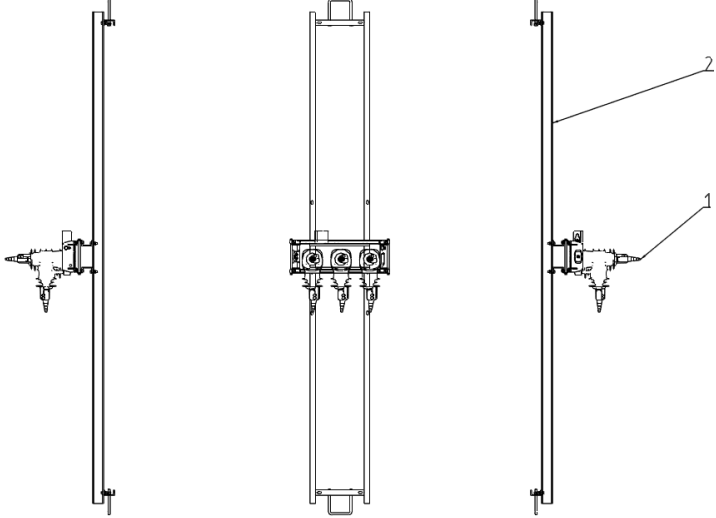
№	Графическое исполнение	Примечания
1	 <p>1 – Реклоузер 35 кВ, 2 – ТСН 35 кВ, 3 – ОПН 35 кВ, 4 – комплект для установки монтажных комплектов реклоузера, ОПН и пр.5 – монтажный комплект для оборудования, 6 – шкаф управления реклоузером 35 кВ, 7 – шкаф ДЗТ и РПН, 8 – шкаф клеммный</p>	<p>Типовое решение для 35 кВ с реклоузером, ТСН, ОПН.</p> <p>Возможно установить доп. оборудование, а также шкаф управления реклоузером, ДЗТ и РПН.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 2,1 x 2,3 x 4</p> <p>Монтажная схема: OSG35_H_RI_SA_VT</p>
2	 <p>1 – Разъединитель 35 кВ, 2 – ОПН 35 кВ, 3 – монтажный комплект для установки реклоузера, ОПН и пр., 4, 6, 7 – монтажные комплекты для оборудования, 5 – комплект защитного козырька для разъединителя 35 кВ</p>	<p>Схема с использованием разъединителя для защиты реклоузера и пр. оборудования.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 1,5 x 2,5 x 4</p> <p>Монтажная схема: OSG35_H_D2_SA_IC</p>

1	2	3
3	 <p><i>1 – Секционный разъединитель; 2 – монтажный комплект для разъединителя; 3 – комплект защитного козырька разъединителя 35 кВ</i></p>	<p>Схема с использованием разъединителя для защиты реклоузера.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 1,5 х 2,5 х 4</p> <p>Монтажная схема: OSG35_L_D2_0_0</p>
4	 <p><i>1 – разъединитель, 2 – комплект для установки реклоузера, ОПН и пр., 3 – монтажный комплект, 4 – комплект защитного козырька разъединителя 35 кВ</i></p>	<p>Схема с использованием разъединителя для защиты реклоузера и пр. оборудования.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 1,5 х 2,5 х 4</p> <p>Монтажная схема: OSG35_H_D1_0_0</p>

1	2	3
5	 <p><i>1 – реклоузер 10 кВ, 2 – ТТ, 3 – шкаф управления реклоузером, 4 – клеммный шкаф, 5 – комплект для установки реклоузера, 6 – монтажный комплект для крепления ТТ</i></p>	<p>Типовое решение для 10 (6) кВ с реклоузером, ТТ, ОПН.</p> <p>Возможно установить доп. оборудование, а также шкаф управления реклоузером.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 0,9 х 1,2 х 3,8</p> <p>Монтажная схема: OSG10_L_RI_CT_0</p>
6	 <p><i>1 – реклоузер 10 кВ, 2- шкаф управления реклоузером, 3 – клеммный шкаф, 4 – монтажный комплект для реклоузера</i></p>	<p>Типовое решение для 10 (6) кВ с реклоузером.</p> <p>Возможно установить доп. оборудование, а также шкаф управления реклоузером.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 0,75 х 0,8 х 3,9</p> <p>Монтажная схема: OSG10_L_RI_0_0</p>

1	2	3
7	 <p>1 – разъединитель, 2 – ТСН 10 (6) кВ, 3 – предохранитель, 4 – шкаф собственных нужд, 5, 6, 7, 8 – монтажные комплекты для установки оборудования</p>	<p>Схема с использованием ТСН. Возможно установить доп. оборудование.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 2,5 x 1,5 x 5,3</p> <p>Монтажная схема: OSG10_H_D2_VT_F</p>
8	 <p>1 – разъединитель, 2 – ТН, 3 – изолятор штыревой 10 (6) кВ, 4 – монтажный комплект для установки секции сборных шин</p>	<p>Схема с использованием разъединителя для защиты реклоузера и пр. оборудования.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 1,5 x 1,5 x 5,3</p> <p>Монтажная схема: OSG10_na_H_D2_VT_0</p>

1	2	3
9	 <p><i>1 – разъединитель 10 кВ, 2 – ОПН 10 кВ, 3, 4 – монтажные комплекты для установки разъединителя</i></p>	<p>Схема с использованием разъединителя, ОПН для защиты реклоузера и пр. оборудования.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 1,5 x 1,3 x 3,9</p> <p>Монтажная схема: OSG10_D2_SA_0</p>
10	 <p><i>1 – разъединитель ввода, 2 – изолятор опорный, 3 – ОПН 10 кВ, 4, 5 – монтажный комплект для установки разъединителя</i></p>	<p>Схема с использованием разъединителя, ОПН для защиты реклоузера и пр. оборудования.</p> <p>Габариты (ДхШхВ), м: 1,1 x 1,5 x 3,8</p> <p>Монтажная схема: OSG10_L_D2_SA_0</p>

1	2	3
11	 <p data-bbox="295 873 981 940"><i>1 – реклоузер 10 кВ, 2- монтажный комплект для установки секционного реклоузера</i></p>	<p data-bbox="1133 425 1516 560">Схема для установки секционного реклоузера</p> <p data-bbox="1133 593 1516 683">Габариты (ДхШхВ), м: 0,8 х 0,7 х 3,8</p> <p data-bbox="1133 705 1516 817">Монтажная схема: OSG10_S_RS_0_0</p>

Монтажные различаются по номинальному напряжению:

- Схемы № 1-4 подходят для номинального напряжения 35 кВ;
- Схемы № 5-11 подходят для напряжения 6-10 кВ.

А также по устанавливаемому оборудованию:

- Схемы № 1, 2, 4, 5, 6 подходят для установки на них вакуумного реклоузера;
- Схемы № 2-5, 7-10 описывают конструктивное исполнение разъединителей в данном исполнении;
- Схема № 11 описывает конструктивное исполнение секционного реклоузера.

Данные монтажные схемы показывают конструктивное исполнение элементов подстанции при эксплуатации реклоузеров, а также помогут сократить сроки проектирования подстанций на базе реклоузеров.

Помимо этого, рассматриваемые монтажные схемы отвечают всех условиям безопасности и позволяют осуществлять свободное перемещение по площади подстанции.

В следующем пункте представлена схематичная компоновка подстанций при использовании реклоузеров с общими габаритами энергообъектов.

### **1.8 Разработка конструктивных решений компоновки подстанций**

Разработка конструктивных решений по компоновке подстанций необходима для работы инженеров-проектировщиков по выбору оптимальных вариантов реконструкции или проектирования подстанций для того, чтобы прогнозировать предположительные габариты подстанции.

Разработанные компоновки представлены более подробно в Приложении А.

### **1.9 Рекомендации к эксплуатации подстанций**

#### *Обслуживание вакуумных реклоузеров*

Условия к обслуживанию у реклоузера минимальные, т.к. главные цепи коммутационного модуля реклоузера в течение всего срока эксплуатации не требуют проведения испытаний одноминутным напряжением промышленной частоты, измерений сопротивления изоляции и прочих испытаний для подобного рода оборудования.

#### *Диагностика повреждений и ошибок*

Более того, реклоузер обладает функцией самодиагностики. При выявлении неисправностей или ошибок он выдает предупредительный или аварийный сигнал:

- на панель управления реклоузеров;
- по каналам передачи данных, если у реклоузера есть подключение к SCADA-системе;
- при местном подключении ПК.

#### *Испытания оборудования*

При необходимости возможны проведения испытаний и проверки технических данных. Испытания проводятся в соответствии с требованиями нормативных документов и рекомендаций по эксплуатации [29, Таврида, выкл].

*Оперативные переключения на подстанциях с применением вакуумных реклоузеров*

Оперативные переключения выполняются исключительно в соответствии с «Бланком оперативных переключений». Переключения могут выполняться с помощью трёх типов управления: местное, дистанционное и телеуправление.

Рассмотрим оперативные переключения согласно рисунку 4 для реклоузера 35 кВ по схеме мостик с реклоузерами в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки:

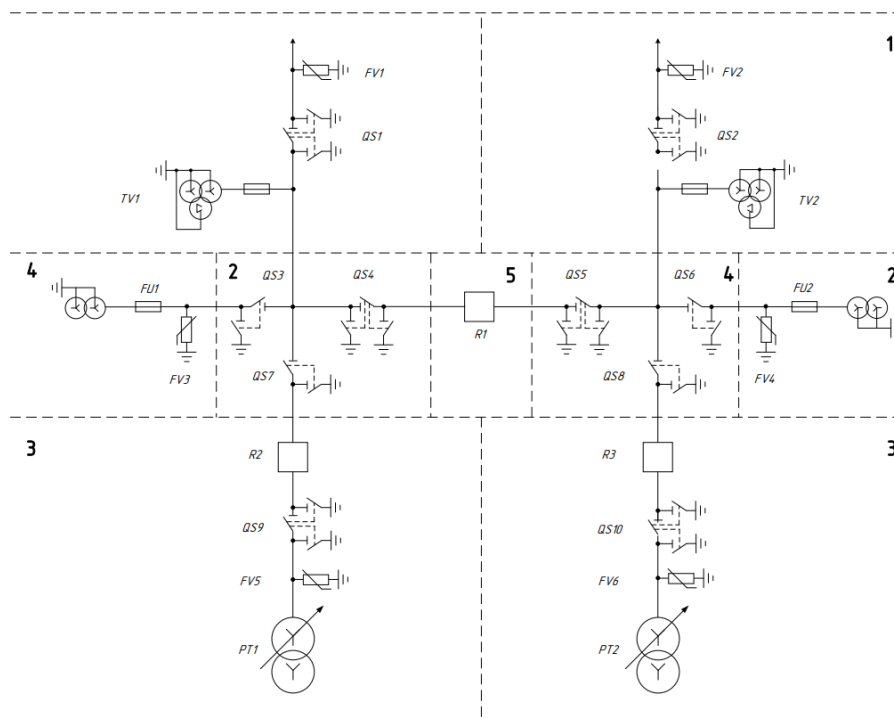


Рисунок 4 – Схема двухтрансформаторной подстанции ОРУ 35 кВ по схеме 35-5АН с делением по зонам оперативных переключений.

*Зона 3, подготовка рабочего места.*

- Отключить реклоузер R2.
- Отключить разъединитель QS7.
- Проверить отсутствие напряжения на отключённых участках.
- Включить заземлитель QS7.
- Включить заземлитель на стороне НН PT1.
- Установить переносное заземление на ошиновку PT1 стороны ВН.
- Производить работы в зоне 3.



*Зона 3, ввод в работу.*

- Прекратить работы в зоне 3.
- Отключить заземлитель на стороне НН РТ1.
- Снять переносное заземление с ошиновки РТ1 со стороны ВН.
- Отключить заземлитель QS7.
- Включить разъединитель QS7.
- Включить реклоузер R1.

*Зона 5, подготовка рабочего места*

- Убедиться, что секционирующий реклоузер отключен.
- Отключить разъединители QS4 и QS4.
- Проверить отсутствие напряжения на отключенных участках
- Включить заземлители QS4 и QS5 со стороны секционного

реклоузера.

- Производить работы в зоне 5.

*Зона 5, ввод в работу*

- Прекратить работу в зоне 5.
- Отключить заземлители QS4 и QS5.
- Включить разъединители QS4 и QS5.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ДОЛГУЧАН

### 2.1 Климатическая характеристика Республики Саха (Якутии)

Подстанция Долгучан проектируется для Южно-Якутского энергорайона, Республика Саха (Якутия).

Для всей территории Якутии, за исключением побережья Северного Ледовитого океана, характерен резко-континентальный климат с очень холодной зимой и относительно жарким летом, довольно малой облачностью, а также большим количеством штилей и слабыми, особенно в зимний период года, ветрами [1, 4 15].

Минимальные температуры могут достигать рекордных значений: -71,2 °С в Оймяконе и -68 °С в Верхоянске. Также стоит отметить, что почти вся территория республики лежит в зоне сплошной вечной мерзлоты [15].

Район проектирования подстанции Долгучан входит в Южно-Якутский энергорайон, для него также характерен резко-континентальный климат. Количество осадков, здесь умеренное, и летом их намного больше, чем в другое время года.

Основные климатические условия рассматриваемого района представлены в таблице 8 [21]:

Таблица 8– Климатические условия района подстанции

Климатические условия	Значение
1	2
Среднегодовая температура воздуха, °С	-6,9
Относительная влажность воздуха, %	71,4
Средняя скорость ветра, м/с	2,7
Средняя норма осадков год, мм	559,3
Число грозových часов в году	30
Район по ветру	I
Район по гололеду	III

Степень загрязнения атмосферы	II
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	2,5
Сейсмичность района строительства, баллов	9

## 2.2 Характеристика электрических сетей Республики Саха (Якутия)

Рассматриваемый район реконструкции ПС Аэропорт и ПС Долгучан входит в Южно-Якутский энергорайон. Основным источником электроснабжения данного района является Нерюнгринская ГРЭС с установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав компании АО «ДГК».

В данный момент времени Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока. Связь данного района осуществляется по ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 [16].

Также возле рассматриваемого района находится Чульманская ТЭЦ, осуществляющая электроснабжение пгт. Чульман. Через данный населенный пункт проходит трубопровод ВСТО, имеется большое количество производств по добыче каменного угля, станций геолого-разведывательной деятельности, начаты разработки по добыче железных руд. Из ответственных потребителей данной электростанций можно отнести Аэропорт возле пгт. Чульман, способный принимать любые типы самолетов.

Карта-Схема ПС 110-220 кВ Южной Якутии показана на рисунке 5.

Рассмотрим более подробно существующие источники питания:

### 1) Чульманская ТЭЦ

Установленная электрическая мощность Чульманской ТЭЦ равна 48 МВт, а тепловая - 165 Гкал/час. Годовая выработка электроэнергии составляет порядка 99 млн. кВт\*ч, тепла - 344 тыс. Гкал. В данный момент на Чульманской ТЭЦ имеется 3 турбины ПТ-12-35/10М и 1 турбина К-12-35, а также 2 котельных агрегата ЦКТИ-75-39Ф-2 и 3 котла БКЗ-75-39ФБ [41].



Рисунок 5 – Карта-схема ПС 110-220 кВ Южной Якутии

Согласно СИПР 2022-2028 и Приказу Минэнерго, в 2023 планируется вывод 3 турбин и снижение установленной мощности электростанции до 12 МВт с постепенным выводом её из эксплуатации и заменой подстанцией Чульманская на основе имеющегося на территории станции ОРУ 110 кВ. Однако, на момент написания бакалаврской работы, приказ о выводе Чульманской ТЭЦ не подписан, а значит в данной работе она остается с прежним наименованием [23, 38].

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – 110-9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин на рисунке 15.

РУ 35 кВ выполнено по схеме – 9- Одна рабочая секционированная выключателем система шин. На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели.

Учитывая, что в дальнейшем будущем планируется вывод Чульманской ТЭЦ, целесообразно рассматривать как основной источник электроэнергии для эквивалента электрической сети более мощную электростанцию – Нерюнгринскую ГРЭС.

## *2) Нерюнгринская ГРЭС*

Нерюнгринская ГРЭС расположена в пгт. Серебряный бор, Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Установленная электрическая мощность – 570 МВт. Основное топливо – каменный уголь Нерюнгринского месторождения.

Основное энергетическое оборудование Нерюнгринской ГРЭС включает в себя:

- три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час, а также три котла КВТК-100-150;
- турбины 1хК-210-130-3 и 2хТ-180/210-130-1, произведенные Ленинградским заводом с номинальной электрической мощностью 570 МВт;
- генераторы 3хТГВ-200-2МУЗ Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ [18].

Согласно схеме и программе развития электроэнергетики Якутского региона в 2024 году планируется увеличение установленной мощности электростанции до 1020 МВт [38].

Схема выдачи электрической мощности включает в себя семь ЛЭП-110 кВ и три ЛЭП-220 кВ. ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – 13Н. Связь между двумя ОРУ осуществляется с помощью двух АТ связи марки АТДЦТН-125000/220/110.

## **2.3 Анализ существующих режимов**

Анализ существующего режима будет произведён согласно результатам контрольных замеров [16]. К рассмотрению примем контрольный замер за зиму 2022, как наиболее актуальный. Схема рассматриваемого участка представлена на рисунке 6.

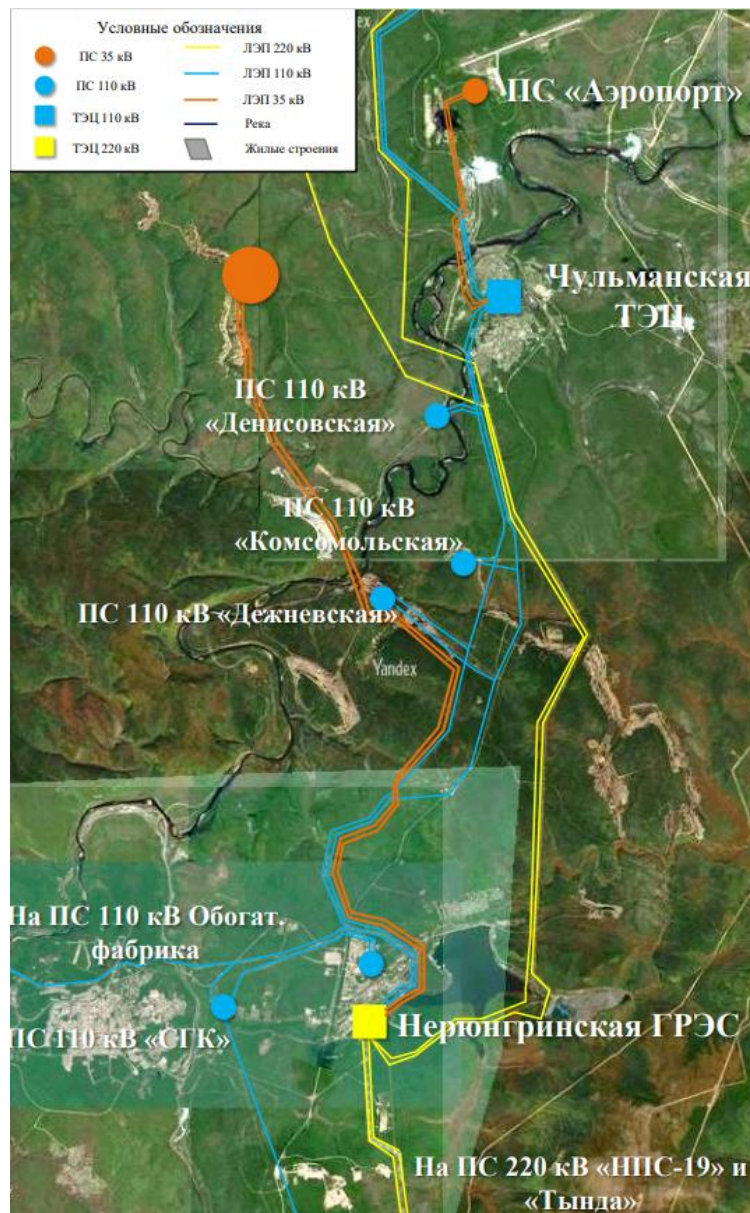


Рисунок 6 – Схема рассматриваемого участка электрической сети для анализа режимов

Целесообразно рассмотреть расчет установившегося режима согласно ранее озвученным данным. Для построения эквивалента схемы сети расчет будет осуществлен в ПВК RastrWin3 [20].

Эквивалент рассматриваемого участка сети включает в себя часть системы Южно-Якутского энергорайона, а именно следующие источники питания: Чульманская ТЭЦ, Нерюнгринская ГРЭС, ПС Тында (переток мощности из Амурской энергосистемы). Рассматриваемые подстанции: ПС Аэропорт, Тында, НПС-18, Обогащительная фабрика, СХК, ВГК, Дежневская,

Комсомольская, Денисовская, Малый Нимныр. Данные энергообъекты представлены на рисунке 18

Параметры узлов и ветвей для существующей электрической сети в Южно-Якутском энергорайоне представлены в приложении В.

Проверка достоверности рассматриваемого режима будет проводиться на основе допустимого тока и отклонения напряжения от номинальных значений и значений контрольных замеров.

Длительно допустимый ток проверяется согласно средней температуре для данного района летом и зимой [1, 4].

В таблицах 9 и 10 приведены рассчитанные параметры максимального режима.

Таблица 9 – Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			При t- 41,5 °С	При t +35 °С
ЧТЭЦ – ПС Аэропорт	АС-95/16	17	534,1	290,4
ЧТЭЦ – ПС Хатыми	АС-120/19	227	631,2	343,2
ЧТЭЦ– НГРЭС	АС-185/29	244	841,6	457,6
НГРЭС – ПС Тында	АС-300/39	111	1149,1	624,8
НГРЭС – ПС Обогажительная фабрика	АС-400/51	35	1343,4	730,4
НГРЭС – ПС СХК	АС-185/29	122	841,6	457,6

Таблица 10 – Расчетные значения напряжений в узлах при максимальном режиме

Название	Номинальное напряжение	Расчетное напряжение	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Система шин Чульманской ТЭЦ	110	114,71	4,281
На ПС Хатыми	110	110,25	0,227
ВН ПС Аэропорт	35	37,71	7,743
НН ПС Аэропорт	6	6,52	8,6
Система шин 220 кВ Нерюнгринский ГРЭС	220	233,76	6,254

1	2	3	4
Система шин 110 кВ Нерюнгринский ГРЭС	110	119,34	8,49
ПС Тында	220	232,16	6,89
ПС Обогажительная фабрика	110	119,05	8,227
ПС СХК	110	119,13	8,3
ПС ВГК	110	119,11	8,281
ПС Дежневская	110	117,78	7,072
ПС Комсомольская	110	116,51	5,918
ПС Денисовская	110	116,15	5,59

В данном режиме превышения токовых нагрузок ЛЭП не наблюдается, напряжение в узлах не выходят за допустимые пределы.

В приложении А представлены данные о узлах, ветвях рассматриваемого эквивалента сети, а также его графическая схема.

Проведём сравнение полученных значений, взятых с контрольных замеров и расчетных напряжений с максимального режима сети. Полученная погрешность представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнительный анализ значений напряжений

Название	Данные напряжения с контрольных замеров, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Система шин Чульманской ТЭЦ	117,88	114,71	2,689
На ПС Хатыми	117,1	110,25	5,849
ВН ПС Аэропорт	37,9	37,71	0,501
НН ПС Аэропорт	6,71	6,73	0,298
Система шин 220 кВ Нерюнгринский ГРЭС	238,41	233,76	1,95
Система шин 110 кВ Нерюнгринский ГРЭС	120,19	119,34	0,707
ПС Тында	236,36	232,16	1,777
ПС Обогажительная фабрика	119,4	119,05	0,293
ПС СХК	119,98	119,13	0,708



1	2	3	4
ПС ВГК	120,17	119,11	0,882
ПС Дежневская	118,66	117,78	0,742
ПС Комсомольская	118,58	116,51	1,746
ПС Денисовская	116,47	116,15	0,275

Исходя из таблицы 11, становится видно, что эквивалент сети из RastrWin3 характеризуется незначительной погрешностью и может быть применен для дальнейшего рассмотрения.

Для оценки объёма работ по реконструкции необходимо осуществить расчет послеаварийного режима для линий, где необходима реконструкция. Таким участком примем ПС Аэропорт – Чульманская ТЭЦ.

В приложении А представлена графическая схема данного режима.

Таблица 12 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 35 кВ ПС Аэропорт – Чульманская ТЭЦ

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			При t- 41,5 °С	При t +35 °С
ЧТЭЦ – ПС Аэропорт	АС-95/16	47	534,1	290,4
ЧТЭЦ – ПС Хатыми	АС-120/19	230	631,2	343,2
ЧТЭЦ– НГРЭС	АС-185/29	259	841,6	457,6
НГРЭС – ПС Тында	АС-300/39	111	1149,1	624,8
НГРЭС – ПС Обогажительная фабрика	АС-400/51	35	1343,4	730,4
НГРЭС – ПС СХК	АС-185/29	122	841,6	457,6

Таблица 13 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 35 кВ ПС Аэропорт – Чульманская ТЭЦ

Название	Номинальное напряжение	Расчетное напряжение	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Система шин Чульманской ТЭЦ	110	113,25	2,954
На ПС Хатыми	110	110,25	0,227

1	2	3	4
ВН ПС Аэропорт	35	37,54	7,257
НН ПС Аэропорт	6	6,7	11,6
Система шин 220 кВ Нерюнгринский ГРЭС	220	233,76	6,524
Система шин 110 кВ Нерюнгринский ГРЭС	110	119,34	8,49
ПС Тында	220	232,16	5,527
ПС Обогажительная фабрика	110	119,05	8,227
ПС СХК	110	119,13	8,3
ПС ВГК	110	119,11	8,281
ПС Дежневская	110	117,78	7,072
ПС Комсомольская	110	116,51	5,918
ПС Денисовская	110	116,15	5,59

Согласно таблицам 12 и 13, можно сделать вывод, что длительно допустимый ток в рассматриваемых ЛЭП находится в пределах нормы. Однако некоторые подстанции характеризуются значительным запасом по токовой нагрузке из-за малой загруженности линий.

#### **2.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей Республики Саха (Якутия)**

Текущее состояние энергосистемы в Якутии характеризуется значительным износом оборудования и электрических сетей. Трудные климатические условия рассматриваемого региона препятствуют нормальной эксплуатации и требуют увеличения затрат на обслуживание и ремонт.

Исходя из вышеперечисленных факторов, это приводит к тому, что деятельность электросетевых компаний в данном районе направлена на поддержание работоспособности электросетевого оборудования и на продление его срока эксплуатации, а не реконструкцию для увеличения надежности.

Тем не менее, при рассмотрении задания о техническом подключении ПС «Долгучан» к существующей энергосистеме имеет смысл рассмотреть вопрос именно реконструкции, так как согласно СИПР 2022-2028 и Приказу

Минэнерго России планируется плановый вывод Чульманской ТЭЦ из эксплуатации [23, 38]. Данную электростанцию заменит новая ПС «Чульманская» и произойдёт перераспределение потоков мощности в сети, из-за того, что выработка электрической энергии прекратится.

### 3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для дальнейшего расчёта параметров подстанции и параметров схемы определим вероятностно-статические характеристики [42]. Это необходимо для того, чтобы рассмотреть оборудование как в режиме минимальных нагрузок, когда минимальное количество потребителей использует электроэнергию, так и максимальных.

В ходе расчетов для выпускной квалификационной работы будут рассчитаны следующие вероятностно-статические характеристики: максимальная и минимальная мощности, средняя мощность и эффективная мощность.

Согласно документу о техническом присоединении ПС 35 кВ «Долгучан» максимальная мощность подстанции будет составлять 4,9 МВт, а  $tg\varphi = 0,4$ . Для составления суточного графика нагрузки проектируемой подстанции возьмем за основу ПС 110/10 кВ «Угольная», т.к. там тоже ведется добыча угля открытым способом.

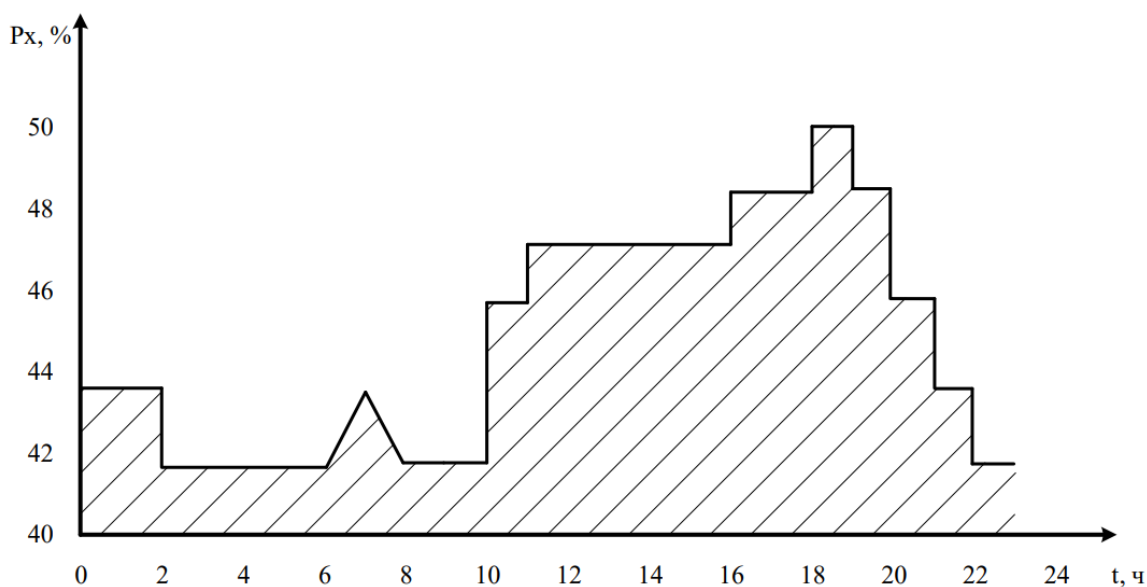


Рисунок 7 – Суточный график нагрузки проектируемой подстанции

Остальные подстанции являются в данный момент времени действующими, для расчета их мощностей примем данные контрольных замеров [16].

Определим вероятностно статические характеристики, к которым относятся:

- Средняя активная и реактивная мощность, необходима для выбора мощности трансформатора;
- Эффективная активная и реактивная мощность, для определения потерь электроэнергии;
- Максимальная активная и реактивная мощность, для задания утяжеленного режима.

Средняя активная мощность определяется согласно формуле 1:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^m P_j \cdot t_j \quad (1)$$

где  $T_H$  - период наблюдения за электрической нагрузкой (сутки);

$P_i$  -  $i$ -тая ордината графика нагрузки продолжительностью  $t_j$ .

Эффективная активная мощность определяется как:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^m P_j^2 \cdot t_j} \quad (2)$$

Ввод в эксплуатацию ПС Долгучан запланирован на 2024 год, однако выйти на максимальную мощность получится только к 2025 году. Для дальнейших расчетов нагрузок на проектируемых и существующих подстанций воспользуемся формулой сложных процентов для определения нагрузок к 2025 году:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} \quad (3)$$

$P_{cp}^{баз}$  – средняя мощность нагрузки, определим аналогично подстанции Долгучан;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,05 [12];

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

$t_{баз}$  – год в который снимался первый из анализируемых графиков.

Расчет нагрузок представлен в приложении Г.

Аналогично определяем вероятностно статические характеристики для всех подстанций. Результаты расчетов приведены в таблице 14.

Таблица 14 –Прогнозируемые на 2025 г нагрузки ПС Долгучан и Аэропорт

Подстанция	$P_{max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{min}$ , Мвар
Долгучан	4,9	2,224	2,228	2,018	1,96	0,742	0,744	0,674
Аэропорт	2,402	1,759	1,762	1,281	0,961	0,669	0,573	0,512

Для остальных подстанций определим исключительно максимальную и минимальную мощность:

Таблица 15 – Прогнозируемая мощность ПС ЮЯЭР на 2025 год:

Подстанция	$P_{max}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{min}$ , Мвар
НПС-19	331,02	180,207	33,102	18,021
Обогат. фабрика	18,681	13,824	7,472	5,529
СХК	21,456	14,091	8,582	5,636
ВГК	1,623	2,208	1,623	0,883
Дежневская	10,248	7,536	4,099	3,015
Комсомольская	2,669	1,537	1,067	0,615
Денисовская	0,427	0,427	0,171	0,171
Хатыми	79,206	53,48	7,921	5,348

Не смотря на то, что в технических документах была заявлена III категория электроснабжения, однако её реализация не является возможной. В силу того, на данном энергообъекте планируются ответственные потребители, для которых невыполнение норм и стандартов КЭ является критичным – выберем II категорию электроснабжения.

На территории ПС «Долгучан» в соответствии со II категорией электроснабжения планируются переносные генераторы и двигатели, электроустановки для энергоснабжения объектов по добыче угля открытым способом, электроснабжение роторных экскаваторов.

На основании этих данных мы будем в дальнейшем рассчитывать режим максимальных и минимальных нагрузок в RastrWin3.

## 4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ ЧУЛЬМАНСКАЯ ТЭЦ

### 4.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

При проектировании вариантов электрических схем необходимо соблюдать следующие принципы:

- Использовать простые конфигурации схем РУ подстанции;
- Для кольцевых сетей использовать одно номинальное напряжение;
- Разветвление сети выполнять в узле нагрузки;
- Линии не должны пересекаться (возможно пересечение линий разного номинального напряжения при учете критериев по электромагнитной безопасности).

- Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
- Вариант должен предусматривать развитие электропотребления в узлах нагрузки.

Таким образом, рассмотрим 5 вариантов возможной реконструкции электрической сети для данной темы бакалаврской работы. Варианты подключения представлены на рисунках ниже.

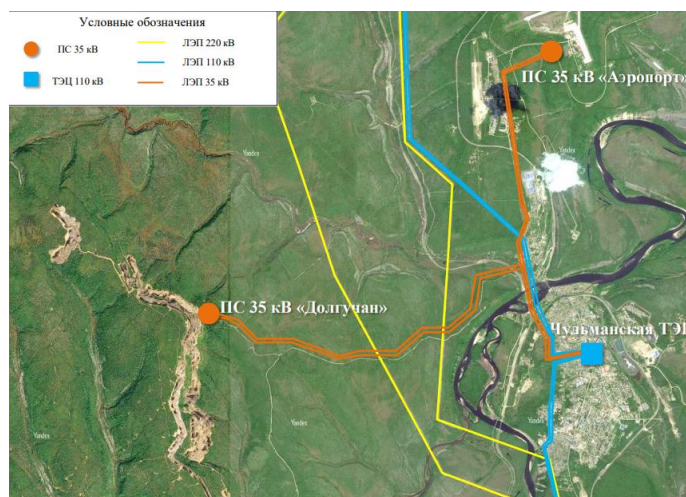


Рисунок 8 – Вариант № 1 реконструкции электрической сети в Южно-Якутском энергорайоне



Первым вариантом является применение отпайки на ЛЭП «Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт» для электроснабжения ПС «Долгучан».

Для данного варианта требуется произвести следующий объем работ:

- Сооружение двухцепной ВЛ 35 кВ ПС Долгучан – отпайка на линии «Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт» протяженностью 7,2 километра;
- Установка отпайки для возможности осуществления электроснабжения подключаемого потребителя;

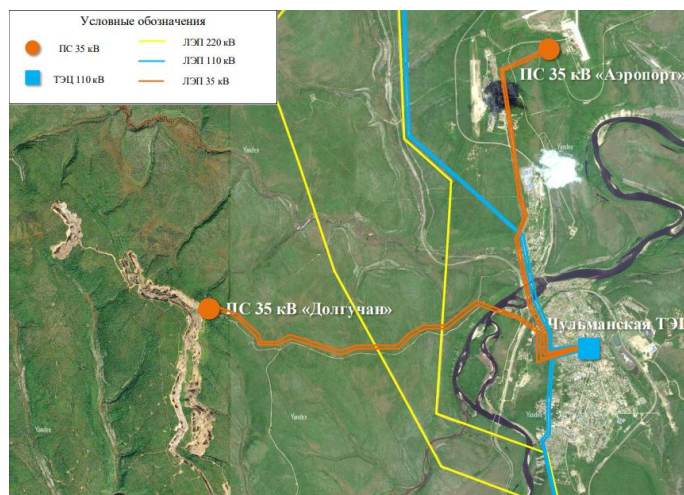


Рисунок 9 – Вариант № 2

Вторым вариантом является присоединения подключаемого потребителя к Чульманской ТЭЦ.

Для данного варианта требуется произвести следующий объем работ:

- Сооружение двухцепной ВЛ 35 кВ «ПС Долгучан – Чульманская ТЭЦ» протяженностью 9,7 километров;
- Расширение Чульманской ТЭЦ с добавляем линейной ячейки.

Третьим вариантом является подключение потребителя с помощью «мостика» к ВЛ 35 кВ №1 «Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт» протяженностью 7,2 километра.

Для данного варианта требуется произвести следующий объем работ:

- Сооружение двухцепной ВЛ 35 кВ ПС Долгучан – Мостик на линии №1 «Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт»;
- Установка 3 выключателей и системы шин в месте разрыва.

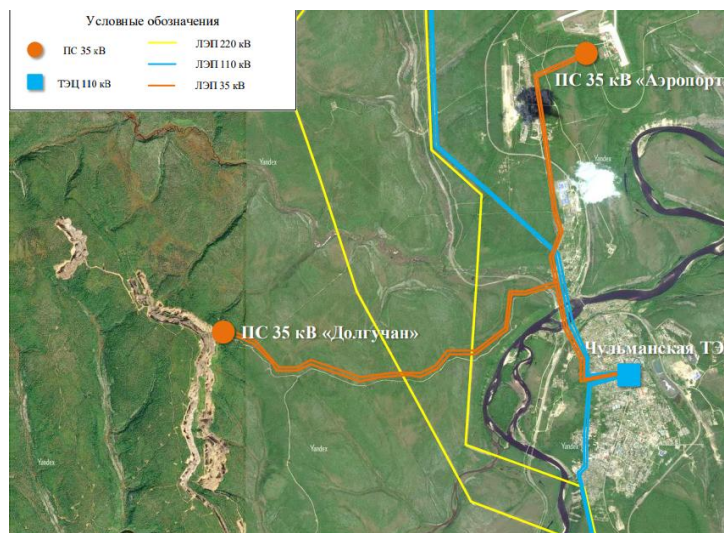


Рисунок 10 –Вариант № 3

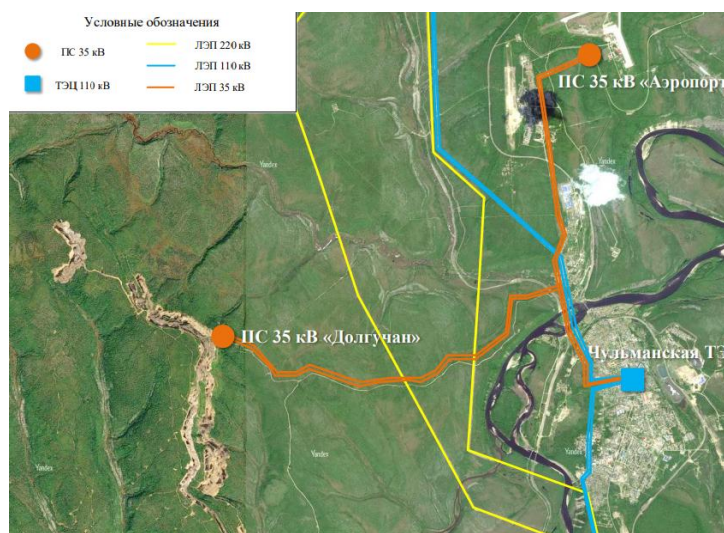


Рисунок 11 –Вариант № 4

Четвертым вариантом является подключение потребителя с помощью «мостика» к ВЛ 35 кВ №2 «Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт» протяженностью 7,2 километра.

Для данного варианта требуется произвести следующий объем работ:

- Сооружение двухцепной ВЛ 35 кВ ПС Долгучан – Мостик на линии №2 «Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт»;
- Установка 3 выключателей и системы шин в месте разрыва.

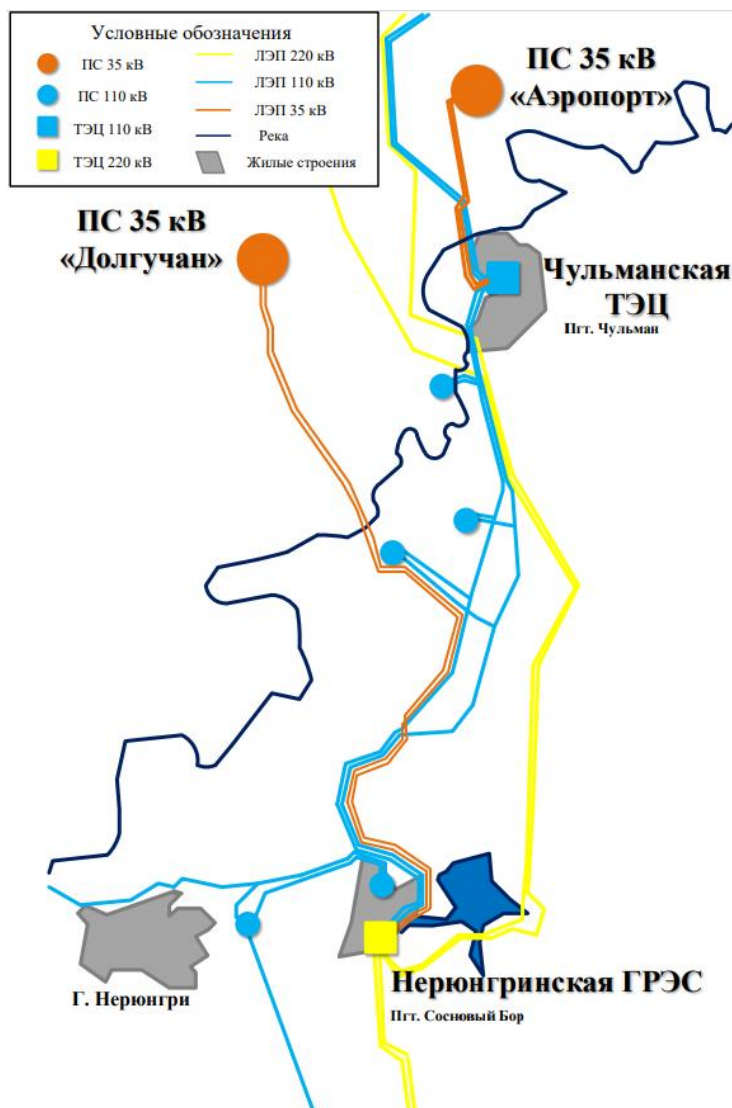


Рисунок 12 –Вариант № 5

Пятым вариантом является подключение потребителя к Нерюнгринской ГРЭС к системе шин на 35 кВ.

Для данного варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение одноцепной ВЛ 35 кВ «ПС Долгучан – Нерюнгринская ГРЭС» протяженностью 26,3 километра;
- Расширение системы шин на Нерюнгринской ГРЭС;

Для анализа предложенных вариантов сведем сведение о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 16.

Таблица 16 – общие сведения о разрабатываемых вариантах

№	Количество добавляемых выключателей	Длина линии км	Примечания
1		14,4	-
2	2	18,4	Необходимо расширение секции шин на Чульнской ТЭЦ
3	1	14,5	При подключении «мостиком» снижается надежности рассматриваемой электрической сети
4	1	14,5	При подключении «мостиком» снижается надежности рассматриваемой электрической сети
5	1	52,6	Необходимо расширение секции шин на Нерюнгринской ГРЭС

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Таковыми показателями являются:

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110 (35)—220 кВ на подстанциях сети;
- г) необходимая реконструкция существующих объектов.

Таким образом, наиболее перспективными являются варианты № 1 и № 2, так как требуют наименьшее количество инвестиций.

#### **4.2 Выбор номинального напряжения**

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности, протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов

напряжения 35 кВ и выше. Для этого необходимо знать активную мощность  $P_{ij}$  и длину  $L_{ij}$ , определяемого участка с учётом коэффициента трассы.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}} \quad (4)$$

где  $L$  – длина линии электропередач, км;

$P$  – мощность протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7,2} + \frac{2500}{0,5 \cdot 4,9}}} = 30,29 \text{ кВ}$$

Примем номинальное напряжение 30,29 кВ.

Аналогично рассчитываем остальные варианты. Результаты приводим в таблицу 17.

Таблица 17 - Номинальные напряжения на участках сетей

Вариант схемы	Участок	Потоки мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	ПС Долгучан с отп. на ЛЭП Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт	5	30,29	35
2	Чульманская ТЭЦ – ПС Долгучан	5	30,54	35

### 4.3 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности необходима для повышения качества электроэнергии, т.к. позволяет снизить потери электроэнергии при её передачи.

Для выбора КУ на ПС 35/6 кВ Долгучан, проводим расчет по следующему алгоритму.

Определим реактивную мощность, которую целесообразно передавать:

$$Q_{\Sigma} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5)$$

где  $P_{\max}$  - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;  
 $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент мощности, предельный по [31] примем 0,4.

$$Q_{\Sigma} = 4,9 \cdot 0,4 = 1,96 \text{ Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (6)$$

где  $P_{\max}$  - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;  
 $\operatorname{tg} \varphi_i$  - коэффициент мощности, где потребителем служат объект по добыче угля открытым способом, примем 0,5. [31]

$$Q_{\max} = 4,9 \cdot 0,5 = 2,45 \text{ Мвар}$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{\Sigma} \quad (7)$$

$$Q_{KV} = 2,45 - 1,96 = 0,49 \text{ Мвар}$$

Определяем реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{KV1cш} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{cш}} \quad (8)$$

где  $N_{cш}$  - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

Согласно найденному значению реактивной мощности  $Q_{KV1cш}$  будет осуществляться выбор компенсирующих устройств из каталогов предприятий.

$$Q_{KV1cш} = 1,1 \cdot \frac{0,49}{2} = 0,27 \text{ МВАр}$$

Для подстанции 35/6 кВ Долгучан выбираем КУ типа 2хУКРМ- 56-6,3-450-(2\*225) У3 [40].

УКРМ расшифровка:

У — установка, устройство;

КРМ — компенсации реактивной мощности;

Конденсаторная установка компенсации реактивной мощности УКРМ 6 кВ предназначена для повышения и поддержания на заданном уровне значения коэффициента мощности в электрических распределительных трехфазных сетях промышленных предприятий и других объектов.

$$Q_{KVФ} = 450 \cdot 2 = 0,9 \text{ МВАр}$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{KVФ} \quad (9)$$

где  $Q_{KVФ}$  - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

$$Q_{\text{неск}} = 2,45 - 0,9 = 1,55 \text{ МВАр}$$

Количество и марка выбранных устройств компенсации реактивной мощности представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Компенсирующие устройства

ПС	Номинальная мощность	Марка и количество батарей	
	КУ, $Q_{\text{неск}}$ квар		
Долгучан	1,55	2хУКРМ- 56-6,3-450-(2*225) У3	2шт

#### 4.4 Выбор сечений новых линий электропередач и проверка существующих

В настоящее время сечение проводов на ЛЭП выбирается с помощью двух основных методов:

- Метод экономических токовых интервалов;
- Метод экономической плотности тока.

Для расчетов в данной квалификационной работе остановимся на методе экономической плотности тока, т.к. согласно методу токовых интервалов расчет сечения для 35 кВ невозможен.

Суммарное сечение  $F$  проводов фазы на проектируемой ВЛ определяется согласно формуле:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (10)$$

где  $I_{\text{расч}}$  – расчетный ток, А;

$j_{\text{эк}}$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Нормированная плотность тока определяется в правилах устройств электроустановок [ПУЭ]. Для объектов с числе использования максимум  $T_{\text{max}}$  свыше 5000 ч,  $j_{\text{эк}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$ .

Найдём максимальную токовую нагрузку для воздушной линии:



$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max 3}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 \quad (11)$$

где  $I_{\max}$  - максимальный ток, А;

$P_{\max 3}$  - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

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

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

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

В Республике Саха (Якутия) III район по гололеду, примем к установке стальные опоры, число часов максимальной нагрузки примем 5800 час/год. Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_{p(i)} = I_{\max(i)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (12)$$

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,08.

Проведем расчет для первого варианта подключения подстанции.

$$Q_{\text{нескДолгучан}} = 1,55 \text{ МВАр}$$

Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max \text{ Долгучан}} = \frac{\sqrt{4,9^2 + 1,55^2}}{35 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 84,78 \text{ кА}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = 84,78 \cdot 1,05 \cdot 1,08 = 96,14 \text{ А}$$

Суммарное сечение:

$$F = \frac{96,14}{1,0 \cdot 2} = 48,07 \text{ мм}^2$$

Примем к установке на данном участке провод АС-50/8 с длительно допустимым током  $I_{\text{д.д}} = 265 \text{ А}$ , т.к. для 35 кВ минимальным рекомендованным проводом для является АС-50/8.[21]

Дальнейшие расчеты представим в таблице 19.

Таблица 19 - Расчетные токи и сечения ЛЭП для вариантов 1 и 2

Вариант	Участок	$I_{\max}$ , А	$I_p$ , А	Сечение	$I_{\text{д.д}}$ , А
1	ЧТЭЦ – ПС Долгучан	84,78	96,14	АС 50/8	210
2	ПС Долгучан – отп. ЧТЭЦ – ПС Аэропорт	84,78	96,14	АС 50/8	210

#### 4.5 Выбор однолинейной схемы ПС

В данном пункте будет рассматриваться выбор схем РУ для двухтрансформаторной подстанции, в соответствии с ранее разработанными алгоритмами выбора схем для энергообъектов напряжением 6-35 кВ с вакуумными реклоузерами.

В соответствии с ними, для стороны ВН примем – два блока с ремонтной перемычкой, а для НН – одну секцию шин, секционированную реклоузером.

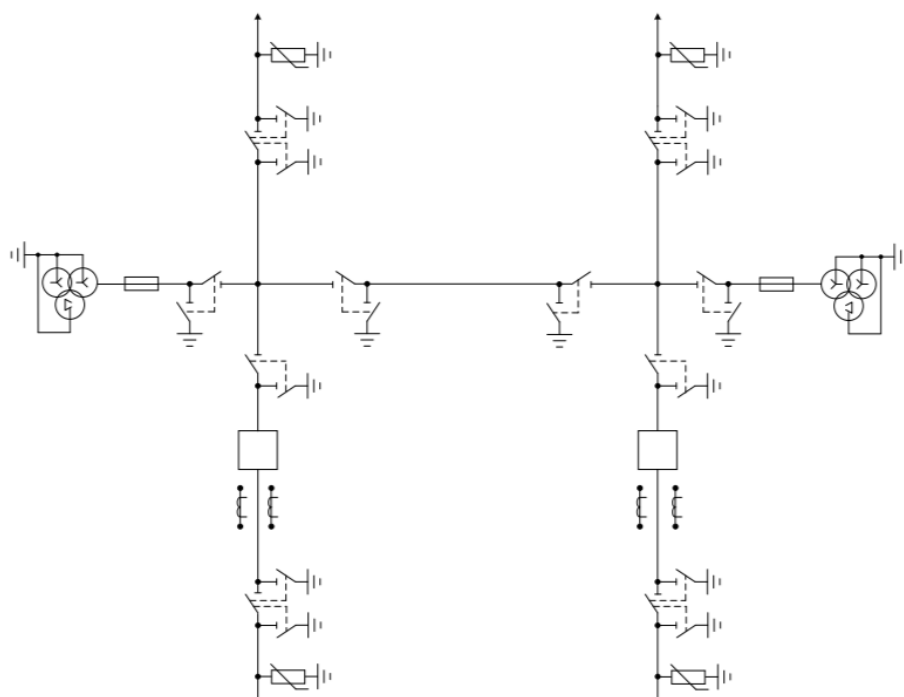


Рисунок 13 – Схема два блока с ремонтной перемычкой для подстанции Долгучан

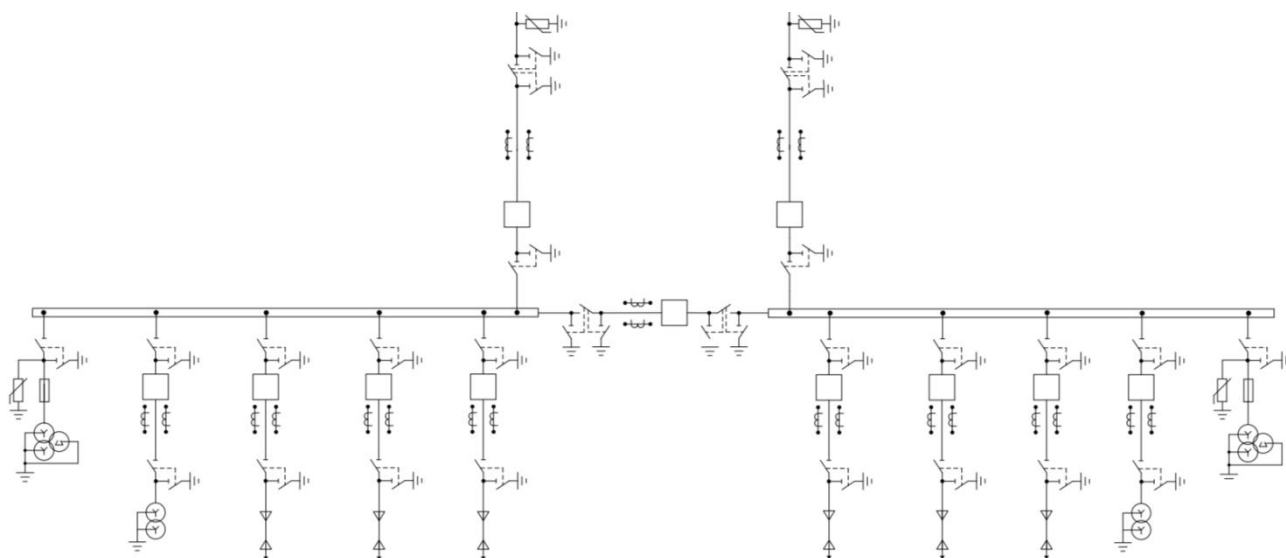


Рисунок 14 - Одна секцию шин, секционированная реклоузером

#### 4.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для выбора числа и мощности трансформаторов необходимо значение средней активной и некомпенсированной мощностей, а также должна быть

известна категория электроснабжения для выбора количества трансформаторов. Мощность трансформатора определим согласно формуле 24.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{cpi}^2}}{n_{mp} \cdot K_3} \quad (13)$$

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

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

$K_3$  – коэффициент загрузки для двух трансформаторов принимается равным 0,7.[28]

$n_{mp}$  - число установленных трансформаторов на подстанции.

После выбора трансформатора необходимо осуществить проверку по надежности, согласно коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийных режимах:

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{(P_{cp(i)})^2 + (Q_{неск(i)})^2}}{2 \cdot S_{Тном}} \quad (14)$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{(P_{cp(i)})^2 + (Q_{неск(i)})^2}}{S_{Тном(i)}} \quad (15)$$

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75. Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме не должно выходить за границы интервала 1,4.

Расчет произведем в ПВК MathCad15. Результаты расчетов представлены в приложении Г.

Выбираем трансформатор ТМН-2500/35 с номинальной мощностью  $S_{ТномА} = 2,5$  МВА.

Далее расчёт ведём для остальных ПС аналогичным образом. Расчёт приведён в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор трансформаторов для схем

Вариант	$S_{p(i)}$	Марка тр-ра	$S_{Тном(i)}$ , МВА	$K_3^{np}$	$K_3^{n/a}$
1	1,936	ТМН-2500/35	2,5	0,542	1,084
2	1,936	ТМН-2500/35	2,5	0,542	1,084

Таким образом, на данный момент рассматриваются 2 основных варианта подключения подстанции.

## 5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ ЧУЛЬМАНСКАЯ ТЭЦ

Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети будет осуществляться на основе экономического критерия, в состав которого входят технико-экономические показатели проектирования электрических сетей.

К основным методам оценки эффективности сравниваемых вариантов относят следующие группы расчетов:

- Динамические приведенные затраты;
- Статические приведенные затраты.

Ранее были выбраны варианты схем сети №1 и №2 для проектирования подстанции Долгучан. Подобные работы можно отнести к подстанциям небольшой мощности распределительных сетей. Для таких энергообъектов целесообразно использовать формулу годовых приведенных затрат, то есть статический критерий:

$$Z = I_{\Sigma} + E_H \cdot K \quad (16)$$

где  $I_{\Sigma}$  – суммарные издержки производства, тыс.руб;

$E_H$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений;

$K$  – капиталовложение в сооружение электросетевого комплекса, тыс.руб.

В настоящее время принято, что нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений  $E_H$  и норматив дисконтирования  $E_H$  должны быть одинаковы.

Данные параметры в нормативных документах не зафиксированы, однако в отечественной практике проектирования энергообъектов принято норму дисконта выбирать исходя из средней депозитной ставки банков на уровне 8-

12%. Для данной работы нормативный коэффициент эффективности примем  $E_H = 0,1$ .

### 5.1 Расчёт капиталовложений

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капиталовложений на сооружение подстанций  $K_{ПС}$  и капиталовложений на сооружение линий  $K_L$ :

$$K = K_{ПС} + K_L \quad (17)$$

В расчет капиталовложений подстанции входят пункты по стоимости электрооборудования рассматриваемой подстанции, затраты связанные с приобретением земельных участков, а также постоянные затраты.

Капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ОТ.З} + K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \quad (18)$$

где  $K_{ОТ.З}$  – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, для схемы 35-4Н, принимаем 18 680 тыс. руб;

$K_{РУ}$  – стоимость распределительных устройств, принимаем для вакуумного реклоузера на 35 кВ, принимаем 600 тыс. руб;

$K_{ТР}$  – затраты на установку трансформатора;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, т.к. КУ устанавливается на стороне НН (10 кВ), то для всех ПС берём  $K_{КУ} = 262,6$  тыс. руб;

$K_{ИНФ}$  – индекс изменения сметной стоимости, принимается равным 3,05;

$K_P$  – районный коэффициент, принимаем для Дальнего Востока 1,4.

Стоимость отвода земли для строительства подстанции определяется по формуле:

$$K_{OT.3} = S_{OT.3} \cdot C_{OT.3} \quad (19)$$

где  $S_{OT.3}$  – площадь отвода земли для строительства ПС, для ПС 35/6 кВ с вакуумными реклоузерами принимаем  $1200 \text{ м}^2$ ;

$C_{OT.3}$  – стоимость отвода земли, принимаем 3,18 тыс.руб.

В качестве примера определим затраты на участке ПС А, тыс. руб:

Сведем в таблицу 21 общие капиталовложения по подстанциям, согласно расчету капиталовложение из приложения Г.

Таблица 21 – Капиталовложения на сооружения ПС

Вариант	$K_{OT.3}$	$K_{ПОСТ}$	$K_{РУ} + \text{ВЫКЛ}$	$K_{ТР}$	$K_{КУ}$
1	3816	18680	1200	4136	524,4
2	3816	18680	1200	4136	524,4

Определим капитальные вложения на сооружение подстанции, тыс.руб:

Т.к. в обоих случаях подстанция проектируется согласно схеме 35-4Н, то капиталовложения вышли одинаковые.

Капиталовложения на сооружения ЛЭП определяются как:

$$K_{Л} = (K_{OT.3} + K_{ЛЭП}) \cdot n_{ц} \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{Р} \quad (20)$$

где  $K_{OT.3}$  – затраты на отведение земли и вырубку просеки;

$K_{ЛЭП}$  – стоимость строительства ЛЭП;

$n_{ц}$  – количество цепей.

Затраты на отведение земли и вырубку просеки определяются по формуле 21:



$$K_{OT.3} = l \cdot S_{OT.3} \cdot C_{OT.3} + Z_{ПР} \cdot l \quad (21)$$

где  $l$  – длина трассы;

$S_{OT.3}$  – площадь отвода земли на 1 км;

$Z_{ПР}$  – затраты на вырубку просеки.

Стоимость строительства ЛЭП определяется по формуле:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l \quad (22)$$

где  $K_0$  – удельные затраты на 1 км.

В качестве примера определим затраты на участке ИП – А, тыс. руб:

Аналогично определяем затраты для других участков. Результаты расчёта сводим в таблицу 22, согласно данным расчетов из приложения Г.

Таблица 22 – Капиталовложения на строительство линий.

Вариант	Участок	$K_{OT.3}$ тыс. руб	$K_{ЛЭП}$ тыс. руб
1	ПС Долгучан – Отпайка на ЛЭП ЧТЭЦ - ПС Аэропорт	5352	9 949
2	ПС Долгучан - ЧТЭЦ	7211	13 348,5

Далее определяем капиталовложение на сооружение линий для двух вариантов, тыс. руб:

## 5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – это затраты, которые необходимы для эксплуатации энергообъектов в течении одного года.

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} \quad (23)$$

где  $I_{P.O.}$  – издержки на ремонт и обслуживание;

$I_A$  – издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$  – затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяют по формуле:

$$I_{P.O.} = \alpha_{P.O.L} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}. \quad (24)$$

где  $\alpha_{P.O.L}$  – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, для ВЛ 35 кВ и выше принимаем 0,008;

$\alpha_{P.O.ПС}$  – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 35 кВ принимаем 0,044.

Издержки на амортизацию определяются по формуле 25:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CP}}. \quad (25)$$

где  $T_{CP}$  – срок службы оборудования, принимаем 20 годам.

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе, определяются по формуле 26:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot T_{ном}. \quad (26)$$

где  $\Delta W$  – потери в элементах сети.

Потери в элементах сети определяются по формуле 27:

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{TP}. \quad (27)$$

где  $\Delta W_L$  – потери электрической энергии в линиях;

$\Delta W_{TP}$  – потери электрической энергии в трансформаторах.

Потери электрической энергии в линиях определяются по формуле 28:

$$\Delta W_{Л} = \frac{P_{эф}^2 \cdot Q_{неск}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л} \cdot T_{год}. \quad (28)$$

где  $R_{Л}$  – активное сопротивление линии.

Активное сопротивление линии определим по формуле 29:

$$R_{Л} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l. \quad (29)$$

где  $n$  – число цепей.

Потери электрической энергии в 2 трансформаторах определяются по формуле 30:

$$\Delta W_{TP} = \left( 2 \cdot \Delta P_C + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{M.НОМ} \cdot \left( \frac{S}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \right). \quad (30)$$

где  $\Delta P_C$  – потери активной мощности в стали

$\Delta P_{M.НОМ}$  – потери активной мощности в меди.

Расчет издержек представлен в подробном решении в приложении Г.

### **5.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети**

Среднегодовые приведённые затраты находим по формуле 16, тыс. руб.:

$$Z_{сxl} = 19\,266,313 + 0,1 \cdot 251\,339,48 = 44\,141,84;$$

$$Z_{cx2} = 21\,890,17 + 0,1 \cdot 296\,625,21 = 51\,545,69.$$

Для дальнейшего расчета выбираем схему № 1, рассчитанную на напряжение 35 кВ, т.к. она имеет меньшие среднегодовые затраты, меньшие издержки и меньшие капиталовложения.

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ ДОЛГУЧАН

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) необходим для дальнейшего выбора и проверки оборудования подстанция. Также ТКЗ используется при выборе уставок и оценки действий РЗА и систем заземляющих устройств [12].

В трехфазных электрических установках однофазные короткие замыкания (от 70 до 95% от числа всех КЗ) являются наиболее распространенными, однако наиболее критическими для сети являются трехфазные короткие замыкания, которые являются симметричными, так как все фазы электрической сети оказываются в однородных условиях. Все другие короткие замыкания принято считать асимметричными.

В настоящее время расчет ТКЗ осуществляется преимущественно с помощью ЭВМ. В данной выпускной квалификационной работе расчет будет производиться в ПВК RastrWin 3 в разделе KZ [20].

### 6.1 Определение параметров генераторов

Паспортные данные генераторов приведены в таблице 23 [40].

Таблица 23 - Паспортные данные генераторов

Параметр	Тип генератора	
	ТГВ-200-2МУЗ	Т-2-12-2УЗ
Активная мощность, P, МВт	200	12
Cosφ	0,85	0,8
Полная мощность, S, МВА	235,29	15
Номинальное напряжение, U <sub>ном</sub> , кВ	15,75	6,3
Номинальный ток, I <sub>ном</sub> , А	8625	1375
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, x'' <sub>d*</sub> , о.е.	0,213	0,114

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности турбогенератора и его ЭДС [12, 24, 35].

$$x = \frac{x_d'' \cdot U_{ном}}{S_n} \quad (31)$$

$$E = E_d'' \cdot U_{ном} \quad (32)$$

Все полученные значения сопротивлений и исходные данные для расчёта режима КЗ в ПВК RastrWin 3 представлены в приложении А.

## 6.2 Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3

В данном разделе произведем расчет ТКЗ в ПВК RastrWin3.

Рассчитаем токи КЗ на шинах ВН и НН подстанции Долгучан в разделе RastrKZ. Результаты представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Токи КЗ в узле 47

Вид короткого замыкания	Ток прямой последовательности, кА	Ток обратной последовательности, кА	Ток обратной нулевой последовательности, кА
КЗ на шинах ВН 35 кВ подстанции Долгучан (узел 47)			
Двухфазное	1,156	1,156	-
Трёхфазное	2,307	-	-
КЗ на шинах НН 6 кВ подстанции Долгучан (узел 49)			
Двухфазное	4,543	4,543	-
Трёхфазное	9,07	-	-

Для расчета постоянной времени и ударного тока КЗ необходимо воспользоваться функцией «Шунт» в разделе Состав/Несим. Данная функция позволяет рассчитать эквивалентное сопротивление до КЗ в соответствующем участке схемы.

Расчет производился для двухфазного и трёхфазного КЗ, т.к. подстанция Долгучан характеризуется номинальным напряжением 6 и 35 кВ, для которого целесообразно выбирать изолированную нейтраль трансформаторов. Данный

фактор означает, что однофазное КЗ в таком случае не является аварийным случаем.

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\Pi O}^{(3)} \quad (33)$$

где  $I_{\Pi O}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\delta}$  – ударный коэффициент.

Ударные коэффициенты определяются по формуле:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} \quad (34)$$

Где  $T_a$  – постоянная времени затухания для трехфазного КЗ. Данная величина находится по формуле:

$$T_a^{(3)} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} \quad (35)$$

Для узла 47 (шина 35 кВ), полученные значения сопротивлений представлены в приложении Д. На основе этих данных рассчитаем постоянную затухания для трехфазного КЗ:

$$T_a^{(3)} = \frac{9,48}{314 \cdot 4,42} = 0,007 \text{ с};$$

Ударные коэффициенты:

$$K_y^{(3)} = 1 + e^{-0,01/0,007} = 1,24 \quad (36)$$

Ударные токи определяются согласно формуле 33:

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,24 \cdot 2,307 = 4,05 \text{ кА};$$

Для узла 49 (шина 6 кВ), полученные значения сопротивлений представлены в приложении Д. На основе этих данных рассчитаем постоянную затухания для трехфазного КЗ:

$$T_a^{(3)} = \frac{0,44}{314 \cdot 0,11} = 0,013 \text{ с};$$

Ударные коэффициенты:

$$K_y^{(3)} = 1 + e^{-0,01/0,013} = 1,46 \quad (37)$$

Ударные токи:

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,46 \cdot 9,07 = 18,73 \text{ кА};$$

Результаты расчета приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты расчета ТКЗ

Точка КЗ	$T_a$	$K_{y\partial}$	$i_{y\partial}$ , кА	$I_{ПО}^{(3)}$ , кА
ВН ПС Долгучан	0,007/0,009	1,24/1,33	4,05/1,62	2,307
НН ПС Долгучан	0,013/0,018	1,46/1,57	18,73/7,29	9,07

### 6.3 Расчет токов по условиям рабочего и утяжеленного режима

Определяем максимально рабочий ток РУ ВН подстанции Долгучан для выключателей трансформаторов, расчетный ток которого определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме: [14]



$$I_{\max 35} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тнОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (38)$$

$$I_{\max 35} = \frac{1,4 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57,74 \text{ А}$$

Определяем максимально рабочий ток РУ НН выключателей трансформаторов, расчетный ток которого также определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме:

$$I_{\max 6} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тнОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (39)$$

$$I_{\max 6} = \frac{1,4 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 320,75 \text{ А}$$

Определим максимальный рабочий ток РУ НН для секционного выключателя:

$$I_{\max 6св} = \frac{I_{\max 10}}{2} \quad (40)$$

$$I_{\max 6св} = \frac{320,75}{2} = 160,375 \text{ А}$$

## 7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ДОЛГУЧАН

### 7.1 Разработка однолинейной схемы подстанции Долгучан

В качестве распределительных устройств на стороне высокого напряжения подстанции «Долгучан» принимается два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии, на стороне низкого напряжения одна секционированная выключателями, система шин.

Подробная схема подстанции Долгучан представлена в приложении Б.

### 7.2 Разработка конструктивного исполнения подстанции Долгучан

При выборе типа конструктивного исполнения подстанции необходимо учитывать множество факторов: номинальное напряжение, схему электрических соединений, габариты оборудования и площадь, отведенную под строительство/реконструкцию подстанции, а также условия внешней среды.

Распределительные устройства станций и подстанций могут выполняться внутренней и наружной установкой. При таком факторе, РУ могут быть: открытые (ОРУ) или закрытые (ЗРУ). Тем не менее, РУ могут быть также комплектными: для внутренней установки (КРУ), для наружной установки (КРУН) или с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

ОРУ сооружаются на электростанциях и подстанциях при напряжении 35 кВ и выше. ЗРУ применяются чаще всего на напряжение 6-10 кВ, но также могут эксплуатироваться при напряжении 35-220 кВ при ограниченных площадках под РУ, либо в сложных климатических условиях.

Вблизи рассматриваемой подстанции Долгучан отсутствуют населенные пункты, а выбранное оборудование соответствует климатическим особенностям, т.е. отсутствуют критерии для выбора ЗРУ для ВН. Для стороны ВН примем к установке тип конструктивного исполнения – ОРУ.

Не смотря на то, что для напряжения 6 кВ наиболее распространенным является применение ЗРУ, однако в данный момент не существует эффективного решения при использовании вакуумных реклоузеров 6 кВ. Таким образом, принимаем для НН – ОРУ.

Конструктивное исполнение подстанции Долгучан представлен в приложении Б.

### 7.3 Выбор и проверка реклоузеров

Вакуумные реклоузеры являются упрощенными выключателями, они выбираются аналогичным способом, т.е. проверяются по нормальному режиму и на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора, следующие:

Для установки в ОРУ 35 кВ выбираем вакуумный реклоузер TER\_Rec35\_Smart1\_Sub7 [9, 29]

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \quad (41)$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (42)$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (43)$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (44)$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq i_{БКЛ}; \quad (45)$$

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (46)$$

Время отключения определяется следующим образом:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{с.в.}$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, принимаем равной 0,3;

$t_{с.в.}$  - собственное время отключения реклоузера.

$$B_K = 2,307^2 \cdot (0,3 + 0,007) = 1,633 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{К.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}; \quad (47)$$

$$B_K \leq B_{К.ном}; \quad (48)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнение данных вакуумного реклоузера TER\_Rec35\_Smart1\_Sub7

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 800 \text{ А}$	$I_{max} = 57,4 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛНОМ} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,307 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{пр.скв} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,307 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{УД} = 4,05 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{пр.скв}$
$I_{ВКЛНОМ} = 16 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2,307 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛНОМ}$
$i_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$i_{УД} = 4,05 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{ВКЛ}$
$B_{К.НОМ} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 1,633 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

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

Для установки на ОРУ 6 кВ выбираем вакуумный реклоузер «Таврида Электрик» OSM15\_Smart\_1. Расчет проводится аналогично ВН [29].

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных реклоузера OSM15\_Smart\_1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
Трансформаторные реклоузеры		
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 320,75 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛНОМ} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{пр.скв} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{УД} = 18,73 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{пр.скв}$
$I_{ВКЛНОМ} = 16 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛНОМ}$
$i_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$i_{УД} = 18,73 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{ВКЛ}$
$B_{К.НОМ} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 25,255 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

1	2	3
Секционный реклоузер		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 160,375 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛНОМ} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{пр.скв} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{УД} = 18,73 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{пр.скв}$
$I_{ВКЛНОМ} = 16 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛНОМ}$
$i_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$i_{УД} = 18,73 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{ВКЛ}$
$B_{К.НОМ} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 25,255 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

Выбранные выключатели удовлетворяет всем условиям и могут быть приняты к установке.

#### 7.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На стороне ВН выбираем разъединители РГП-1-СЭЩ-35/630 УХЛ1 и РГП-2-СЭЩ-35/630 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение расчетных данных РГП-1-СЭЩ-35/630 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 57,4 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$i_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{УД} = 4,05 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{пр.скв}$

1	2	3
Главные ножи		
$B_{K.ном} = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{K.ном} = 156,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных РГП-2-СЭЩ-35/630 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{МАХ} = 57,4 \text{ А}$	$I_{МАХ} \leq I_{НОМ}$
$i_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,05 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Главные ножи		
$B_{K.ном} = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{K.ном} = 156,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$

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

На стороне НН выберем разъединители марки:

РЛК-1-35/400 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом;

РЛК-2-35/400 УХЛ1 – с двумя заземляющими ножами

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных РЛК-1-35/400 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 400 \text{ А}$	$I_{мах} = 320,75 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{НОМ}$
$i_{пр.скв} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,73 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Главные ножи		
$B_{K.ном} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{K.ном} = 100 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных РЛК-2-35/400 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 400 \text{ А}$	$I_{max} = 320,75 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$i_{пр.скв} = 25 \text{ кА}$	$i_{УД} = 18,73 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{пр.скв}$
Главные ножи		
$B_{К.ном} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{К.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.ном} = 100 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{К.ном}$

Как видим, выбранные разъединители удовлетворяет всем условиям и могут быть приняты к установке на ПС «Долгучан».

### 7.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) предназначены для измерения тока больших значений. Также с помощью его возможно подключение других измерительных приборов (ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной мощности и др.).

В зависимости от назначения цепи и номинального напряжения подстанции могут подключаться в одну, две или три фазы.

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

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить нагрузку вторичной обмотки, условие выбора следующее:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (49)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформаторов тока;

$Z_{2ном}$  – номинальная нагрузка трансформатора тока, допустимая в выбранном классе точности оборудования:



$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}; \quad (50)$$

где  $S_{2ном}$  - мощность вторичной обмотки трансформатора тока;

$I_{2ном}$  - номинальный вторичный ток трансформатора тока.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления соединительных проводов, переходного сопротивления контактов и сопротивления приборов, а так как индуктивное сопротивление токовых цепей мало, можно записать в виде: [14]

$$Z_{2 доп} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K \quad (51)$$

Сопротивление соединительных проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (52)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление провода, для алюминия равно

$$\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}};$$

$l$  – длина соединительных проводов, для ОРУ 35 кВ и 6 кВ подстанции принимается 60 метров;

$F$  – сечение соединительного провода, минимальное сечение для алюминиевых проводов 4 мм<sup>2</sup> для меди 2,5 мм<sup>2</sup>, максимальное – 10 мм<sup>2</sup> и 6 мм<sup>2</sup> соответственно.

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} \quad (53)$$

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

$I_{2н}$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_K = 0,1$  Ом.

На стороне ВН подстанции Долгучан выбираем трансформатор тока i-TOR-35-100-2-0,5-ХЛ1 [27]. Его особенностью является то, что он будет заменять собой также трансформатор напряжения. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2131	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ3021	0,5	-	0,5
ИТОГО		1,5	0,5	1,5

Трансформатор тока проверяется по допустимой нагрузке вторичных обмоток, по длительно допустимому току первичной обмотки, по термической стойкости, по напряжению установки.

Мощность вторичных обмоток при классе точности 0,5 (для цепей измерений) равна,  $S_{2ном} = 15$  ВА;

Ток вторичной обмотки трансформатора равен  $I_{2ном} = 1$  А.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (54)$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (55)$$

Номинальное допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2ном} = \frac{15}{1^2} = 15 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$r_{ПРИБ} = \frac{9}{1^2} = 9 \text{ Ом.}$$

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{ПРОВ} = r_{2дон} - r_{ПРИБ} - r_K; \quad (56)$$

$$r_{ПРОВ} = 15 - 9 - 0,1 = 5,9 \text{ Ом.}$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$F_{дон} = \frac{\rho \cdot l}{r_{ПРОВ}}; \quad (57)$$

$$F_{дон} = \frac{0,0283 \cdot 60}{5,9} = 0,267 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ-ХЛ 4-х жильный, с сечением 4 мм<sup>2</sup>:

А – алюминиевая токопроводящая жила;

К – контрольный;

Р – изоляцией из резины;

Н – оболочкой из резины, не распространяющей горение;

Г – отсутствие защитного покрова;

ХЛ – хлостойское исполнение.

Определяем действительное сопротивление провода:

$$r_{\text{ПРОВО}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,4245 \text{ Ом};$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$Z_2 = 0,4245 + 9 + 0,1 = 9,5245 \text{ Ом};$$

$9,5245 \leq 15 \text{ Ом}$  – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}; \quad (58)$$

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (59)$$

$$B_{\text{К}} \leq B_{\text{К.ном}}; \quad (60)$$

Результаты расчета сводятся в таблицу 34

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных стороны 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{max35}} = 57,74 \text{ А}$	$I_{\text{max35}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 9,52 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{доп}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 108 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,05 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 0,356 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq B_{\text{КНОМ}}$

Для установки на сторону НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-6-400 УХЛ1. Аналогично проводим расчет трансформатора тока на стороне 6 кВ, результаты расчета заносим в таблицу 35 и 36.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2131	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 234 ARTM	5	5	5
Счетчик РЭ				
ИТОГО		6,5	5,5	6,5

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных стороны 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 400 \text{ А}$	$I_{max10} = 320,75 \text{ А}$	$I_{max10} \leq I_{НОМ}$
$Z_{2доп} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,9445 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2доп}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{УД} = 18,73 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{пр.скв}$
$B_{КНОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1,727 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{КНОМ}$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

## 7.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для подбора и проверки необходимых трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ, необходимо учитывать вторичную нагрузку, которая указана в таблице 37. Для проверки корректности выбора, необходимо соблюдать напряжение установки и допустимую нагрузку вторичных цепей.

Выбираем трансформатор напряжения i-TOR-35-100-2-0,5-ХЛ1, который также совмещает в себе возможности трансформатором тока.

Нагрузку вычисляем на один трансформатор напряжения, т.к. необходимо учитывать подключение всех приборов к нему на случай, если один из ТН может быть выведен в ремонт.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

Приборы	Тип	$S_{ОБМ}, В$	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P, Вт$	$Q, Вар$
Вольтметр	СВ3021	5	1	1	0	2	10	-
Частотомер	СС3031	5	1	1	0	2	10	-
Вольтметр регистрирующий	ЦВ2101	10	1	1	0	2	20	-
Ваттметр	СР3021	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	СТ3021	1,5	2	1	0	2	6	-
Итого							69,1	41,63

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \quad (61)$$

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{приб} \leq S_{НОМ}; \quad (62)$$

$$S_{приб} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}; \quad (63)$$

$$S_{приб} = \sqrt{69,1^2 + 41,63^2} = 80,67 \text{ ВА}$$

$80,67 \leq 150 \text{ ВА}$  – условие выполняется;

Результаты расчета сводятся в таблицу 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ} = 150 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 80,67 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Выбранный трансформатор напряжения i-TOR-35-100-2-0,5-ХЛ1 удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-6-150 УХЛ 1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 39.

Таблица 39 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 6 кВ

Приборы	Тип	$S_{ОБМ}$ , ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число прибо- ров	Общая потребляемая мощность	
						$P$ , Вт	$Q$ , Вар
Вольтметр	СВ3021	2	1	0	2	10	-
Частотомер	СС3031	7	1	0	2	14	-
Вольтметр регистрирующий	ЦВ2101	10	1	0	2	20	-
Ваттметр	СР3021	1,5	1	0	3	4,5	-
Варметр	СТ3021	1,5	1	0	3	4,5	-
Счетчик АЭ	Меркурий 234 ARTM	7,5	0,38	0,925	10	28,5	69,375
Счетчик РЭ							
Итого						81,5	69,375

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{приб} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (64)$$

$$S_{приб} = \sqrt{81,5^2 + 69,375^2} = 107,02 \text{ ВА.}$$

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
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ} = 150 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 107,02 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Как видно из результатов трансформатор НОЛ-СЭЩ-6-150 УХЛ 1 соответствует данным условиям и может быть принят к установке на стороне НН.

### 7.7 Выбор и проверка токоведущих частей

На стороне 35 кВ выбираем гибкие шины АС-50/8.

$$I_{дон} = 265 \text{ А}; d = 11,4 \text{ мм};$$

На стороне 6 кВ выбираем гибкие шины j20x1x5.

$$I_{дон} = 423 \text{ А}; A = 20 \text{ мм}; N = 5 \text{ мм}; B = 1 \text{ мм}$$

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

Проверка на коронный разряд выполняется при напряжении 110 кВ и выше.

Выбранные токоведущие части удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

### 7.8 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки 35 кВ подстанции «Долгучан» выбираем подвесные изоляторы ЛК 70/35-И-2 СП, а для 6 кВ ЛК 70/6-И-3 СП.

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



## 7.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд на подстанциях определяются категорией подстанции, мощностью трансформаторов, наличием синхронных компенсаторов и используемым типом электрооборудования.

Так как мощность потребителей собственных нужд не значительна, то они обычно подключаются к 380/220В сети, которая питается от понижающих трансформаторов.

Размер мощности трансформаторов для собственных нужд подбирается на основе суммарной нагрузки, как указано в таблице 41.

Таблица 41 – Нагрузка собственных нужд подстанции [31]

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт			
	кВт/ед	$\cos \varphi$	$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, кВар$
Отопление и освещение ОПУ	50	1	50	
Освещение ОРУ	5	1	5	
Питание оперативных цепей	1,8	0,38	1,8	0,684
Итого			56,8	0,684

Мощность трансформаторов собственных нужд 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.

$$S_{РАСЧ} = K_C \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (65)$$

$K_C$  – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8;

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{59,2^2 + 0,684^2} = 47,36 \text{ кВА};$$

$$S_{ТСН} = \frac{S_{РАСЧ}}{2 \cdot 0,7}; \quad (66)$$

$$S_{TCH} = \frac{47,36}{2 \cdot 0,7} = 33,83 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор ТМГ – 40/6 УХЛ1:

Т – Трансформатор трехфазный;

М – Масляный;

Г – Герметичного исполнения с гофростенкой;

40 – Номинальная мощность 40 кВА;

6 – Класс напряжения, кВ

УХЛ1 – Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ

15150 [5].

## 8. РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ДОЛГУЧАН

В данном разделе производится расчет заземления и молниезащиты подстанции Долгучан, а также выбор ОПН.

### 8.1 Конструктивное исполнение заземления ПС Долгучан и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Расчёт заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Расчет заземлителя определим согласно площадь подстанции, согласно формуле 97. Для подстанции Долгучан примем площадь 37x32 м, согласно листу графической части.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (67)$$

где А - длина территории ОРУ, м;

В - ширина территории ОРУ, м.

Контур заземляющей сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1,5 м, для того, чтобы человек при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

$$S = (37 + 2 \cdot 1,5) \cdot (32 + 2 \cdot 1,5) = 1400 \text{ м}^2$$

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

$$d = 12 \text{ мм}$$

Проверка сечений согласно термической стойкости для данной подстанции не рассматривается, т.к. данную проверку целесообразно

рассматривать для энергообъектов высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше, согласно ПУЭ [ПУЭ].

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot R^2 \quad (68)$$

где R- радиус провода.

$$F_{м.п.} = \pi \cdot 6^2 = 113,1 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} \cdot (d + \delta_{cp}) \quad (69)$$

где  $\delta_{cp}$  - средняя глубина коррозии по сечению заземлителя, мм;

$d$  - диаметр заземлителя, выбранный по механической устойчивости, мм.

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$\delta_{cp} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 \quad (70)$$

где T – время использования заземлителя за 20 лет, мес.;

$\alpha_3, \alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$  – коэффициенты, зависящие от агрессивности грунтовых условий по отношению к стали [13].

Коррозионная активность грунта в Якутском районе средняя, средняя глубина коррозии, мм:

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668 .$$

Тогда сечение проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,668 \cdot (12 + 0,668) = 26,58 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника по коррозионной стойкости:

$$F_{м.п.} \geq F_{кор} \quad (71)$$

$$113,1 \geq 26,58 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется.

Принимаем первоначально расстояние между полосами  $l_{mn} = 5 \text{ м}$ .

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_3 = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{l_{mn}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{l_{mn}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) \quad (72)$$

$$L_3 = \frac{37 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (32 + 2 \cdot 1,5) + \frac{32 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (37 + 2 \cdot 1,5) = 560 \text{ м}$$

Уточним длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороной  $\sqrt{S}$ . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_3}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (73)$$

$$m = \frac{560}{2 \cdot \sqrt{1400}} - 1 = 7,48$$

Принимаем  $m = 8$

Длина стороны ячейки:

$$l_{\text{с.я.}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (74)$$

$$l_{\text{с.я.}} = \frac{\sqrt{1400}}{8} = 4,67 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$l_{\text{с.я.}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (75)$$

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m - 1)$$

$$L = 2\sqrt{1400} \cdot (8 - 1) = 523,83 \text{ м}$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$l_{\text{с.я.}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (76)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_{\text{в}}} \cdot l_{\text{в}}} \quad (77)$$

где  $l_{\text{в}}$  - длина вертикальных электродов, рекомендуется брать в пределах 3-10 м, примем 6 м;

$a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное двум длинам вертикальных электродов, примем 10 м.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{1400}}{\frac{10}{6} \cdot 6} = 14,96$$

Принимаем  $n_g = 15$

Определим стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_{экв} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot l_g} \right) \quad (78)$$

где  $\rho_{экв}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$ , равный 0,36 [30].

Эквивалентное удельное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{экв} = \frac{\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2}{h_1 + h_2} \quad (79)$$

где  $\rho_1$  – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, равное 80 Ом·м;

$\rho_2$  – удельное сопротивление нижнего слоя грунта;

$h_1$  – толщина верхнего слоя грунта, равное 0,7 м;

$h_2$  – толщина нижнего слоя грунта, равная 2,8 м.

Удельное сопротивление нижнего слоя грунта:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{K_c} \quad (80)$$

где  $K_c$  - коэффициент сезонности, равное для Республики Саха (Якутия) района 1,3.

$$\rho_2 = \frac{80}{1,3} = 61,54 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{80 \cdot 0,7 + 61,54 \cdot 2,8}{0,7 + 2,8} = 65,23 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Тогда стационарное сопротивление заземлителя равно:

$$R_{CT} = 65,23 \cdot \left( \frac{0,36}{\sqrt{1400}} + \frac{1}{523,83 + 15 \cdot 6} \right) = 0,733 \text{ Ом.}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя. Для этого рассчитываем импульсный коэффициент по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (81)$$

где  $I_M$  - ток молнии определяется согласно грозовой активности в рассматриваемой райне. Для Нерюнгринского района республики Саха (Якутии) принимаем 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1400}}{(65,23 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,177 \text{ Ом}$$



Тогда импульсное сопротивление заземлителя равно:

$$R_u = R_{CT} \cdot \alpha_u \quad (82)$$

где  $R_{CT}$  – стационарное сопротивление заземлителя;

$\alpha_u$  – импульсный коэффициент.

$$R_u = 0,733 \cdot 1,177 = 0,863 \text{ Ом}$$

Для электроустановок напряжением до 35 кВ сопротивление не должно превышать 10 Ом, данное условие выполняется [42].

## **8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты**

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов, устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах, а также отдельно стоящими молниеотводами [\*\*].

Методика выбора молниеотводов основана на понятии «зона защиты», т.е. некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от ударов молнии с надежностью не ниже заданной. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Молниезащиту ПС Долгучан выполним исходя из данных рассматриваемой защиты.

Принимаем высоту молниеотвода:  $h = 29,5$  м, высоту защищаемого объекта:  $h_x = 9,7$  м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (83)$$

где  $h$  - высота молниеотвода, м.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (84)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны:

$$r_{c,0} = r_0 \quad (82)$$

$$r_{c,0} = 21,2 = 21,2 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролёта между молниеотводами:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (85)$$

где  $h_{\text{эф}}$  - эффективная высота молниеотвода, м.

$$h_{\text{сх}} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (26 - 20) = 15,944 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{c.x} = r_{c.0} \cdot \left( \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) \quad (86)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта, м.

$$r_{c.x} = 21,2 \cdot \left( \frac{15,944 - 9,7}{15,944} \right) = 8,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта:

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

$$r_x = 21,2 \cdot \left( 1 - \frac{9,7}{17} \right) = 9,1 \text{ м.}$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты от остальных пар молниеотводов. Результаты расчёта сведены в таблицу 42.

Таблица 42 - параметры зон молниезащиты ПС Гулик

Пара молниеотводов	L, м	h, м	h <sub>эф</sub> , м	h <sub>сх</sub> , м	r <sub>0</sub> , м	r <sub>c0</sub> , м	r <sub>x</sub> , м	r <sub>сх</sub> , м
1-2	26	20	17	15,944	21,2	21,2	9,1	8,3

Выбранный молниеотвод удовлетворяет требованиям безопасности электрооборудования при габаритам подстанции 37х32 м.

### 8.3 Выбор и проверка ОПН

Выбор ОПН осуществляется в соответствии со следующими пунктами:

- По номинальному напряжению;
- По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению;

- По длине пути утечки тока оборудования;
- По условиям обеспечения взрывобезопасности
- Согласно определению защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;

- Согласно определению защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;

Принимаем ОПН-35/40,5/10/400 УХЛ1 по номинальному напряжению 35 кВ.

Первоначально проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{НАИБ.ДОП}} \geq U_{\text{НАИБ.РАБ}} \quad (88)$$

$$U_{\text{НАИБ.РАБ}} = 1,15 \cdot U_{\text{РАБ}} \quad (89)$$

$$U_{\text{НАИБ.РАБ}} = 1,15 \cdot 35 = 40,25 \text{ кВ}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot \lambda_3 \cdot U_{\text{нр}} \quad (90)$$

где  $\lambda_3$  – степень загрязнения, для Республики Саха (Якутия), принимаем 2,8 см/кВ.

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 40,5 = 136,08 \text{ см}$$

Ток взрывобезопасности определяем согласно следующей формуле:

$$I_{\text{н.б.}} = 1,2 \cdot I_{\text{ПО}} \quad (91)$$

$$I_{н.б.} = 1,2 \cdot 2,307 = 2,77 \text{ кА}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения  $U_{ки}$  коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (92)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где -  $U_{исп50}$  50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 200 кВ. [ 33]

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 342,63 \text{ кВ}$$

$$U_{ост.к} \leq 342,63 / 1,2 = 285,53$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям,  $A_{вн}$ .

$$A_{вн} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,15 - 0,25) \quad (93)$$

где  $U_{дон}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений, равный 200 кВ;

$$A_{вн} = (200 - 91,5) / 200 > 0,2$$

$$A_{вн} = 0,54 > 0,2$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям,  $A_{зр}$  :

$$A_{зр} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,2 - 0,25) \quad (94)$$

$$A_{зр} = (200 - 122,6) / 200 > 0,25$$

$$A_{зр} = 0,387 > 0,25$$

Расчетные и каталожные данные для ОПН на стороне ВН приведены в таблице 43.

Таблица 43 - Параметры на стороне 35 кВ – ОПН-35/40,5/10/400 УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
Номинальное напряжение ОПН, кВ	35	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5	40,25
Длина пути утечки оборудования, см	168	136,08
Ток взрывобезопасности, кА	40	2,77
Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений	400	285,53
Защитный уровень ОПН при коммутационных перенапряжениях	0,54	0,2
Защитный уровень ОПН при грозовых перенапряжениях	0,387	0,25

Произведем аналогичный расчет для ОПН на стороне НН.

Таблица 44 - Параметры ОПН-6/7,2/10/450 УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
Номинальное напряжение ОПН, кВ	6	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	7,2	6,9
Длина пути утечки оборудования, см	14,4	12,1
Ток взрывобезопасности, кА	20	10,884
Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений	450	102,79
Защитный уровень ОПН при коммутационных перенапряжениях	0,58	0,2
Защитный уровень ОПН при грозовых перенапряжениях	0,49	0,25

Для обоих номинальных напряжений выбранные ОПН удовлетворяют условиям.

#### 8.4 Оценка надежности молниезащиты ПС

В данном пункте рассмотрена надежность молниезащиты подстанции Долгучан, для чего рассчитана величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений.

Однако необходимо учитывать, что эксплуатационное напряжение может отличаться от номинального и превышение этого напряжения может привести к появлению перенапряжений. Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Для предотвращения прямых ударов молнии на подстанционное оборудование используется система молниеотводов.

Число грозовых разрядов в сооружение определяется:

$$N_c = \rho_o \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \quad (95)$$

где  $\rho_o$  - плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> земной поверхности;

$A$  - длина сооружения;

$B$  - ширина сооружения;

$R_{\text{экв}}$  - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии.

Эквивалентная ширина рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30} \quad (96)$$

где  $h$  – высота молниеотвода.

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot 20 - \frac{2 \cdot 20^2}{30} = 73,3 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности:

$$\rho_o = 0,05 \cdot N_{\text{г.ч.}} \quad (97)$$

где  $N_{\text{г.ч.}}$  - число грозных часов в Республике Саха (Якутия). Примем равным 50 часам.

$$\rho_o = 0,05 \cdot 50 = 2,5$$

Надежность защиты ОРУ станций и подстанций от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы в год. Это число может быть определено по формуле:

$$N_{\text{н.у.}} = \rho_o \cdot (A + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (B + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{\text{пр}} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{\text{пр}} + \eta_{\text{он}} \cdot P_{\text{он}}) \cdot 10^{-6} \quad (98)$$



где  $\eta_{np}$ ,  $\eta_{on}$  - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ОРУ и при обратных перекрытиях, принимаются равными 0,9 [\*\*];

$P_{\alpha}$  - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимаем равным 0,05;

$P_{on}$  - вероятность обратного перекрытия, принимаем 0,02;

$P_{np}$  - доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, принимаем 0,01.

$$N_{n.y.} = 2,5 \cdot (37 + 2 \cdot 73,3) \cdot (32 + 2 \cdot 73,3) \cdot (0,9 \cdot 0,05 \cdot 0,1 + 0,9 \cdot 0,2) \cdot 10^{-6} = 1,512 \cdot 10^{-3}$$

Величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений:

$$T_{n.y.} = \frac{1}{N_{n.y.}} \quad (99)$$

$$T_{n.y.} = \frac{1}{1,512 \cdot 10^{-3}} = 661,37$$

Тп.у. для напряжения 35 кВ должно быть не ниже 500 лет. Условие выполняется.

## 9 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 9.1 Выбор опор

Выбор опор происходит исходя из номинального напряжения, района по нормативному давлению ветра и по нормативной толщине стенки гололеда.

Существуют следующие способы установки опор в грунт:

- сборный железобетонный фундамент;
- монолитный фундамент;
- пробуренный котлован;
- трубы.

Для данной выпускной квалификационной работы примем опору 2ПС35П-3Т.

Защита от коррозии образуется путем оцинкования или цинкосодержащими материалами. Стальные опоры обладают множеством достоинствами: надежность, вандалоустойчивость, адаптивность, малый отвод земли, высокая скорость монтажа.

Таблица 46 – Основные технические характеристики опоры 2ПС35П-35Т

Тип опоры	Промежуточная
Количество цепей ВЛ	Две
Район по нормативному давлению ветра	I – II
Район по нормативной толщине стенки гололеда	II – III
Масса, кг	2488
Тип линейной изоляции	Подвесная
Тип провода	Неизолированный
Провод	АС 50/8, АС 70/11, АС-95/16, АС 150/24

### 9.2 Выбор и проверка изоляторов ВЛ

Для крепления провода к опоре выбираем изолятор ПС70Д. Основные параметры изолятора:

- длина пути утечки 1160 мм;
- механическая разрушающая сила 70 кН
- строительная высота 595 мм.

Выбор изоляции производится с помощью удельной эффективной пути утечки от степени загрязнения атмосферы.

Длина пути утечки:

$$l_{к.у} = 2 \cdot h \cdot 1,2 = 2 \cdot 595 \cdot 1,2 = 142,8 \text{ см} \quad (100)$$

Число изоляторов в гирлянде составляет:

$$m = \frac{l_{к.у/}}{l_y} = \frac{142,8}{116} = 1,23 \quad (101)$$

Одного изолятора будет недостаточно, следовательно, округлим в большую сторону, примем 2 изолятора на линии.

Тот же тип изолятора применяется для крепления грозотроса в удвоенном количестве.

### 9.3 Выбор линейной арматуры

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура. На ВЛ 35 кВ и выше рекомендуется установка двухцепной поддержки гирлянд с отдельным креплением к опоре.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов производится при помощи зажимов. Предпочтительны зажимы, не разрезающие провода. Поддерживающие зажимы бывают глухими или с заделкой ограниченной прочности. Рекомендуется использование глухих зажимов, а грозозащита только в глухих зажимах. Соединения проводов и тросов производится с помощью соединительных зажимов, сварки или в совокупности.

## 10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПОДСТАНЦИИ ДОЛГУЧАН

### 10.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети

Релейная защита представляет собой набор автоматизированных устройств, предназначенных для эффективного обнаружения повреждений, идентификации их расположения и изоляции поврежденных компонентов электроэнергетической системы при авариях, обеспечивая надежную работу всей системы. РЗА должна постоянно следить за состоянием всех компонентов сети и, если необходимо, принять меры для устранения повреждений или аварий.

Основные комплексы защиты, устанавливаемые на 35 кВ линиях и трансформаторных подстанциях, включают следующие виды защиты: дистанционная, токовая отсечка, трехфазное аварийное отключение, контроль напряжения и захват синхронизации. Микропроцессорная защита интегрирует в себе все указанные виды и находится в одном комплекте устройств защиты.

К основным комплексам защит, которые устанавливаются для линий 35 кВ и трансформаторных подстанций предусмотрены следующие виды защит:

- Дистанционная защита;
- Токовая отсечка, МТЗ;
- Трехфазное АПВ;
- Контроль напряжения, улавливание синхронизма.

Микропроцессорная защита включает в себя все выше перечисленные виды защит и находятся в одном комплекте защиты.

На подстанции Долгучан используется микропроцессорная защита Сириус-Т для силовых трансформаторов, включающая дифференциальную защиту трансформатора, максимальную токовую защиту и защиту от перегрузки.

Обычно не все виды защиты применяются одновременно.

В данном случае к основной защите трансформатора относят ДЗТ, а МТЗ и защита от перегрузки являются резервными.

Дифференциальная защита трансформатора на ПС Долгучан реализована с применением внешних трансформаторов тока и терминала микропроцессорной защиты «Сириус-Т». На дискретные входа реклоузеров заводятся только цепи отключения от ДЗТ.

## 10.2 Релейная защита силового трансформатора на проектируемой подстанции Долгучан

В данной подстанции будет использоваться трансформатор ТМН-2500/35, технические данные трансформатора указаны в таблице 47, и для его защиты будет использоваться микропроцессорная защита СИРИУС-Т.

Таблица 47 – Технические данные трансформатора

Тип трансформатора	$S_{T.ном},$ МВА	$U_{ном},$ кВ		Потери, кВт		$u_k,$ %	Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения, %
		ВН	НН	$P_{xx}$	$P_{кз}$		
ТМН 2500/35	2,5	35	6,3	5,1	23,5	6,5	РПН, $\pm 6 \cdot 1,5$

Для расчета релейной защиты будут задействованы такие защиты как дифференциальная токовая защита (ДЗТ), МТЗ-максимальная токовая защита и защита от перегрузок.

### 10.2.1 Дифференциальная защита трансформатора

Защита подключается к трансформаторам тока, установленным по обеим сторонам силового трансформатора.

Для защиты трансформатора, выбраны трансформаторы тока тока i-TOR-35-100-2-0,5-ХЛ1 на стороне ВН и ТОЛ-СЭЩ-6-400 УХЛ1 на стороне НН.

Результаты расчетов представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Расчет первичных и вторичных токов сторон трансформатора

Параметры	Формула	Расчётные значения для сторон	
		ВН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, $I_1$ , А	$I_1 = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	41,24	240,56
Схема соединения обмоток трансформатора Т1	-	Y	Δ
Схема соединения трансформаторов тока (ТТ)	-	Δ	Y
Коэффициент схемы $k_{cx}^{(3)}$	$k_{cx}^{(3)}$	$\sqrt{3}$	1
Расчетный коэффициент трансформации ТТ	$\frac{k_{cx}^{(3)} \cdot I_1}{5}$	71/5	241/5
Принятый коэффициент трансформации ТТ	$n_{ТАуст.}$	100/5 = 20	300/5 = 60
Вторичный ток в плечах защиты $I_2$ , А	$I_2 = \frac{k_{cx}^{(3)} \cdot I_1}{n_{ТАуст.}}$	3,57	4,01

Определяем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.Т} = k_n \cdot I_{нб.макс} \cdot \quad (102)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, для микропроцессорной защиты Сириус-Т принимаем равным 1,3;

$I_{нб.макс}$  – максимальный ток небаланса без третьей составляющей, определяемый по формуле:

$$I_{нб.макс} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)} \cdot \quad (103)$$

где  $k_a$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в переходном режиме, принимаем 0,1;

$k_{одн}$  – коэффициент, характеризующий однотипность трансформаторов тока, приравниваем к 1;

$\varepsilon$  – полная погрешность трансформаторов тока, принимаем равным 0,1;

$\Delta U_{рег}$  - относительное регулирование напряжения трансформатора;

$I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)}$  - максимальный ток трехфазного КЗ на стороне ВН.

Выполним расчёт токов короткого замыкания трансформаторов на высокой и низкой стороне.

Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению высокой стороны (указанные в исходных данных параметры трансформатора относятся к среднему положению устройства РПН):

$$X_T = \frac{u_k \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_T}. \quad (104)$$

$$X_T = \frac{6,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 2,5} = 31,85 \text{ Ом.}$$

Изменение сопротивления трансформатора, обусловленное действием устройств РПН, с некоторой погрешностью можно определить по следующим формулам:

$$X_{T.мин} = X_T \cdot (1 - \Delta U_{рег})^2. \quad (105)$$

$$X_{T.макс} = X_T \cdot (1 + \Delta U_{рег})^2. \quad (106)$$

Относительное регулирование напряжения от номинального, для трансформатора, определяется следующим образом:

$$\Delta U_{рез} = \frac{6 \cdot 1,5}{100} = 0,09 \text{ о.е.}$$

$$X_{T.мин} = 31,85 \cdot (1 - 0,09)^2 = 26,37 \text{ Ом.}$$

$$X_{T.макс} = 31,85 \cdot (1 + 0,09)^2 = 37,84 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы С1 в максимальном режиме:

$$X_{C1(макс)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}} \quad (107)$$

$$X_{C1(макс)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 2,307} = 8,759 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы С1 в минимальном режиме:

$$X_{C1(мин)} = k_C \cdot X_{C1(макс)} \quad (108)$$

$$X_{C1(мин)} = 1,73 \cdot 8,759 = 15,153 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ЛЭП до проектируемой подстанции:

$$X_{Wn} = L \cdot X_0 \quad (109)$$

- линия от Чульманской ТЭЦ до отпайки на ПС Долгучан:

$$X_{W1} = 3,1 \cdot 0,432 = 1,34 \text{ Ом,}$$



- линия от отпайки на ПС Долгучан до ПС Долгучан:

$$X_{W2} = 7,2 \cdot 0,435 = 3,132 \text{ Ом.}$$

Так как данные линии идут последовательно и выполнены в двухцепном исполнении, то общее сопротивление линий:

$$X_W = \frac{X_{W1} + X_{W2}}{2} \quad (110)$$

$$X_W = \frac{1,34 + 3,132}{2} = 2,236 \text{ Ом}$$

Токи КЗ, приведённые к стороне высшего напряжения трансформатора:

$$I_{K3.макс.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1.макс} + X_W + X_{T.мин})}. \quad (111)$$

$$I_{K3.макс.ВН}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot (8,759 + 2,236 + 26,37)} = 0,541 \text{ кА.}$$

$$I_{K3.мин.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{2 \cdot (X_{C1.мин} + X_W + X_{T.макс})}. \quad (112)$$

$$I_{K3.мин.ВН}^{(3)} = \frac{35}{2 \cdot (15,153 + 2,236 + 37,84)} = 0,317 \text{ кА.}$$

Токи КЗ, приведенные к стороне низшего напряжения трансформатора :

$$I_{КЗ.макс.НН}^{(3)} = I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}. \quad (113)$$

$$I_{КЗ.макс.НН}^{(3)} = 0,54 \cdot \frac{35}{6,3} = 3 \text{ кА.}$$

$$I_{КЗ.мин.НН}^{(3)} = I_{КЗ.мин.ВН}^{(3)} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}. \quad (114)$$

$$I_{КЗ.мин.НН}^{(3)} = 0,317 \cdot \frac{35}{6,3} = 1,761 \text{ кА.}$$

$$I_{нб.макс.} = (0,1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 0,54 = 54,1 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.} = 1,3 \cdot 54,1 = 70,3 \text{ А.}$$

Расчетный ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{с.р.осн.} = \frac{k_{сх.(ВН)} \cdot I_{с.з.}}{n_{ТАвн}}. \quad (115)$$

$$I_{с.р.осн.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 70,3}{100 / 5} = 6,089 \text{ А.}$$

Расчетное число витков обмотки БНТ для основной стороны:

$$W_{осн.расч} = \frac{F_{расч}}{I_{с.р.осн}}. \quad (116)$$

$$W_{осн.расч.Т1} = \frac{100}{6,089} = 16,423.$$

Принимаем  $w_{осн.уст.} = 17$ .

Ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{с.р.осн.} = \frac{F_{расч}}{w_{осн.уст.}}. \quad (117)$$

$$I_{с.р.осн.} = \frac{100}{17} = 5,88 \text{ А.}$$

Расчетное число витков обмотки БНТ для неосновной стороны:

$$w_{неосн.расч.} = w_{осн.уст.} \cdot \frac{I_{втор.ном.(ВН)}}{I_{втор.ном.(НН)}}. \quad (118)$$

$$w_{неосн.расч.} = 17 \cdot \frac{3,57}{4,01} = 15,13.$$

Принимаем  $w_{неосн.расч.} = 16$

Третья составляющая тока небаланса:

$$I_{нб}''' = \left| \frac{w_{неосн.расч.} - w_{неосн.уст.}}{w_{неосн.расч.}} \right| \cdot I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)}. \quad (119)$$

$$I_{нб}''' = \left| \frac{15,13 - 16}{15,13} \right| \cdot 54,1 = 3,11 \text{ А.}$$

Уточненный ток срабатывания защиты с учетом третьей составляющей тока небаланса:

$$I_{с.з.} = I_{с.з.уточн} + k_{отс} \cdot I_{нб}''' \quad (120)$$

$$I_{с.з.} = 54,1 + 1,3 \cdot 3,11 = 58,14 \text{ А.}$$

Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{с.р.осн} = \frac{k_{сх.(ВН)} \cdot I_{с.з.}}{n_{ТАВН}} \quad (121)$$

$$I_{с.р.осн.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 58,14}{100 / 5} = 5,03 \text{ А.}$$

Уточненный ток небаланса:

$$I_{нб.уточн} = I_{нб}' + I_{нб}'' + I_{нб}''' \quad (122)$$

$$I_{нб.уточн.} = 3,11 + 54,1 = 57,21 \text{ А.}$$

Сравнение тока срабатывания защиты с уточненным током небаланса:

$$\frac{I_{с.з.}}{I_{нб.уточн.}} \geq 1,3. \quad (123)$$

$$\frac{58,14}{57,21} = 1,3.$$

Определяется коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч.} = \frac{I_{КЗ.мин.ВН.}^{(2)}}{I_{с.з.}} \cdot \frac{k_{сх.(i)}^{(m)}}{k_{сх.(i)}^{(3)}}. \quad (124)$$

$k_{сх.(i)}^{(m)} / k_{сх.(i)}^{(3)}$  – отношение коэффициентов схемы, определяется видом повреждения  $m$ , схемой соединения трансформаторов тока защиты на рассматриваемой стороне (i) и схемой обмоток защищаемого трансформатора. Для двухфазного КЗ на стороне треугольника принимаем  $k_{сх.(i)}^{(m)} / k_{сх.(i)}^{(3)} = 1$ .

$$k_{ч.} = \frac{187,1}{58,14} \cdot 1 = 3,21.$$

Т.о. коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ.

#### 10.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Для расчета максимальной токовой защиты необходимо определить ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_з}{k_в} \cdot I_{раб.макс.} \quad (125)$$

где  $k_n$  - коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_з$  - коэффициент запуска двигателей, определяемый расчетом

$k_в$  - коэффициент возврата реле, принимаемый для реле РТ-40 равным 0,85

$I_{раб.макс.}$  - максимальный рабочий ток в цепи, в которой установлена защита, была рассчитана в п.5.7.

Для стороны ВН, ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 0,057 = 0,121 \text{ кА.}$$

Аналогично для стороны НН:

$$I_{c.з.НН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 0,321 = 0,679 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.ВН} = \frac{I_{c.з.ВН}}{n_{ТАВН}} \cdot k_{сх.вн} \cdot \quad (126)$$

$$I_{c.р.НН} = \frac{I_{c.з.НН}}{n_{ТАНН}} \cdot k_{сх.нн} \quad (127)$$

$$I_{c.р.ВН} = \frac{0,121 \cdot 10^3}{20} \cdot \sqrt{3} = 10,48 \text{ А}$$

$$I_{c.р.НН} = \frac{0,679 \cdot 10^3}{60} \cdot 1 = 11,32 \text{ А}$$

Выдержка времени:

$$t_{защ} = t_l + \Delta t \cdot \quad (128)$$

где  $t_l$  – наибольшая выдержка времени защиты присоединения (отходящей линии или другой стороны трансформатора), с которой ведется согласование;

$\Delta t$  – ступень селективности, принимаемая равной 0,3 с.

$$t_{защ} = 1 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

Чувствительность защиты:

Коэффициенты чувствительности должны быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 при коротком замыкании в зоне резервирования.

$$k_{ч.ВН} = \frac{I_{КЗ.min.ВН}}{I_{с.з.ВН}}. \quad (129)$$

$$k_{ч.ВН} = \frac{0,317}{0,121} = 2,619.$$

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{КЗ.min.НН}}{I_{с.з.НН}}. \quad (130)$$

$$k_{ч.НН} = \frac{1,541}{0,679} = 2,269.$$

Условие выполняется.

### 10.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более.

Для обеспечения защиты от перегрузки на двухобмоточном трансформаторе, достаточно установить устройство сигнализации нагрузки с одной любой стороны.

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

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_6} \cdot I_{раб.макс.ВН} \quad (131)$$

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

$$I_{с.з.} = \frac{1,1}{0,85} \cdot 0,121 = 0,156 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТАВН}} \cdot k_{сх.вн} \quad (132)$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,156 \cdot 10^3}{60} = 4,51 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты:

$$k_q = \frac{I_{КЗ.min.ВН}}{I_{с.з.}} \quad (133)$$

$$k_q = \frac{0,317}{0,156} = 2,03.$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления



нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергоснабжающих предприятий выдержка времени: 9 секунд. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

### **10.3 Релейная защита одной из ЛЭП**

Для рассматриваемой ВЛ 35 кВ должно быть предусмотрено устройство релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном двухрелейном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. В целях повышения чувствительности к повреждениям за трансформаторами с соединением обмоток звезда-треугольник допускается выполнение трёхрелейной защиты.

Таким образом, для защиты линий 35 кВ выбираем трёхступенчатую дистанционную защиту и, согласно ПУЭ, для ВЛЭП 35 кВ с целью повышения надёжности отключения повреждения в начале линии может быть предусмотрена в качестве дополнительной защиты токовая отсечка без выдержки времени, для которых коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме

### **10.4 Автоматика**

К основной автоматики на подстанции Долгучан относят :

- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий 6 кВ;
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР)
- частотное автоматическое включение (ЧАПВ) в пределах 49,5-50 Гц.

Благодаря использованию современных микропроцессорных устройств, таких как Сириус-Т, а также реклоузеров, для которых возможно

дистанционное управление с помощью системы SCADA. Для подстанции Долгучан возможна реализация управления по модели цифровой подстанции, согласно МЭК-61850.

Применение протокола GOOSE для передачи управляющих воздействий МП РЗА, позволит уменьшить количество медных связей и повысить качество и надежность электроснабжения. Но самое главное, что при подобной модернизации возможно более автономная работа подстанции, что скажется позитивно на её обслуживании, учитывая сложные климатические условия в республике Саха (Якутия).

# 11 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ ЧУЛЬМАНСКАЯ ТЭЦ

## 11.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

В данном пункте выпускной квалификационной работы описывается анализ максимальных, минимальных и послеаварийных режимов согласно эквиваленту электрической сети в RastrWin3.

Эквивалент рассматриваемого участка сети включает в себя часть системы Южно-Якутского энергорайона, а именно следующие источники питания: Чульманская ТЭЦ, Нерюнгринская ГРЭС, ПС Тында (переток мощности из Амурской энергосистемы). Рассматриваемые подстанции: ПС Аэропорт, Тында, НПС-18, Обогажительная фабрика, СХК, ВГК, Дежневская, Комсомольская, Денисовская, Малый Нимныр.

## 11.2 Подготовка исходных данных для расчета

Более подробно анализ и подготовка исходных файлов ,согласно нормальному режиму контрольных данных замеров Южно-Якутского энергорайона был представлен в п. 2.3.

## 11.3 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)

Разберем более подробно анализ максимального режима после реконструкции электрической сети.

Исходные данные для нагрузки подстанций были взяты из главы 2 выпускной квалификационной работы. На основе этих данных проектировалось подключение подстанции Долгучан, на основе ранее выбранных параметров сети.

Более подробно данные о узлах, ветвях, напряжений и других параметров представлены в приложении Е.

Данные по токовым нагрузкам представлены в таблице 49 в зимнее время при  $t = -45^{\circ}\text{C}$ .

Таблица 49 – Токовые нагрузки ЛЭП в нормальном режиме максимальных нагрузок

Наименование ЛЭП	Марка провода	Допустимый ток, А	Расчетный ток ЛЭП, А	Токовая загрузка, %
ЧТЭЦ – ПС Аэропорт	АС-70/11	265	437,3	24,2
ЧТЭЦ – ПС Хатыми	АС-120/19	390	643,5	67,9
ЧТЭЦ – НГРЭС	АС-185/29	520	858	54,4
Отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан	АС-50/8	210	437,3	20,4

На основе таблицы 49, можем сделать вывод, что напряжение находится в пределах допустимого, согласно существующих стандартов качества электроэнергии [6].

#### 11.4 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

Аналогично рассмотрим минимальный режим, характерный для летних показателей нагрузки потребителей. Данные представлены в таблице 50..

Данные по токовым нагрузкам в таблице 50 согласно температуре в летнее время при  $t=+35^{\circ}\text{C}$ .

Таблица 50 – Токовые нагрузки ЛЭП в нормальном режиме минимальных нагрузок

Наименование ЛЭП	Марка провода	Допустимый ток, А	Расчетный ток ЛЭП, А	Токовая загрузка, %
ЧТЭЦ – ПС Аэропорт	АС-70/11	265	249,1	16,2
ЧТЭЦ – ПС Хатыми	АС-120/19	390	366,1	39,7
ЧТЭЦ – НГРЭС	АС-185/29	520	488,8	37,5
Отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан	АС-50/8	210	197,4	15,4

На основе таблицы 50, можем сделать вывод, что напряжение находится в пределах допустимого, согласно существующих стандартов качества электроэнергии [6].

#### 11.5 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

В рассматриваемых участке возможны различные варианты послеаварийных режимов. Среди таких вариантов рассмотрим отключение

трансформаторов в минимальном режиме, а также отключение одной из линий, осуществляющих электроснабжение подстанции «Долгучан».

В таблице 51 приведены данные из ПВК RastrWin3 при отключении линии «Отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан» в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 51 – Токовые нагрузки ЛЭП в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении линии отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан

Наименование ЛЭП	Марка провода	Допустимый ток, А	Расчетный ток ЛЭП, А	Токовая загрузка, %
ЧТЭЦ – ПС Аэропорт	АС-70/11	265	437,3	48,6
ЧТЭЦ – ПС Хатыми	АС-120/19	390	643,5	67,9
ЧТЭЦ – НГРЭС	АС-185/29	520	858	54,5
Отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан	АС-50/8	210	437,3	13,6

Как видим из таблицы 51, а также на основе данных приложения Е – уровень напряжения соответствует существующим ГОСТ по качеству электроэнергии, также как и данные токовых нагрузок [6].

Следующей проверкой осуществим отключение одного из трансформаторов на подстанции Долгучан. Подобное оперативное переключение возможно с целью оптимизации загрузки трансформаторов в период временного снижения потребления электроэнергии, либо для вывода трансформатора или другого оборудования подстанции в ремонт.

Данные по нагрузке и напряжению представлены в таблицах 52.

Таблица 52 – Токовые нагрузки ЛЭП в послеаварийном режиме минимальных нагрузок при отключении одного из трансформаторов на ПС Долгучан

Наименование ЛЭП	Марка провода	Допустимый ток, А	Расчетный ток ЛЭП, А	Токовая загрузка, %
ЧТЭЦ – ПС Аэропорт	АС-70/11	265	249,1	19,6
ЧТЭЦ – ПС Хатыми	АС-120/19	390	366,1	39,7
ЧТЭЦ – НГРЭС	АС-185/29	520	488,8	27,5
Отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан	АС-50/8	210	197,4	19,4

На основе приведенных параметров в таблицах 49-52 можем сделать вывод, что рассматриваемый эквивалент электрической сети проходит по стандартам качества и надежности электроэнергии и можем быть принят к установке.

### **11.6 Регулирование напряжения в сети**

Регулирование сети возможно благодаря увеличению напряжения на генераторах до  $1,05 \cdot U_{ном}$ , а также с помощью устройств регулирования под нагрузкой (РПН), устанавливаемых в силовой трансформатор.

Подробный расчет максимальных, минимальных и послеаварийных режимов представлен в приложении Г.

## 12 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для оценки эффективности рассматриваемого проекта по реконструкции электрической сети 35 кВ определим основные показатели инвестиционной привлекательности проекта. Данные показатели будут рассчитываться как чистый дисконтированный доход, который показывает прибыль, которую принесет проект к концу расчетного периода с учетом стоимости валюты.

Помимо этого, согласно вышеуказанному методу определим дисконтированный срок окупаемости, который показывает через какой период времени проект окупится и начнет приносить прибыль предприятию [39].

Чистый дисконтированный доход определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{н.д.}})^t}; \quad (134)$$

где  $\mathcal{E}_t$  – чистый поток платежей, выражается следующей формулой;

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_{\text{д}}; \quad (135)$$

где  $K_t$  – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

$D_t$  – суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

$K_{\text{д}}$  – затраты на демонтаж оборудования.

$E_{\text{н.д.}}$  – норма дисконта, принимаемая равной 10%.

$T_{\text{расч}}$  – расчетный период, принимаем равным 20 годам;

Для выбранного варианта реконструкции доход будет измеряться по стоимости переданной по новым ЛЭП мощности в год.

$$D_{t\Sigma\max} = P_{\Sigma\max} \cdot C \cdot T_{\max}; \quad (136)$$

где  $D_{t\Sigma}$  – доход от передачи электрической энергии в осенне-зимний период;

$C$  – стоимость передачи электрической энергии для юридических лиц в республике Саха (Якутия)- 5,53 руб/тыс.кВт\*ч [37]

$P_{\Sigma\max}$  – переданная по линиям активная мощность за максимальный период, МВт;

$T_{\max}$  – продолжительность периода, для данных расчетов принимаем равным  $T_{\max} = 5800ч$

$$D_{t\Sigma\max} = 4,9 \cdot 5,53 \cdot 5800 = 157162,6 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на оборудование, затраты на демонтаж и эксплуатационные издержки по выбранному варианту принимаем в соответствии с расчетами из пункта 4.3.

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{расч}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{Н.Д.})^t} \geq K_t + K_d; \quad (137)$$

Расчет производился в MathCad15, результат представлен в приложении Б. На рисунке 15 представлен график ЧДД.

Как видно из графика ЧДД равняется 20 лет. Срок окупаемости составил около 4 лет. Прибыль данного проекта через 10 лет составит примерно 483 млн. рублей. Более подробно расчеты представлены в приложении Г.



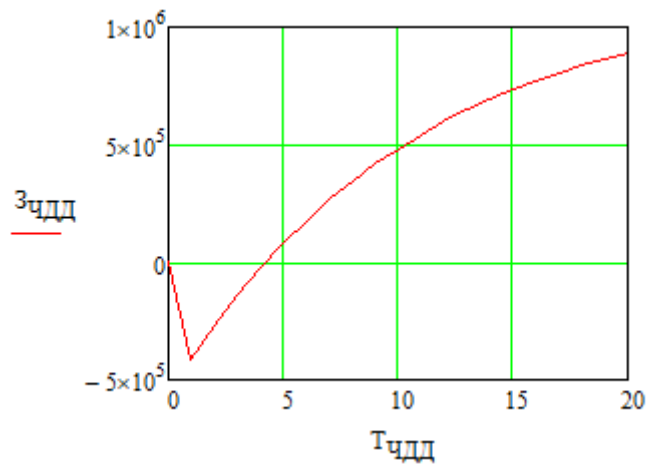


Рисунок 15 – График ЧДД по выбранному проекту

Исходя из всего вышеперечисленного, данный проект может быть рекомендован к реализации.

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ НА ПОДСТАЦИИ ДОЛГУЧАН

Энергетика является одной из главных сфер промышленности. По степени воздействия на окружающую среду, энергообъекты относятся к числу наиболее влияющих на окружающую среду. Для создания благоприятных условий для работы персонала на данных объектах, а также обеспечения безопасности окружающей среды в данном разделе выпускной квалификационной работы рассмотрим вопросы безопасности и экологичности при присоединении к существующей электрической сети подстанции 35 кВ «Долгучан». К наиболее значимым для рассмотрения вопросам отнесём:

- безопасность работ при эксплуатации электроустановок;
- экологичность (расчет маслоприёмника);
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования (пожарная безопасность).

Строгое соблюдение мер безопасности на электрических подстанциях является крайне важным шагом для предотвращения травм персонала и аварий на предприятиях.

### **13.1 Безопасность**

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала на энергообъектах необходимо соблюдать ряд мер, включая применение соответствующих изоляционных материалов, соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей, применения блокировок аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций. Также необходима установка быстродействующей автоматики отключения поврежденных участков сети, корректного заземления при работах по ремонту оборудования, а также применение разделительных трансформаторов, использование предупреждающей сигнализации, надписей, плакатов, средств защиты.

Для обеспечения мер безопасности необходимо оснастить подстанцию

полным комплектом изолирующего, ограждающего и вспомогательного защитного оборудования.

Эксплуатационное обслуживание электрооборудования подстанции должно выполняться только лицами, имеющими соответствующую квалификацию, знающими должностные инструкции и инструкции по эксплуатации и успешно прошедшими проверку знаний ПТЭ, ПТБ и ППБ [22, 25. 33].

Также на безопасность работ в электроустановках существенное влияние оказывают организационные и технические мероприятия, выполнение которых обязательно перед началом работ. Персонал должен четко знать свои обязанности, в момент выполнения вывода из эксплуатации или ремонта – иметь бланк действий с прописанными действиями на объекте, либо иметь связь с диспетчером. Также на подстанции должны быть средства оказания первой медицинской помощи, либо учитывая, что ПС «Долгучан» предполагает формат подстанции, обслуживаемой дистанционно – аптечки у выездной бригады.

Основной компонент, который может влиять на окружающую среду при эксплуатации подстанции – разлив трансформаторного масла. Для минимизации или устранения данной аварии в следующем пункте будет представлен алгоритм расчета выбора маслоприёмника. Кроме данного варианта, предусматриваются другие меры безопасности, которые применяются для подстанции, включают в себя:

- Замена масляных выключателей на вакуумные и элегазовые, что снижает частоту проверки эксплуатации и повышает надежность работы подстанции;
- Персонал ответственен за контроль утечек масла из трансформатора в процессе эксплуатации и принимает меры по их устранению;
- Для сбора промасленной ветоши и других отходов, возникающих при ремонте оборудования на подстанции, установлен герметичный металлический бак.

*Требования к персоналу, которые выполняют осмотры и оперативное обслуживание энергообъектов.*

Переключения на подстанциях должен выполнять оперативно-ремонтный, либо оперативный персонал, допущенный распорядительным документов руководителя организации. Для оперативно-монтажных работ существуют следующие требования к персоналу [21]:

1) Количество сотрудников и вид оперативной службы определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется приказом;

2) Для единоличного обслуживания электроустановки или электрической части технологического оборудования работник должен иметь как минимум III группу электробезопасности оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку;

3) Отключение разъединителей, отделителей и выключателей с ручным приводом напряжением выше 1000 В должно выполняться персоналом в диэлектрических перчатках.

*Требования к персоналу, который участвует в проведении монтажных работ*

Перед выполнением работ, работники должны обладать необходимой квалификацией и подготовкой к работе. При отсутствии необходимых компетенций, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Среди требований к персоналу, осуществляющих монтаж оборудования выделяют следующие:

1) Достойный уровень профессиональной подготовки персонала, в случае необходимости – повышение его квалификации. Должны проводиться регулярные проверки знаний и инструктажи в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала;

2) Должна проводиться проверка состояния здоровья работника до приема на работу, в случае ответственных должностей (таких как диспетчер

электроэнергетической системы) – проверки могут осуществляться чаще. Совмещаемые профессии должны указываться при прохождении медицинского осмотра администрацией организации;

3) Оперативный и электротехнический персонал должен обладать необходимыми знаниями по приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и пр.;

4) Работник, который проходит стажировку или дублирование, должен быть закреплён за опытным работником в соответствии с официальным распоряжением.

Основой комплекса мероприятий по охране труда является техника безопасности, которая обеспечивает здоровье, рациональные и безопасные условия труда на производстве. В комплекс охраны труда также входят санитария производства и трудовое законодательство. К данным категориям относят соблюдение определенных норм освещенности, вентиляции, размеров проходов и устройств для хранения спецодежды, душевых и умывальников. Безопасность персонала также обеспечивается противопожарными мероприятиями, которые могут быть реализованы для различных видов работ [25].

Организация, осуществляющая ремонт и эксплуатацию электроустановок в зависимости от местных климатических условий может рассматривать дополнительные меры безопасности труда, при условии, что они не противоречат Межотраслевым правилам по охране труда.

Электроустановки должны быть укомплектованы защитными и медицинскими средствами в соответствии с правилами и нормами. Не допускается выполнение указов, противоречащих требованиям Правил безопасности и охраны труда. Нарушения законодательства об охране труда приводят к административной или уголовной ответственности работников.

К видам обязательных инструктажей по охране труда относят: вводный, первичный на месте работы, текущий и в случае необходимости могут

проводиться повторный и внеплановый.

Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда для всех, кто принимается на работу, включая командированных, учащихся и студентов. Первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый и текущий инструктажи проводит мастер или непосредственный руководитель работ.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводят с каждым работником индивидуально, с демонстрацией безопасных приемов и методов труда. Также первичный инструктаж проводят со всеми лицами, вновь принятыми на предприятие, переводимыми из одного предприятия в другое, а также со строителями при выполнении строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия.

Проведение повторного инструктажа осуществляется для всех работников, независимо от их квалификации, образования или опыта работы как минимум раз в полгода. Целью такого инструктажа является проверка и улучшение знаний правил и инструкций по безопасности труда, проводимого индивидуально или с группой сотрудников одной специальности.

В случае изменения правил безопасности труда, замены или модернизации оборудования, инструментов и других факторов (возможно обновление или издание новых правил или инструкций), влияющих на безопасность труда, которые могут вызвать или вызвали травмы, аварии, взрывы или пожары, а также при простоях в работе более 30 календарных дней, проводится внеплановый инструктаж. Он может проводиться индивидуально или с группой сотрудников одной специальности.

Регистрация проведения первичного, повторного и внепланового инструктажа ведется в специальном журнале инструктажа на рабочем месте.

Перед началом работы на подстанции с работниками проводится текущий инструктаж.

Для нормализации санитарно-гигиенических условий труда необходимо устранять причины появления вредных факторов на рабочих местах и использовать эффективные средства защиты. Ответственность за обеспечение

подобных условий труда возлагается на руководителей цехов и мастеров.

Для выдачи сотрудникам средств индивидуальной защиты используются отраслевые стандарты, которые определяют количественные нормы для спецодежды, спецобуви и других аналогичных средств. На основе заявок, которые составляют мастера и бригадиры совместно с инженерами по охране труда, выдаются средства индивидуальной защиты.

Планирование медицинского обслуживания для лечения и профилактики включает первоначальные медицинские осмотры при приеме на работу и регулярные проверки здоровья сотрудников. Санитарное и бытовое обслуживание работников включает предоставление помещений для санитарии, раздевалок, зон отдыха и питания, душевых, курительных и умывальных комнат.

Выбор определенных мер для обеспечения безопасности труда и успешность их применения непосредственно связаны с мониторингом ситуации трудовой безопасности на предприятии. Основные виды контроля трудовой безопасности включают оперативный контроль мастерами и руководящими работниками, административно-общественный контроль контроль со стороны внутренних служб по охране труда и контроль со стороны вышестоящих организаций.

Оперативное наблюдение осуществляется администрацией на каждом уровне ежедневно. Особое внимание уделяется профессиональным рабочим, которые следят за соблюдением требований безопасности оборудования, средств защиты, инструментов и устройств перед началом работы, а также использованием безопасных методов в рабочем процессе.

Административно-общественный контроль на энергетической компании осуществляется следующим образом: каждый день мастер проверяет состояние рабочих мест перед началом работы (первый уровень контроля). Еженедельно контроль также осуществляют начальник отдела, специалист по защите труда и общественный инспектор компании (второй уровень), а ежемесячно - главный инженер и председатель профсоюзного комитета

(третий уровень). Выявленные нарушения записываются в специальный журнал для учета и последующего устранения.

Медицинская проверка состояния здоровья сотрудника проводится перед его трудоустройством и затем периодически в соответствии с порядком, установленным Министерством здравоохранения Российской Федерации. Электротехническому персоналу следует обучаться методам освобождения пострадавшего от воздействия электрического тока и оказанию первой медицинской помощи в случае несчастного случая перед началом самостоятельной работы.

Во время вечерних и ночных часов дворы, проходы и рабочие зоны должны быть полностью освещены. В опасных местах следует разместить предупреждающие или запретительные знаки. На предприятии должно быть оборудовано помещение безопасности, где представлены все нормы, условия и примеры безопасного выполнения работы.

Электрические установки и аппараты должны находиться в рабочем состоянии, и их следует проверять регулярно в соответствии с правилами эксплуатации. Элементы, не проводящие ток, которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть надежно заземлены. Запрещается прикасаться к электропроводке, клеммам, корпусам работающих машин, приборов и электрических шкафов. Работа или испытания электрического оборудования и аппаратуры или

Для местного переносного освещения следует использовать специальные светильники с лампами напряжением 12 В. Не допускается использование неисправных или непроверенных электроинструментов (электродрелей, паяльников, сварочных и других трансформаторов). В помещениях с повышенным риском поражения электрическим током (влажных, с проводящими полами, с установками высокого напряжения пыльных) работы должны выполняться с особой осторожностью.



### 13.2 Экологичность

Основным источником загрязнения окружающей среды при эксплуатации электрических подстанций является трансформаторное масло. Несмотря на то, что разлив масла не свойственен для нормальной работы подстанций, а только для аварий или ремонтных работ – он всё равно остаётся важным пунктом при реконструкции и проектированию энергообъектов. Учитывая, что в трансформаторах может содержаться несколько тонн, а иногда и десятков тонн масла, его разлив – способен устроить экологическую аварию.

Для создания оптимальных экологических условий на подобных объектах необходимо создание маслоприемников. В специальный резервуар возможен слив масла при авариях или ремонтах, когда ухудшаются диэлектрические свойства масла и необходима его замена.

Перед началом сливных работ необходима проверка правильности открытий всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений труб и гибких шлангов. Во время слива масла необходимо соблюдение существующих правил и норм по безопасности, должны использоваться переносные лотки и кожухи для исключения разбрызгивания и сохранения безопасности для персонала [22].

В ходе написания выпускной квалификационной работы мы рассматриваем проектирование подстанции «Долгучан» при присоединении её к существующей электрической сети 35 кВ. В данном пункте рассмотрим расчет и подбор необходимого резервуара маслосборника для трансформатора данной подстанции. На подстанции устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН-2500/35. Расшифровка наименования представлена ниже:

Т – трёхфазное исполнение силового трансформатора;

М – масляный тип охлаждения силового трансформатора, циркуляция масла и воздуха естественная;

Н – наличие регулятора напряжения под нагрузкой (РПН).

Номинальная мощность – 2,5 МВА.

Основные технические параметры трансформатора приведены в таблице 53 [17]:

Таблица 53 – Основные параметры трансформатора ПС «Долгучан»

Марка трансформатора	Габаритные размеры			Объём масла, т
	Длина, м	Ширина, м	Высота, м	
ТДН-2500/35	3,7	1,55	3,65	2,85

Соответствуя нормативным требованиям при эксплуатации электроустановок, для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе масла трансформатора и распространения пожара, необходимо соорудить маслоприемники в соответствии с критериями, изложенными в [7]:

- габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее, чем на 0,6 метра при массе масла до 2 тонн; 1 метра при массе от 2 до 10 тонн; 1,5 метра при массе от 10 до 50 тонн, 2 метров при массе более 50 тонн. При этом, габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 метра со стороны перегородки или стены, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 метров;

- объём маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный приём 100% масла, залитого в трансформатор (реактор);

- устройство маслоприёмников и маслоотводов в другой, растекание масла или воды по кабельным и прочим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и пр.;

- маслоприёмники под трансформаторы (реакторы) с объёмом масла до 20 тонн допускается выполнять без отвода масла. Маслоприёмники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 метра, либо

непоритского щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объёма масла в маслоприёмнике должен быть ниже решетки не менее, чем на 50 мм;

• маслоприёмники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными.

Таким образом, так как в нашем варианте масса трансформаторного масла меньше, то примем маслоприёмник без отвода масла. Габариты маслоприёмника будут выступать за габариты трансформатора на 1,2 метра.

Производим расчет объёма, занимаемого маслом:

$$V = \frac{m}{\rho}, \quad (138)$$

где  $m$  – масса трансформаторного масла;

$\rho$  – плотность трансформаторного масла. Примем равной  $0,895 \text{ т/м}^3$

$$V = \frac{2,85}{0,895} = 3,184 \text{ м}^3$$

Далее необходимо определить габариты маслоприёмника, которые представлены на рисунке 16:

$$C = A + 2 \cdot \Delta, \quad (139)$$

$$D = B + 2 \cdot \Delta, \quad (140)$$

$$S_{\text{MH}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (141)$$

где  $A$  – длина трансформатора;

$B$  – ширина трансформатора;

$\Delta$  – величина, на которую габариты маслоприёмника выступают за габариты трансформатора. Ранее принимали равным 1,2 метра.

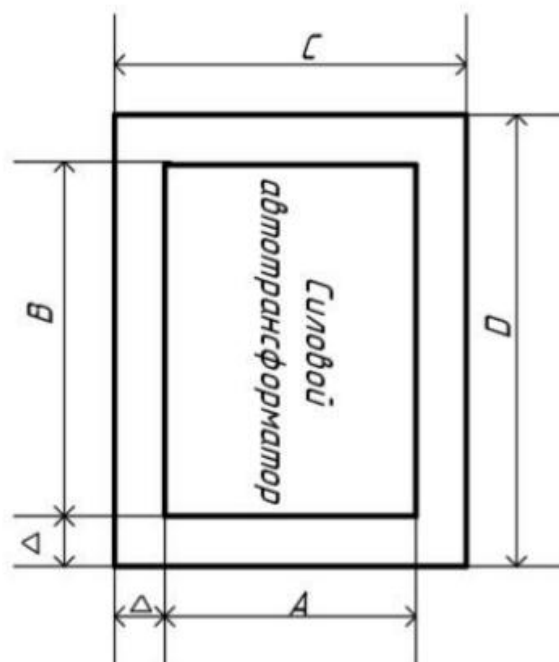


Рисунок 16 – Габаритные размеры маслоприёмника трансформатора

$$C = 3,7 + 2 \cdot 1,2 = 6,1 \text{ м},$$

$$D = 1,55 + 2 \cdot 1,2 = 3,95 \text{ м},$$

$$S_{\text{мн}} = 6,1 \cdot 3,95 = 24,095 \text{ м}^2,$$

Далее на основе полученных данных, рассчитаем высоту маслоприёмника:

$$h = \frac{V}{S_{\text{мн}}} + h_1, \tag{142}$$

где  $h_1$  – толщина гравийной засыпки. Принимаем равной 0,26 метра [2].

$$h = \frac{3,184}{24,095} + 0,26 = 0,39 \text{ м},$$

Далее определим основные параметры маслосборника. Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объём масла единичного оборудования (трансформатора или реактора), содержащего наибольшее количества масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды, необходимого для пожаротушения. Также должен быть воздушный зазор между решеткой с гравием и смесью масла и воды.

Для обеспечения безопасности маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприёмника должны быть защищены маслостойким покрытием [2].

Определим объём маслосборника для полного объёма трансформаторного масла, а также 80% воды для тушения пожара:

$$S_{БП} = (A + B) \cdot 2 \cdot h, \quad (143)$$

где  $h$  – высота силового трансформатора.

$$S_{БП} = (3,7 + 1,55) \cdot 2 \cdot 3,65 = 38,3 \text{ м}^2,$$

Для расчета объёма воды для тушения пожара, примем интенсивность пожаротушения  $k_{инт} = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ , а время тушения  $t = 1800 \text{ с}$ :

$$V_{H_2O} = k_{инт} \cdot t \cdot (S_{мн} + S_{БП}) \cdot 10^{-3}, \quad (144)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (24,095 + 38,3) \cdot 10^{-3} = 22,5 \text{ м}^3,$$

Рассчитаем суммарный объём маслосборника для 100% масла и 80% ВОДЫ:

$$V_{mc} = V_{vg} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (145)$$

$$V_{mc} = 3,184 + 0,8 \cdot 22,5 = 21,18 \text{ м}^3,$$

По итогам расчета примем для установки в качестве маслосборника резервуар объёмом 25 м<sup>3</sup> из типовых рядов емкостей.

### 13.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка, которая складывается в результате на определенной территории в ходе природного явления или техногенной аварии, создающую условия, способные повлечь человеческие жертвы, нанести ущерб населению и окружающей среде.

К таким ситуациям при эксплуатации энергообъектов чаще всего причисляют пожар. Подстанции могут подвергаться пожарам в результате различных причин, таких как электрические дуги, искры, перегрузки и неправильный выбор оборудования. Нарушения изоляции в электрической аппаратуре также могут вызвать КЗ, которые провоцируют возникновение пожаров.

Указанные причины возникают в ходе [22, 34]:

- от КЗ в кабельных линиях или от чрезмерной их перегрузки, что приводит к воспламенению изолирующих оболочек кабеля и прочих материалов, расположенных поблизости;

- неправильного выбора электрических аппаратов и следовательно, чрезмерной нагрузки электрических аппаратов, либо неисправная работа механизма, на котором они установлены;

- от чрезмерного нагрева отдельных деталей электрических аппаратов. Данное явление вызвано большим переходным сопротивлением

электрической сети, т.е. наличие в данной цепи слабого контакта;

- за счет попадания влаги и загрязнением маслом электрических аппаратов. В таком случае резко снижается диэлектрическая прочность аппаратов, способствуя появлению электрических дуг и возникновению КЗ между фазами. Такой вид особо опасен тем, что происходит разложение масла с выделением водорода и других газов, образующих взрывчатую смесь.

- прямых ударов молний в электроаппараты из-за неправильно установленной молниезащиты.

Таким образом, появление пожаров, вызванных электрическим током, связано с несоблюдением правил эксплуатации электроустановок и условий допустимого нагрева.

Чтобы предотвратить такие случаи, необходимо оборудование электроустановок оснастить соответствующими защитами и проработать использование реле утечки и релейных устройств для обнаружения нарушений изоляции. Соблюдение правил эксплуатации электроустановок, таких как ПТЭ, также является эффективной мерой предотвращения пожаров[2].

Соответствие нормам действующего ПТЭ требует проведения испытаний образцов масла, полученных из всех маслосодержащих устройств через определенные промежутки времени.

Регулярное контролирование качества масла на наличие посторонних примесей является необходимой процедурой, а при обнаружении загрязнений – очистка и дополнительное испытание.

Для обеспечения безопасности от пожаров необходимо принимать меры, такие как [7]:

- Монтаж противопожарных барьеров (включая зоны, пояса, береговые полосы и т.д.);
- Определение максимально допустимых площадей пожарных отсеков и секций;
- Внедрение средств, предупреждающих разлив пожароопасных

жидкостей в аварийных ситуациях;

- Применение огнезащитных устройств (шлюзов, клапанов, бран и т. п.);

- Использование предохранительных разрывных мембран на устройствах и коммутаторах.

Помимо указанных мер, предотвращение пожаров включает исключение нахождения или размещения возле электроаппаратуры легковоспламеняющихся материалов.

Смазочные и очистительные материалы следует хранить в закрытых металлических контейнерах, а для электрообъектов предусмотреть все необходимые пожарные расчеты, средства и системы пожаротушения, согласно каталогу положений пожарной безопасности.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения выпускной квалификационной работы можно отметить следующие выводы: были разработаны унифицированные схемы для проходных подстанций с применением таких распределительных устройств, как: «мостик с реклоузерами в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии», «мостик с реклоузерами в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» и «одна секционированная реклоузером, система шин». Для представленных схем систематизирована существующая информация по особенностям эксплуатации, использованию монтажных схем и конструктивным решениям.

Представленная информация может в дальнейшем использоваться электросетевыми организациями для создания нормативным документов и стандартов организаций по применению вакуумных реклоузеров.

В качестве примера реализации данного проекта была рассмотрена реконструкция электрической сети с техническим присоединением подстанции «Долгучан» в виде отпаяк к ВЛ 35 кВ Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт.

Для данного варианта были разобраны климатические особенности и требования по заявке на техническое присоединение. Произведен расчет электрических нагрузок, выбран оптимальный вариант реконструкции электрической сети, а также необходимое оборудование и системы защиты подстанций, такие как, молниезащита с помощью стержневых молниеотводов и современная микропроцессорная релейная защита и автоматика.

В ходе расчетов рассматриваемый вариант прошёл все проверки по выбору оборудования, качеству и надежности электроснабжения. Был произведен технико-экономический расчет и в соответствии с ним, данный проект может быть принят к проектированию.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Агроклиматические ресурсы Якутской АССР. Отв. ред. Мозолевская А.К., Л.: Гидрометеиздат, 1973
2. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А.Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. – Благовещенск; Изд-во Амур. Гос. ун-та, 2020. – 90 с.
3. Вакуумный реклоузер Smart35. Применение для ОРУ (ЗРУ) 35 кВ на подстанциях 110 (35) кВ. [Электронный ресурс] //Режим доступа: [https://www.tavrida.ru/upload/iblock/d62/m0pkebvmbbsp07pctb4f3o0pc22gwq67/TER\\_RecDoc\\_PG\\_2.pdf](https://www.tavrida.ru/upload/iblock/d62/m0pkebvmbbsp07pctb4f3o0pc22gwq67/TER_RecDoc_PG_2.pdf) (дата обращения: 10.04.2023)
4. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации. [Электронный ресурс] // Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды [Офиц. сайт]. URL: [http://downloads.igce.ru/publications/OD\\_2\\_2014/v2014/hm/](http://downloads.igce.ru/publications/OD_2_2014/v2014/hm/) (дата обращения: 21.04.2023)
5. ГОСТ 15150-69. Международный стандарт. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. УДК 621.002.6.004.1+2.002.6.004.1:006.354
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. - М.: 16 с.
7. Долин П.А., Основы техники безопасности в электроустановках / П.А. Долин. – М.: Энергия, 1979 г. – 407 с.
8. Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс]: учеб. / Н.Г. Занько, К.Р. Малаян, О.Н. Русак. – Электрон. данные – Санкт-Петербург: Лань, 2017 г. – 704 с. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/92617> (дата обращения - 11.05.2023)

9. Инструкция по монтажу и пусконаладке. Применение вакуумного реклоузера Sub7 для подстанций [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.tavrida.ru/upload/iblock/7df/TER\\_RecDoc\\_HIG\\_1.pdf](https://www.tavrida.ru/upload/iblock/7df/TER_RecDoc_HIG_1.pdf) (дата обращения: 16.05.2023)

10. Инструкция по организации в министерстве энергетики российской федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, Утвержденная Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 326.

11. История создания компании ДРСК [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://drsk.ru/istorija\\_razvitija\\_kompanii.html](http://drsk.ru/istorija_razvitija_kompanii.html) – 11.04.2023. (дата обращения: 03.03.2023)

12. Казакул, А.А. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов / А.А. Казакул – Благовещенск:Амурский гос. ун-т, 2013.49 с.

13. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок [Текст] : Справочник / Р.Н. Карякин. - М. : Энергосервис, 2000, 2002. - 376 с

14. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с

15. Климат России. Под. ред. Н.В. Кобышевой. СПб.: Гидрометеиздат, 2001

16. Контрольные данные замеров в Южно-Якутском энергорайоне с производственной практики в АО «Дальневосточная распределительская сетевая компания».

17. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов - 2-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.

18. Нерюнгринская ГРЭС. [Электронный ресурс] : сайт – Режим доступа: <https://energybase.ru/power-plant/Neryungrinskaya> (дата обращения: 04.04.2023)

19. Ответ компании ГК «Таврида Электрик» о техническом устройстве конструктивном исполнении и работе автоматики в вакуумных реклоузерах.

20. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> – 10.03.2023.

21. Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.

22. Приказ Федеральной службы по экологической, технологическому и атомному надзору об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» от 7 ноября 2016 г. №461.

23. Приказ №68 от 15.02.2023 МЭ-ДГК о приостановлении вывода из эксплуатации Чульманской ТЭЦ.

24. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

25. РД 153-34.3-03.285-2022 Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ / РАО «ЕЭС России». – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.

26. Реклоузер Smart35. Инновационное решение для модернизации центров питания и повышения надежности сетей 35 кВ. [Электронный ресурс] : сайт – Режим доступа : [https://www.tavrida.ru/upload/iblock/6b0/booklet\\_smart35\\_-2018.pdf](https://www.tavrida.ru/upload/iblock/6b0/booklet_smart35_-2018.pdf) (дата обращения: 22.03.2023)

27. Решения и продукты для электрических сетей. i-TOR-35 [Электронный ресурс] : сайт – Режим доступа : <https://i-tor.ru/product/i-tor-35/> (дата обращения: 11.05.2023)

28. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005 .– 448с.

29. Руководство по эксплуатации. Комплектная трансформаторная подстанция блочная. Применение TER\_Sub35\_RecD12\_1 для электроснабжения

потребителей нефтегазовых промыслов [Электронный ресурс] //Режим доступа: [https://www.tavrida.ru/upload/iblock/b57/TER\\_Sub35\\_Rec35D12\\_1\\_User\\_guide.pdf](https://www.tavrida.ru/upload/iblock/b57/TER_Sub35_Rec35D12_1_User_guide.pdf) (дата обращения: 29.04.2023)

30. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с

31. Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий» [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с

32. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177.

33. СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования.

34. СП 112.13330.2011 «СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений»

35. СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения.

36. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

37. Тарифы для населения: 2022-2023 г. Республика Саха (Якутия). [Электронный ресурс] : сайт – Режим доступа : [https://www.dvec.ru/yakutiya/private\\_clients/tariffs/](https://www.dvec.ru/yakutiya/private_clients/tariffs/) (дата обращения: 20.05.2023)

38. Указ от 29 апреля 2022 г. №2424. О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 годы.

39. Уровень инфляции в России [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/инфляционные-калькуляторы> (дата: обращения 19.04.2023)

40. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

41. Чульманская ТЭЦ. [Электронный ресурс] : сайт – Режим доступа: [https://energybase.ru/power-plant/Chulmanskaya\\_CHP](https://energybase.ru/power-plant/Chulmanskaya_CHP) (дата обращения: 04.04.2023)

42. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Альбом рисунков по исследовательской части разработки типовых схем подстанций

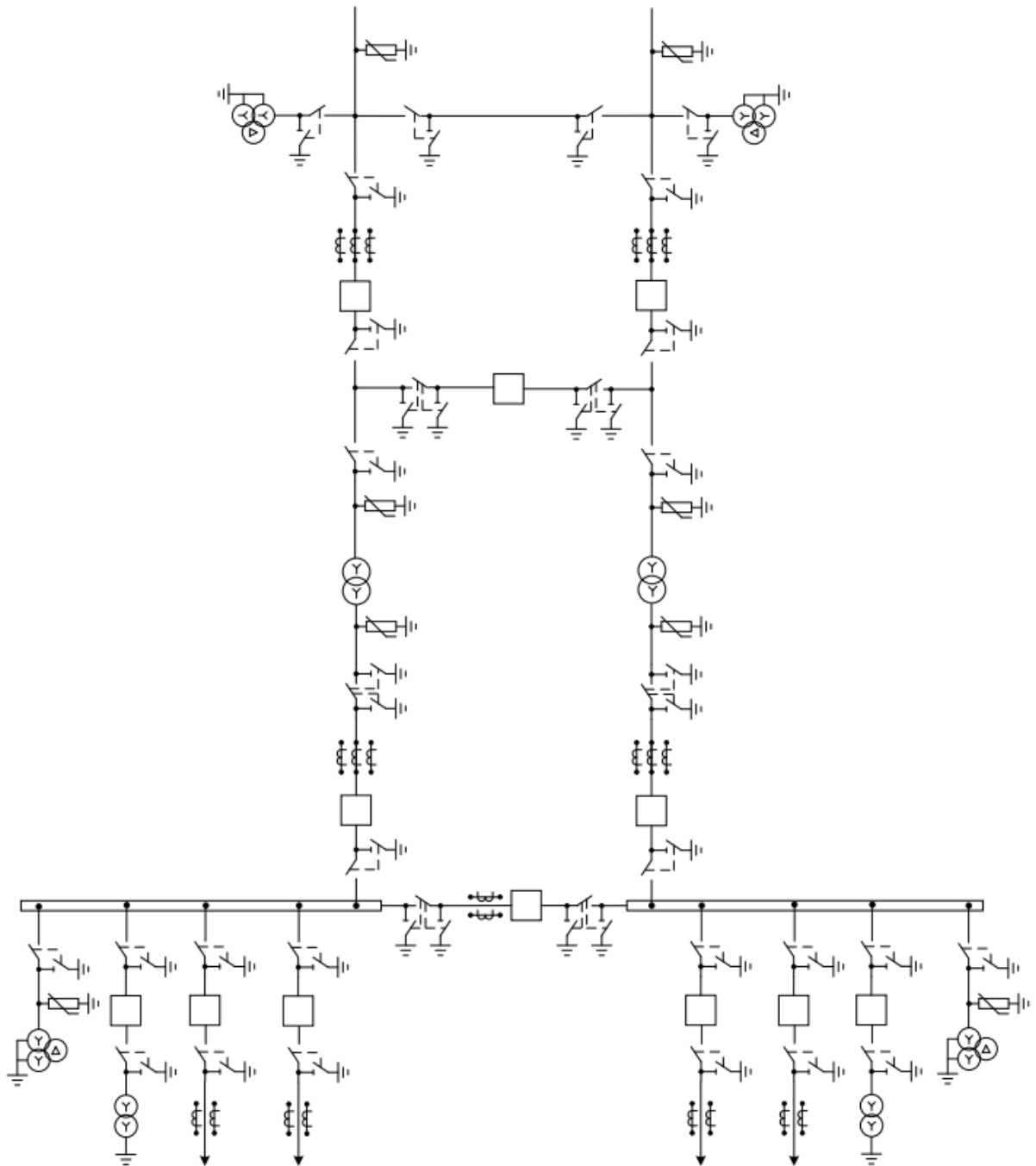


Рисунок А.1 – Главная схема подстанции с использованием вакуумных  
реклоузеров. Сторона ВН – мостик с реклоузером в цепи линий и ремонтной  
перемычкой со стороны линий, сторона НН - одна рабочая секционированная  
выключателями, система шин

## Продолжение Приложения А

### Альбом рисунков по исследовательской части разработки типовых схем подстанций

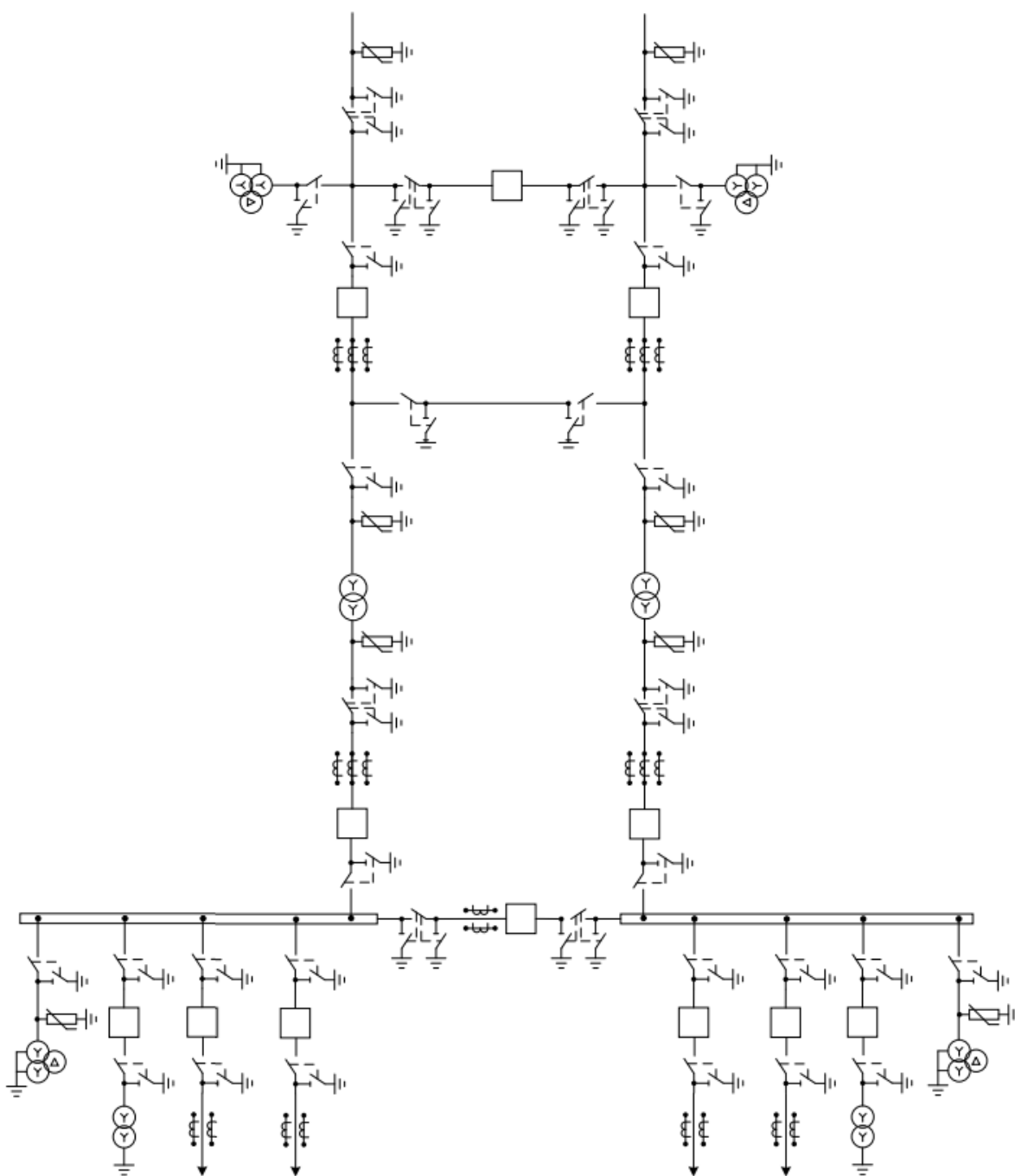


Рисунок А.2 – Однолинейная схема подстанции с использованием вакуумных рекулозеров. Сторона ВН – мостик с рекулозером в цепи трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, сторона НН - одна рабочая секционированная выключателями, система шин



## Продолжение Приложения А

### Альбом рисунков по исследовательской части разработки типовых схем подстанций

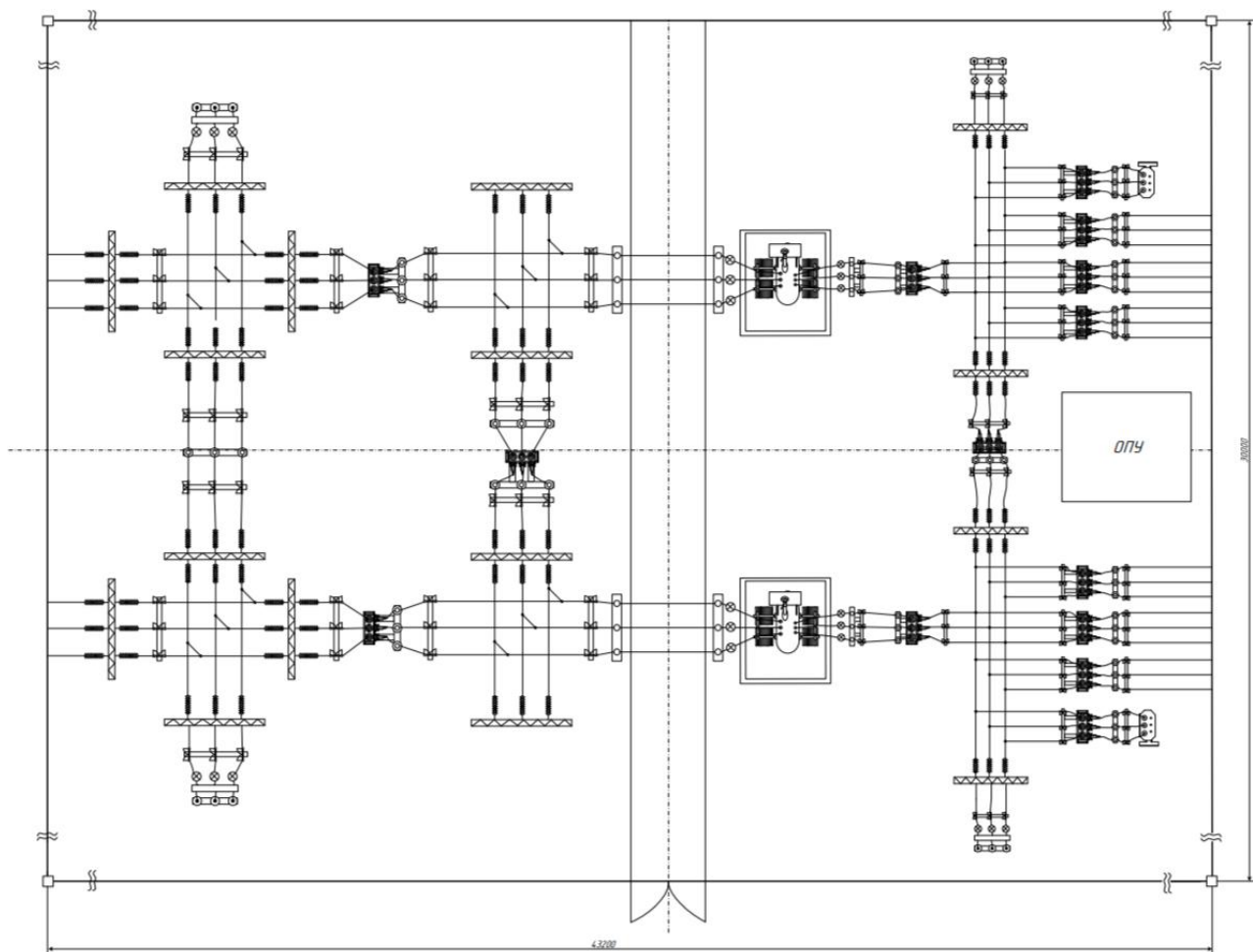


Рисунок А.3 – Компоновка подстанции с использованием вакуумных  
реклоузеров. Сторона ВН – мостик с реклоузером в цепи линий и ремонтной  
перемычкой со стороны линий, сторона НН - одна рабочая секционированная  
выключателями, система шин

## Продолжение Приложения А

### Альбом рисунков по исследовательской части разработки типовых схем подстанций

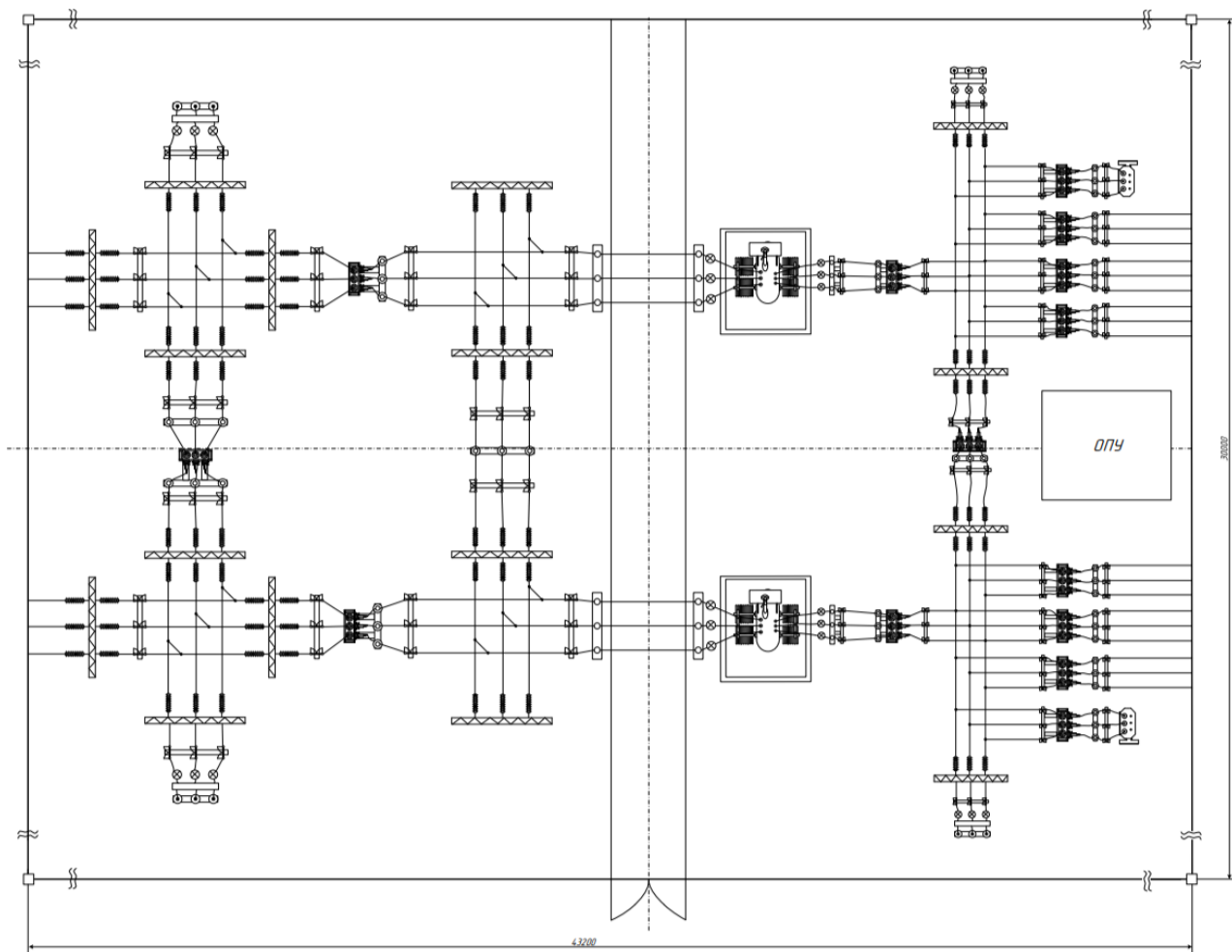


Рисунок А.4 – Компоновка подстанции с использованием вакуумных рекулозеров. Сторона ВН – мостик с рекулозером в цепи трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, сторона НН - одна рабочая секционированная выключателями, система шин

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Альбом схем и рисунков для проектной части выпускной квалификационной  
работы по проектированию подстанции Долгучан

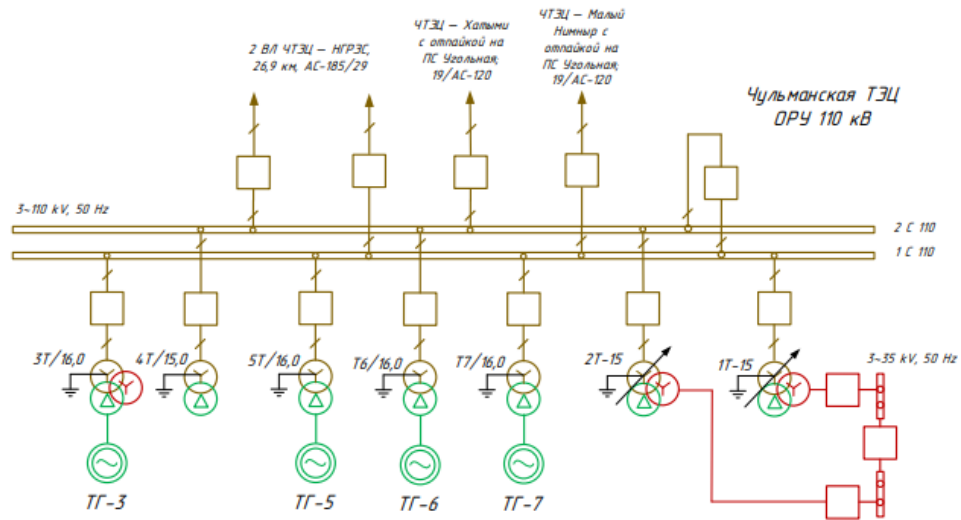


Рисунок Б.1 – Схема ОРУ 110 кВ Чульманской ТЭЦ

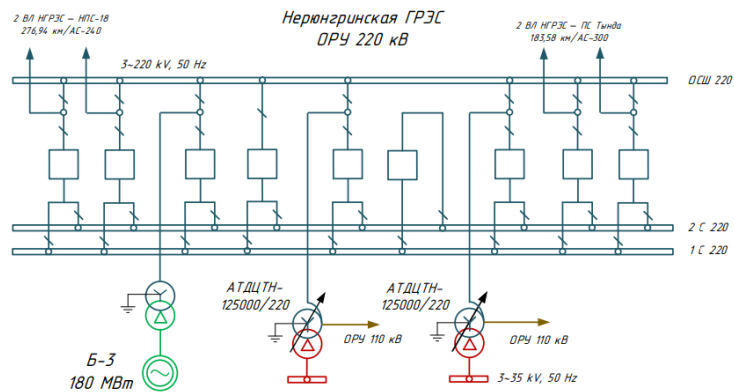


Рисунок Б.2 – Схема ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

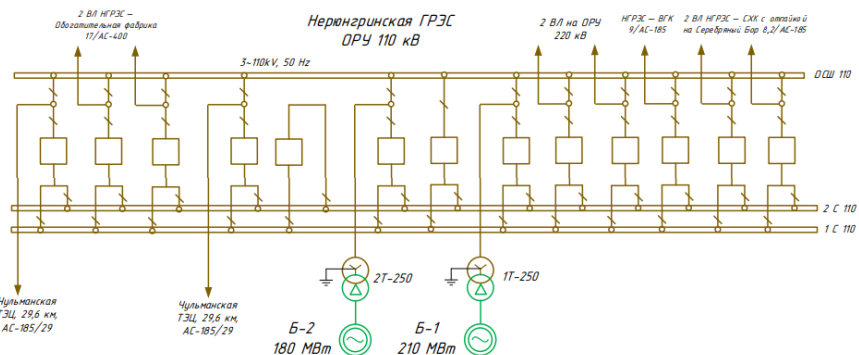


Рисунок Б.3 – Схема ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС

## Продолжение Приложения Б

Альбом схем и рисунков для проектной части выпускной квалификационной работы по проектированию подстанции Долгучан

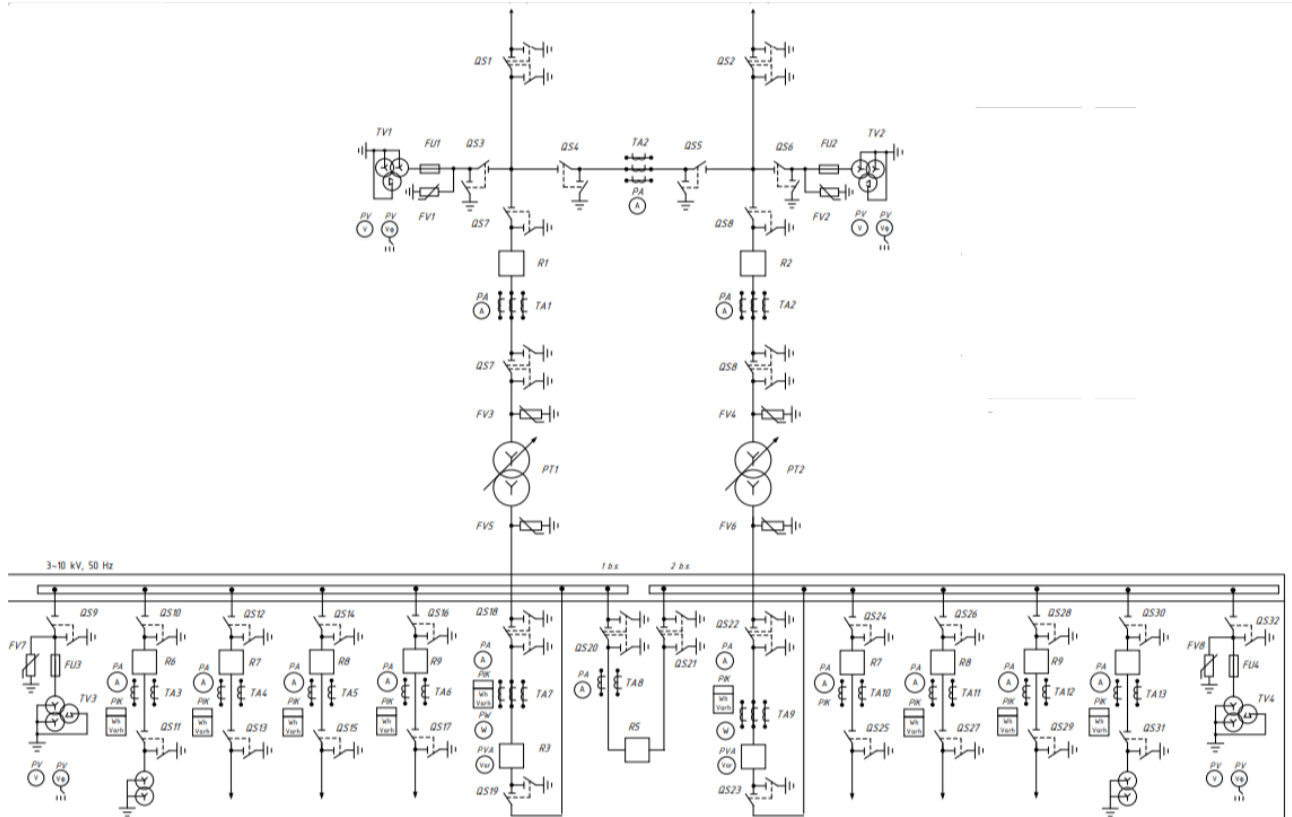


Рисунок Б.4 – Однолинейная схема ПС 35/6 кВ «Долгучан»

Продолжение Приложения Б  
Альбом схем и рисунков для проектной части выпускной квалификационной  
работы по проектированию подстанции Долгучан

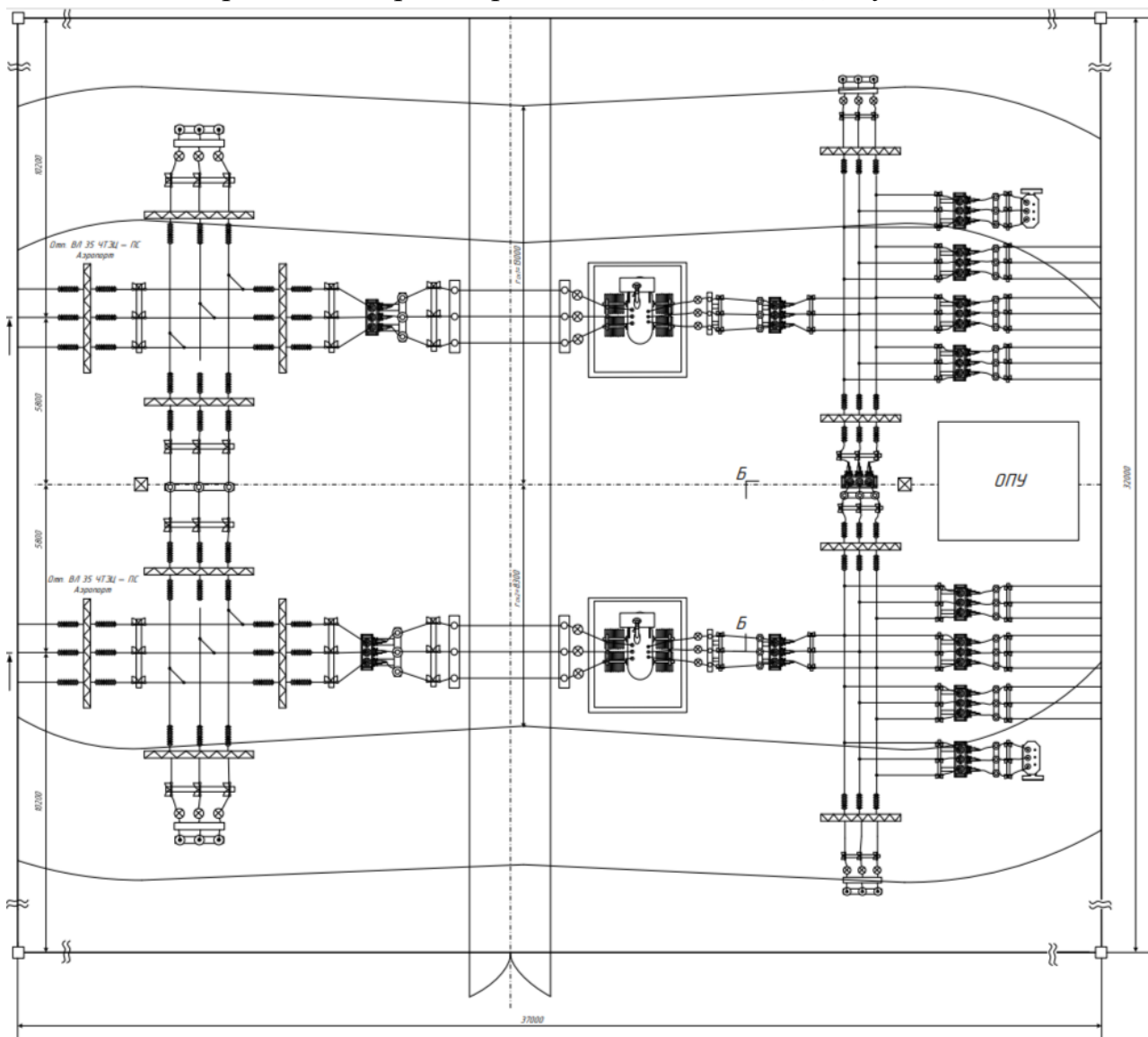


Рисунок Б.5 – Компановка подстанции 35/6 кВ Долгучан

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Анализ существующей электрической системы в RastrWin3

Таблица В.1 – Узлы в нормальном режиме максимальных нагрузок

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	НГРЭС Блок 1	16		1			141.1	44.0	15.8	-200.0	200.0		15.75	4.66
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	НГРЭС Блок 2	16		1			170.4	45.2	15.8	-200.0	200.0		15.75	5.38
3	<input type="checkbox"/>		База	3	НГРЭС Блок 3	16		1			132.4	99.2	15.8	-200.0	200.0		15.75	
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г1 ЧТЭЦ	6		1			9.6	-10.9	6.0	-150.0	150.0		6.00	4.19
5	<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г2 ЧТЭЦ	6		1			1.0	-10.9	6.0	-150.0	150.0		6.00	0.62
6	<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г3 ЧТЭЦ	6		1			1.0	-10.9	6.0	-150.0	150.0		6.00	0.62
7	<input type="checkbox"/>		Ген	7	Г4 ЧТЭЦ	6		1			7.2	-11.0	6.0	-150.0	150.0		6.00	3.19
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	С1 220 кВ НГРЭС	220		1					220.0				231.83	-3.43
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	С2 220 кВ НГРЭС	220		1					220.0				231.84	-3.42
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	На ПС 220 кВ Тында	220		1			73.0	3.6	220.0				239.60	-0.76
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	На ПС 220 кВ НПС-18	220		1	310.1	3.4			220.0				197.54	-27.49
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль Т1 НГРЭС	220		1					220.0				225.97	1.23
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Нейтраль Т2 НГРЭС	220		1					220.0				225.98	1.23
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН 35 кВ НГРЭС	35		1	8.5	6.5			35.0				37.11	-0.03
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	НН 35 кВ НГРЭС	35		1	8.5	6.5			35.0				37.11	-0.03
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	С1 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				118.96	1.24
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	С2 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				118.96	1.24
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	На ПС 110 кВ Обогащ. фабрика	110		1	14.0	4.5			110.0				118.77	1.05
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	На ПС 110 кВ СХК	110		1	44.1	17.3			110.0				118.51	1.00
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Отпайка 1	110		1					110.0				118.64	1.15
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	На ПС 110 кВ ВГК	110		1	3.8	2.6			110.0				118.73	1.17
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	На ПС 110 кВ Дежневская	110		1	9.6	3.2			110.0				117.35	0.78
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	На ПС 110 кВ Комсомольская	110		1	4.0	1.3			110.0				116.03	0.44
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	На ПС 110 кВ Денисовская	110		1	0.4	0.1			110.0				115.66	0.35
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Отпайка 2	110		1					110.0				115.67	0.35
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Отпайка 3	110		1					110.0				115.66	0.35
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Отпайка 4	110		1					110.0				116.05	0.45
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Отпайка 5	110		1					110.0				116.04	0.45
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Отпайка 6	110		1					110.0				117.41	0.80
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Отпайка 7	110		1					110.0				117.35	0.79
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	С1 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				114.19	-0.02
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	С2 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				114.19	-0.02
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	На ПС 110 кВ М.Ниньыр	110		1	84.8	10.4			110.0				108.77	-3.66
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Нейтраль Т1 ЧТЭЦ	110		1					110.0				113.85	-0.44
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Нейтраль Т2 ЧТЭЦ	110		1					110.0				113.85	-0.44
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				38.00	-0.53
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				38.00	-0.53
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН1 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.5	0.2			6.0				6.79	-1.37
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН2 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.9	0.3			6.0				6.79	-1.37
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН3 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.7	0.1			6.0				6.81	-1.40
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	НН1 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.52	-0.44
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	НН2 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.52	-0.44
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	СН1 ЧТЭЦ	35		1					35.0				38.10	-0.43
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	СН2 ЧТЭЦ	35		1					35.0				38.10	-0.43

# Продолжение Приложения В

## Анализ существующей электрической системы в RastrWin3

Таблица В.2 – Ветви в нормальном режиме максимальных нагрузок

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	1			C1 110 кВ НГРЭС - НГРЭС Блок 1	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			140	35		702	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	2			C2 110 кВ НГРЭС - НГРЭС Блок 2	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			170	32		838	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	3			C2 220 кВНГРЭС - НГРЭС Блок 3	0.61	25.77	38.4	8.2	0.065			132	85		390	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	4			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Г1 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			9	-13		81	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	5			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Г2 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			1	-12		61	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	6			C1 110 кВ ЧТЭЦ - Г3 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			1	-12		61	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	7			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Г4 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			7	-13		73	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	12			C1 220 кВ НГРЭС - Нейтраль Т1 НГРЭС	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			71	-28		191	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	13			C2 220 кВНГРЭС - Нейтраль Т2 НГРЭС	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			71	-28		191	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			Нейтраль Т1 НГРЭС - НН 35 кВ НГРЭС	1.02	131.19			0.167			-8	-7		28	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			Нейтраль Т2 НГРЭС - НН 35 кВ НГРЭС	1.02	131.19			0.167			-9	-6		27	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	16			Нейтраль Т1 НГРЭС - С1 110 кВ НГРЭС	0.52				0.526			80	-13		207	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	17			Нейтраль Т2 НГРЭС - С2 110 кВ НГРЭС	0.52				0.526			80	-14		208	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	34			C1 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтраль Т1 ЧТЭЦ	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-1	-1		7	
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	35			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтраль Т2 ЧТЭЦ	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-1	-1		7	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	44			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ	2.58				0.335			-1			6	
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	43			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - СН1 ЧТЭЦ	2.58				0.335			-1			6	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	41			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - НН1 ЧТЭЦ	6.56	51.66			0.057							
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	42			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - НН2 ЧТЭЦ	6.56	51.66			0.057							
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	38			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - НН1 ПС 35 к...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1			12	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - НН2 ПС 35 к...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1			12	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	40			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - НН3 ПС 35 к...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1			11	
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	10			C1 220 кВ НГРЭС - На ПС 220 кВ Тын...	18.45	79.34	-487.1	9.2			36	27		111	9.6	
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			C2 220 кВНГРЭС - На ПС 220 кВ Тьнда	18.45	79.34	-487.1	9.2			35	27		111	9.6	
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	11			C1 220 кВ НГРЭС - На ПС 220 кВ НПС...	27.45	118.04	-724.7	13.7			-173	-41		453	39.4	
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			C2 220 кВНГРЭС - На ПС 220 кВ НПС-18	27.45	118.04	-724.7	13.7			-173	-42		453	39.4	
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	18			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ Обог...	1.28	7.14	-45.9	0.6			-7	-2		35	2.6	
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	18			C2 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ Обог...	1.28	7.14	-45.9	0.6			-7	-2		36	2.7	
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	19			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ СХК	1.15	2.95	-19.8				-23	-9		122	14.5	
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	19			C2 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ СХК	1.31	3.36	-22.6				-21	-8		109	12.9	
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	21			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ ВПК	1.44	3.69	-24.8				-6	-5		40	4.7	
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	20			C2 110 кВ НГРЭС - Отпайка 1	0.34	0.86	-5.8				-37	-29		231	27.5	
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Отпайка 1 - На ПС 110 кВ ВПК	1.12	2.87	-19.3				3	3		18	2.2	
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	29			C1 110 кВ НГРЭС - Отпайка 6	1.26	3.22	-21.6				-48	-39		299	35.6	
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	30			Отпайка 1 - Отпайка 7	1.26	3.22	-21.6				-40	-32		250	29.7	
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	22			Отпайка 6 - На ПС 110 кВ Дежневская	0.49	0.86	-5.3				-8	-4		44	7.0	
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	22			Отпайка 7 - На ПС 110 кВ Дежневская	0.49	0.86	-5.3				-2	1		9	1.4	
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	27			Отпайка 6 - Отпайка 4	1.26	3.22	-21.6				-40	-34		257	30.6	
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	28			Отпайка 7 - Отпайка 5	1.26	3.22	-21.6				-38	-33		248	29.5	
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	23			Отпайка 4 - На ПС 110 кВ Комсомоль...	0.49	0.86	-5.3				-2	-1		14	2.2	
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	23			Отпайка 5 - На ПС 110 кВ Комсомоль...	0.49	0.86	-5.3				-2			8	1.2	
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	25			Отпайка 4 - Отпайка 2	0.37	0.94	-6.3				-37	-33		245	29.1	
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	26			Отпайка 5 - Отпайка 3	0.37	0.94	-6.3				-36	-32		242	28.8	
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	24			Отпайка 2 - На ПС 110 кВ Денисовская	0.93	1.63	-10.1							2	0.3	
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	24			Отпайка 3 - На ПС 110 кВ Денисовская	0.93	1.63	-10.1							1	0.2	
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	31			Отпайка 2 - С1 110 кВ ЧТЭЦ	1.42	3.65	-24.5				-36	-32		244	29.0	
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32			Отпайка 3 - С2 110 кВ ЧТЭЦ	1.42	3.65	-24.5				-36	-32		244	29.0	
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	33			C1 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 110 кВ М.Ни...	11.22	19.78	-122.4				-44	-7		227	35.9	
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33			C2 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 110 кВ М.Ни...	11.22	19.78	-122.4				-44	-7		227	35.9	
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	36			СН1 ЧТЭЦ - ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт	2.29	3.11					-1			17	3.2	
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	44	37			СН2 ЧТЭЦ - ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт	2.29	3.11					-1			17	3.3	
52	<input type="checkbox"/>		Выкл	8	9			C1 220 кВ НГРЭС - С2 220 кВНГРЭС							66	42		195		
53	<input type="checkbox"/>		Выкл	16	17			C1 110 кВ НГРЭС - С2 110 кВ НГРЭС							24	6		122		
54	<input type="checkbox"/>		Выкл	31	32			C1 110 кВ ЧТЭЦ - С2 110 кВ ЧТЭЦ							8	-13		76		
55	<input type="checkbox"/>		Выкл	14	15			НН 35 кВ НГРЭС - НН 35 кВ НГРЭС										5		
56	<input type="checkbox"/>		Выкл	43	44			СН1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ												
57	<input type="checkbox"/>		Выкл	36	37			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ВН2 ПС 35 к...										6		
58	<input type="checkbox"/>		Выкл	38	39			НН1 ПС 35 кВ Аэропорт - НН2 ПС 35 к...										18		

## Продолжение Приложения В

### Анализ существующей электрической системы в RastrWin3

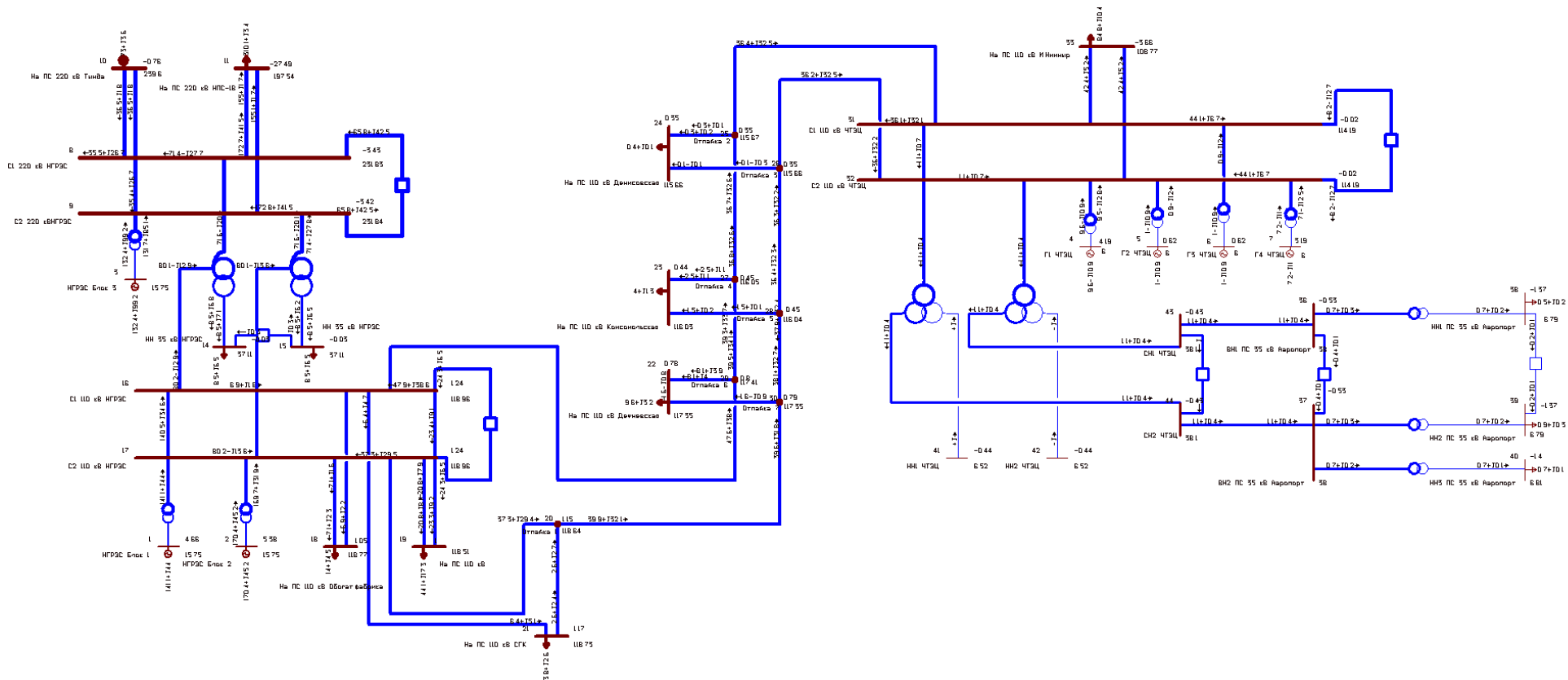


Рисунок В.1 – Графика в нормальном режиме максимальных нагрузок



## Продолжение Приложения В

### Анализ существующей электрической системы в RastrWin3

Таблица В.3 – Узлы в послеаварийном режиме максимальных нагрузок с отключением линии Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт

Узлы																		
Ветви																		
Графика																		
Токовая нагрузка ЛЭП																		
Провода																		
Районы																		
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	НГРЭС Блок 1	16		1			141.1	44.0	15.8	-200.0	200.0		15.75	4.66
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	НГРЭС Блок 2	16		1			170.4	45.2	15.8	-200.0	200.0		15.75	5.38
3	<input type="checkbox"/>		База	3	НГРЭС Блок 3	16		1			132.4	99.2	15.8	-200.0	200.0		15.75	
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г1 ЧТЭЦ	6		1			9.6	-10.9	6.0	-150.0	150.0		6.00	4.18
5	<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г2 ЧТЭЦ	6		1			1.0	-10.9	6.0	-150.0	150.0		6.00	0.62
6	<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г3 ЧТЭЦ	6		1			1.0	-10.9	6.0	-150.0	150.0		6.00	0.62
7	<input type="checkbox"/>		Ген	7	Г4 ЧТЭЦ	6		1			7.2	-11.0	6.0	-150.0	150.0		6.00	3.19
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	С1 220 кВ НГРЭС	220		1					220.0				231.83	-3.43
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	С2 220 кВ НГРЭС	220		1					220.0				231.84	-3.42
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	На ПС 220 кВ Тында	220		1			73.0	3.6	220.0				239.60	-0.76
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	На ПС 220 кВ НПС-18	220		1	310.1	3.4			220.0				197.54	-27.49
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль Т1 НГРЭС	220		1					220.0				225.97	1.23
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Нейтраль Т2 НГРЭС	220		1					220.0				225.98	1.23
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН 35 кВ НГРЭС	35		1	8.5	6.5			35.0				37.11	-0.03
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	НН 35 кВ НГРЭС	35		1	8.5	6.5			35.0				37.11	-0.03
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	С1 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				118.96	1.24
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	С2 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				118.96	1.24
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	На ПС 110 кВ Обога. фабрика	110		1	14.0	4.5			110.0				118.77	1.05
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	На ПС 110 кВ СХК	110		1	44.1	17.3			110.0				118.51	1.00
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Отпайка 1	110		1					110.0				118.64	1.15
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	На ПС 110 кВ ВПК	110		1	3.8	2.6			110.0				118.73	1.17
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	На ПС 110 кВ Дежневская	110		1	9.6	3.2			110.0				117.35	0.78
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	На ПС 110 кВ Комсомольская	110		1	4.0	1.3			110.0				116.03	0.44
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	На ПС 110 кВ Денисовская	110		1	0.4	0.1			110.0				115.66	0.35
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Отпайка 2	110		1					110.0				115.67	0.35
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Отпайка 3	110		1					110.0				115.66	0.35
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Отпайка 4	110		1					110.0				116.05	0.45
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Отпайка 5	110		1					110.0				116.04	0.45
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Отпайка 6	110		1					110.0				117.41	0.80
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Отпайка 7	110		1					110.0				117.35	0.79
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	С1 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				114.19	-0.02
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	С2 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				114.19	-0.02
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	На ПС 110 кВ М.Нимыр	110		1	84.8	10.4			110.0				108.77	-3.66
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Нейтраль Т1 ЧТЭЦ	110		1					110.0				113.85	-0.44
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Нейтраль Т2 ЧТЭЦ	110		1					110.0				113.85	-0.44
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				37.90	-0.62
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				37.90	-0.62
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН1 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.5	0.2			6.0				6.77	-1.48
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН2 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.9	0.3			6.0				6.77	-1.48
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН3 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.7	0.1			6.0				6.79	-1.50
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	НН1 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.52	-0.44
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	НН2 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.52	-0.44
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	СН1 ЧТЭЦ	35		1					35.0				38.10	-0.43
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	СН2 ЧТЭЦ	35		1					35.0				38.10	-0.43

## Продолжение Приложения В

### Анализ существующей электрической системы в RastrWin3

Таблица В.4 – Ветви в послеаварийном режиме максимальных нагрузок с отключением линии Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт

Узлы																			
Ветви																			
Графика																			
Токовая нагрузка ЛЭП																			
Провода																			
Районы																			
O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	1			C1 110 кВ НГРЭС - НГРЭС Блок 1	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			140	35		702	
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	17	2			C2 110 кВ НГРЭС - НГРЭС Блок 2	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			170	32		838	
3	<input type="checkbox"/>	Тр-р	9	3			C2 220 кВ НГРЭС - НГРЭС Блок 3	0.61	25.77	38.4	8.2	0.065			132	85		390	
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	32	4			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Г1 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			9	-13		81	
5	<input type="checkbox"/>	Тр-р	32	5			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Г2 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			1	-12		61	
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	31	6			C1 110 кВ ЧТЭЦ - Г3 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			1	-12		61	
7	<input type="checkbox"/>	Тр-р	32	7			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Г4 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			7	-13		73	
8	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	12			C1 220 кВ НГРЭС - Нейтраль Т1 НГРЭС	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			71	-28		191	
9	<input type="checkbox"/>	Тр-р	9	13			C2 220 кВ НГРЭС - Нейтраль Т2 НГРЭС	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			71	-28		191	
10	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14			Нейтраль Т1 НГРЭС - НН 35 кВ НГРЭС	1.02	131.19			0.167			-8	-7		28	
11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	13	15			Нейтраль Т2 НГРЭС - НН 35 кВ НГРЭС	1.02	131.19			0.167			-9	-6		27	
12	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	16			Нейтраль Т1 НГРЭС - С1 110 кВ НГРЭС	0.52				0.526			80	-13		207	
13	<input type="checkbox"/>	Тр-р	13	17			Нейтраль Т2 НГРЭС - С2 110 кВ НГРЭС	0.52				0.526			80	-14		208	
14	<input type="checkbox"/>	Тр-р	31	34			C1 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтраль Т1 ЧТЭЦ	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-1	-1		7	
15	<input type="checkbox"/>	Тр-р	32	35			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтраль Т2 ЧТЭЦ	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-1	-1		7	
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	34	44			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ	2.58				0.335			-1			6	
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	35	43			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - СН1 ЧТЭЦ	2.58				0.335			-1			6	
18	<input type="checkbox"/>	Тр-р	34	41			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - НН1 ЧТЭЦ	6.56	51.66			0.057							
19	<input type="checkbox"/>	Тр-р	35	42			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - НН2 ЧТЭЦ	6.56	51.66			0.057							
20	<input type="checkbox"/>	Тр-р	36	38			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - НН1 ПС 35 к...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1			12	
21	<input type="checkbox"/>	Тр-р	37	39			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - НН2 ПС 35 к...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1			12	
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	37	40			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - НН3 ПС 35 к...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1			11	
23	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	10			C1 220 кВ НГРЭС - На ПС 220 кВ Тын...	18.45	79.34	-487.1	9.2				36	27		111	9.6
24	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	9	10			C2 220 кВ НГРЭС - На ПС 220 кВ Тьнда	18.45	79.34	-487.1	9.2				35	27		111	9.6
25	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	11			C1 220 кВ НГРЭС - На ПС 220 кВ НПС...	27.45	118.04	-724.7	13.7				-173	-41		453	39.4
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	9	11			C2 220 кВ НГРЭС - На ПС 220 кВ НПС-18	27.45	118.04	-724.7	13.7				-173	-42		453	39.4
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	18			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ Обог...	1.28	7.14	-45.9	0.6				-7	-2		35	2.6
28	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	17	18			C2 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ Обог...	1.28	7.14	-45.9	0.6				-7	-2		36	2.7
29	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	19			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ СКХ	1.15	2.95	-19.8					-23	-9		122	14.5
30	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	17	19			C2 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ СКХ	1.31	3.36	-22.6					-21	-8		109	12.9
31	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	21			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС 110 кВ ВПК	1.44	3.69	-24.8					-6	-5		40	4.7
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	17	20			C2 110 кВ НГРЭС - Отпайка 1	0.34	0.86	-5.8					-37	-29		231	27.5
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	21			Отпайка 1 - На ПС 110 кВ ВПК	1.12	2.87	-19.3					3	3		18	2.2
34	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	29			C1 110 кВ НГРЭС - Отпайка 6	1.26	3.22	-21.6					-48	-39		299	35.6
35	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	30			Отпайка 1 - Отпайка 7	1.26	3.22	-21.6					-40	-32		250	29.7
36	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	22			Отпайка 6 - На ПС 110 кВ Дежневская	0.49	0.86	-5.3					-8	-4		44	7.0
37	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	22			Отпайка 7 - На ПС 110 кВ Дежневская	0.49	0.86	-5.3					-2	1		9	1.4
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	27			Отпайка 6 - Отпайка 4	1.26	3.22	-21.6					-40	-34		257	30.6
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	28			Отпайка 7 - Отпайка 5	1.26	3.22	-21.6					-38	-33		248	29.5
40	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	23			Отпайка 4 - На ПС 110 кВ Комсомоль...	0.49	0.86	-5.3					-2	-1		14	2.2
41	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	28	23			Отпайка 5 - На ПС 110 кВ Комсомоль...	0.49	0.86	-5.3					-2			8	1.2
42	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	25			Отпайка 4 - Отпайка 2	0.37	0.94	-6.3					-37	-33		245	29.1
43	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	28	26			Отпайка 5 - Отпайка 3	0.37	0.94	-6.3					-36	-32		242	28.8
44	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	25	24			Отпайка 2 - На ПС 110 кВ Денисовская	0.93	1.63	-10.1								2	0.3
45	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	26	24			Отпайка 3 - На ПС 110 кВ Денисовская	0.93	1.63	-10.1								1	0.2
46	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	25	31			Отпайка 2 - С1 110 кВ ЧТЭЦ	1.42	3.65	-24.5					-36	-32		244	29.0
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	26	32			Отпайка 3 - С2 110 кВ ЧТЭЦ	1.42	3.65	-24.5					-36	-32		244	29.0
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	31	33			C1 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 110 кВ М.Ни...	11.22	19.78	-122.4					-44	-7		227	35.9
49	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	32	33			C2 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 110 кВ М.Ни...	11.22	19.78	-122.4					-44	-7		227	35.9
50	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	43	36			СН1 ЧТЭЦ - ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт	2.29	3.11										
51	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	44	37			СН2 ЧТЭЦ - ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт	2.29	3.11						-2	-1		35	6.5
52	<input type="checkbox"/>	Вькл	8	9			C1 220 кВ НГРЭС - С2 220 кВ НГРЭС								66	42		195	
53	<input type="checkbox"/>	Вькл	16	17			C1 110 кВ НГРЭС - С2 110 кВ НГРЭС								24	7		122	
54	<input type="checkbox"/>	Вькл	31	32			C1 110 кВ ЧТЭЦ - С2 110 кВ ЧТЭЦ								8	-13		76	
55	<input type="checkbox"/>	Вькл	14	15			НН 35 кВ НГРЭС - НН 35 кВ НГРЭС											5	
56	<input type="checkbox"/>	Вькл	43	44			СН1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ								-1			17	
57	<input type="checkbox"/>	Вькл	36	37			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ВН2 ПС 35 к...								1			12	
58	<input type="checkbox"/>	Вькл	38	39			НН1 ПС 35 кВ Аэропорт - НН2 ПС 35 к...											18	

## Продолжение Приложения В

### Анализ существующей электрической системы в RastWin3

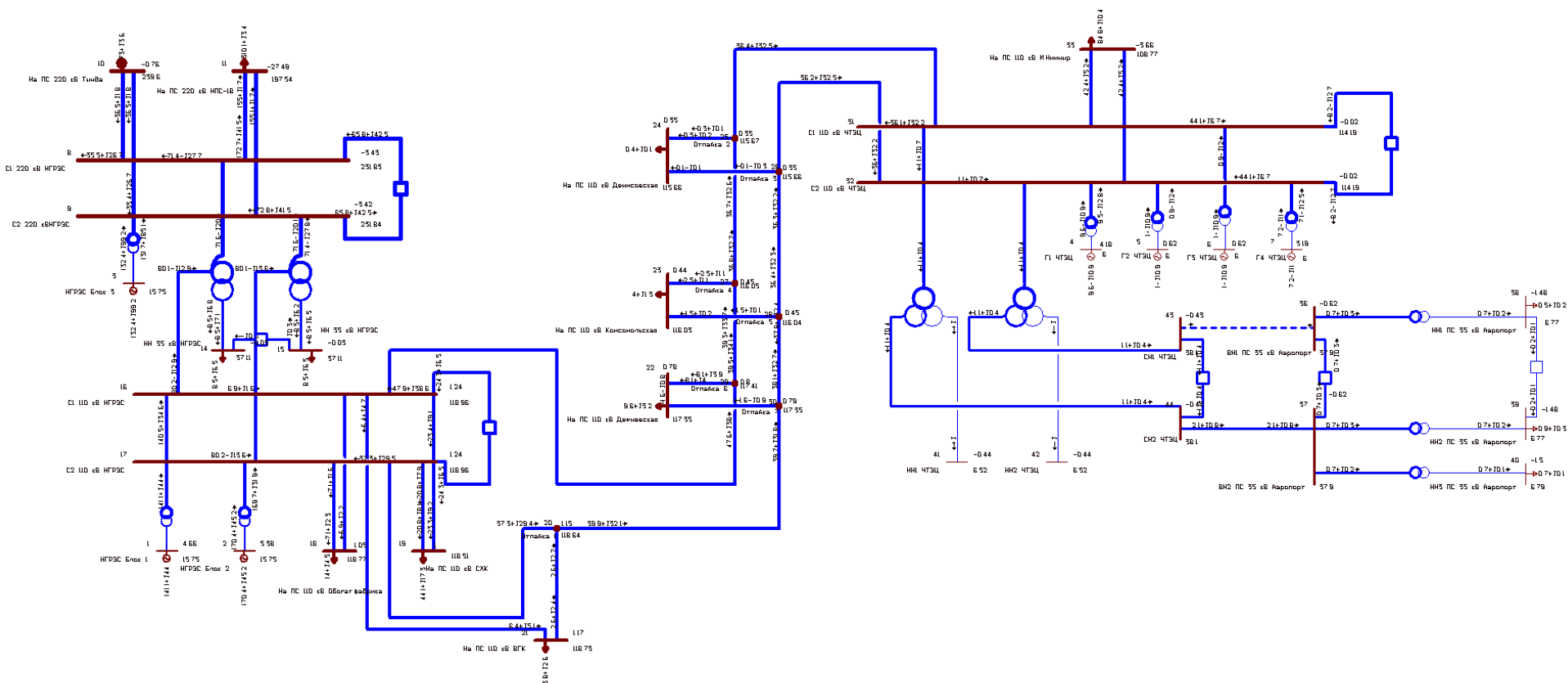


Рисунок В.2 – Графика в послеаварийном режиме максимальных нагрузок с отключением линии Чульманская ТЭЦ – ПС Аэропорт

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

Исходные данные по нагрузке каждой из ПС для потребления

$$\operatorname{tg}\varphi := 0.4 \quad \operatorname{tg}\varphi^2 := 0.1$$

$$P_1 := 4.9 \quad \text{МВт}$$

$$Q_1 := P_1 \cdot \operatorname{tg}\varphi = 1.96 \quad \text{Мвар}$$

$$P_2 := 2.25 \quad \text{МВт}$$

$$Q_2 := P_2 \cdot \operatorname{tg}\varphi = 0.9 \quad \text{Мвар}$$

$$P_3 := 310.1 \quad \text{МВт}$$

$$Q_3 := P_3 \cdot \operatorname{tg}\varphi^2 = 31.01 \quad \text{Мвар}$$

$$P_4 := 17.5 \quad \text{МВт}$$

$$Q_4 := P_4 \cdot \operatorname{tg}\varphi = 7 \quad \text{Мвар}$$

$$P_5 := 20.1 \quad \text{МВт}$$

$$Q_5 := P_5 \cdot \operatorname{tg}\varphi = 8.04 \quad \text{Мвар}$$

$$P_6 := 3.8 \quad \text{МВт}$$

$$Q_6 := P_6 \cdot \operatorname{tg}\varphi = 1.52 \quad \text{Мвар}$$

$$P_7 := 9.6 \quad \text{МВт}$$

$$Q_7 := P_7 \cdot \operatorname{tg}\varphi = 3.84 \quad \text{Мвар}$$

$$P_8 := 2.5 \quad \text{МВт}$$

$$Q_8 := P_8 \cdot \operatorname{tg}\varphi = 1 \quad \text{Мвар}$$

$$P_9 := 0.4 \quad \text{МВт}$$

$$Q_9 := P_9 \cdot \operatorname{tg}\varphi = 0.16 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{10} := 74.2 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{10} := P_{10} \cdot \operatorname{tg}\varphi^2 = 7.42 \quad \text{Мвар}$$

Для расчета вероятно-статических характеристик на основе контрольных данных замеров для ПС Долгучан рассмотрим пример ПС Угольная. Переведем данные в о.е.

$$P_{0.24} := \frac{21.66}{49.8} = 0.435 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{8.24} := \frac{21.61}{49.8} = 0.434 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{16.24} := \frac{24.15}{49.8} = 0.485 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{1.24} := \frac{21.53}{49.8} = 0.432 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{9.24} := \frac{21.98}{49.8} = 0.441 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{17.24} := \frac{24.42}{49.8} = 0.49 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{2.24} := \frac{21.77}{49.8} = 0.437 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{10.24} := \frac{22.86}{49.8} = 0.459 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{18.24} := \frac{25.08}{49.8} = 0.504 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{3.24} := \frac{21.07}{49.8} = 0.423 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{11.24} := \frac{23.61}{49.8} = 0.474 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{19.24} := \frac{25.04}{49.8} = 0.503 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{4.24} := \frac{20.68}{49.8} = 0.415 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{12.24} := \frac{23.58}{49.8} = 0.473 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{20.24} := \frac{24.06}{49.8} = 0.483 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{5.24} := \frac{20.77}{49.8} = 0.417 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{13.24} := \frac{23.52}{49.8} = 0.472 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{21.24} := \frac{23.27}{49.8} = 0.467 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{6.24} := \frac{21.06}{49.8} = 0.423 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{14.24} := \frac{23.7}{49.8} = 0.476 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{22.24} := \frac{22.16}{49.8} = 0.445 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{7.24} := \frac{21.58}{49.8} = 0.433 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{15.24} := \frac{23.4}{49.8} = 0.47 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{23.24} := \frac{21.24}{49.8} = 0.427 \quad \text{о.е.}$$

$$P_{\text{ср1}} := \frac{(P_1 \cdot P_{5.24} \cdot 5) + (P_1 \cdot P_{2.24} \cdot 7) + (P_1 \cdot P_{10.24} \cdot 2) + (P_1 \cdot P_{12.24} \cdot 5) + (P_1 \cdot P_{16.24} \cdot 3) + (P_1 \cdot P_{19.24} \cdot 2)}{24} = 2.224 \quad \text{МВт}$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

$$\begin{array}{lll}
 Q_{0.24} := \frac{7.48}{19.2} = 0.39 \quad \text{о.е.} & Q_{8.24} := \frac{7.43}{19.2} = 0.387 \quad \text{о.е.} & Q_{16.24} := \frac{7.05}{19.2} = 0.367 \quad \text{о.е.} \\
 Q_{1.24} := \frac{7.52}{19.2} = 0.392 \quad \text{о.е.} & Q_{9.24} := \frac{7.38}{19.2} = 0.384 \quad \text{о.е.} & Q_{17.24} := \frac{7.07}{19.2} = 0.368 \quad \text{о.е.} \\
 Q_{2.24} := \frac{7.6}{19.2} = 0.396 \quad \text{о.е.} & Q_{10.24} := \frac{7.43}{19.2} = 0.387 \quad \text{о.е.} & Q_{18.24} := \frac{6.87}{19.2} = 0.358 \quad \text{о.е.} \\
 Q_{3.24} := \frac{7.79}{19.2} = 0.406 \quad \text{о.е.} & Q_{11.24} := \frac{7.3}{19.2} = 0.38 \quad \text{о.е.} & Q_{19.24} := \frac{6.84}{19.2} = 0.356 \quad \text{о.е.} \\
 Q_{4.24} := \frac{7.76}{19.2} = 0.404 \quad \text{о.е.} & Q_{12.24} := \frac{7.49}{19.2} = 0.39 \quad \text{о.е.} & Q_{20.24} := \frac{6.57}{19.2} = 0.342 \quad \text{о.е.} \\
 Q_{5.24} := \frac{7.45}{19.2} = 0.388 \quad \text{о.е.} & Q_{13.24} := \frac{7.53}{19.2} = 0.392 \quad \text{о.е.} & Q_{21.24} := \frac{6.3}{19.2} = 0.328 \quad \text{о.е.} \\
 Q_{6.24} := \frac{7.35}{19.2} = 0.383 \quad \text{о.е.} & Q_{14.24} := \frac{7.6}{19.2} = 0.396 \quad \text{о.е.} & Q_{22.24} := \frac{6.65}{19.2} = 0.346 \quad \text{о.е.} \\
 Q_{7.24} := \frac{7.54}{19.2} = 0.393 \quad \text{о.е.} & Q_{15.24} := \frac{7.48}{19.2} = 0.39 \quad \text{о.е.} & Q_{23.24} := \frac{6.87}{19.2} = 0.358 \quad \text{о.е.}
 \end{array}$$

$$Q_{\text{ср1}} := \frac{(Q_1 \cdot Q_{21.24} \cdot 1) + (Q_1 \cdot Q_{20.24} \cdot 2) + (Q_1 \cdot Q_{18.24} \cdot 5) + (Q_1 \cdot Q_{6.24} \cdot 3) + (Q_1 \cdot P_{4.24} \cdot 3) + (Q_1 \cdot Q_{0.24} \cdot 10)}{24} = 0.742 \quad \text{Мвар}$$

Определим вероятностные характеристики мощности для ПС Аэропорт согласно контрольных замеров данных в МВт и Мвар

$$\begin{array}{lll}
 P_{01.24} := 1.5 \quad \text{МВт} & P_{03.24} := 1.6 \quad \text{МВт} & P_{05.24} := 1.7 \quad \text{МВт} \\
 P_{02.24} := 1.55 \quad \text{МВт} & P_{04.24} := 1.65 \quad \text{МВт} & P_{06.24} := 1.75 \quad \text{МВт}
 \end{array}$$

$$P_{\text{ср2}} := \frac{(P_{01.24} \cdot 4) + (P_{02.24} \cdot 3) + (P_{03.24} \cdot 1) + (P_{04.24} \cdot 4) + (P_{05.24} \cdot 6) + (P_{06.24} \cdot 6)}{24} = 1.648 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{01.24} := 0.48 \quad \text{Мвар} \quad Q_{03.24} := 0.55 \quad \text{Мвар} \quad Q_{05.24} := 0.6 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{02.24} := 0.5 \quad \text{Мвар} \quad Q_{04.24} := 0.58 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{ср2}} := \frac{(Q_{01.24} \cdot 7) + (Q_{02.24} \cdot 3) + (Q_{03.24} \cdot 6) + (Q_{04.24} \cdot 6) + (P_{05.24} \cdot 2)}{24} = 0.627 \quad \text{Мвар}$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

Определим эффективную мощность для ПС Долгучан и Аэропорт

$$P_{эф1} := \sqrt{\frac{[(P_1 \cdot P_{5.24})^2 \cdot 5] + [(P_1 \cdot P_{2.24})^2 \cdot 7] + [(P_1 \cdot P_{10.24})^2 \cdot 2] + [(P_1 \cdot P_{12.24})^2 \cdot 5] + [(P_1 \cdot P_{16.24})^2 \cdot 3] + [(P_1 \cdot P_{19.24})^2 \cdot 2]}{24}} = 2.228 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф1} := \sqrt{\frac{[(Q_1 \cdot Q_{21.24})^2 \cdot 1] + [(Q_1 \cdot Q_{20.24})^2 \cdot 2] + [(Q_1 \cdot Q_{18.24})^2 \cdot 5] + [(Q_1 \cdot Q_{6.24})^2 \cdot 3] + [(Q_1 \cdot P_{4.24})^2 \cdot 3] + [(Q_1 \cdot Q_{0.24})^2 \cdot 10]}{24}} = 0.744 \text{ Мвар}$$

$$P_{эф2} := \sqrt{\frac{(P_{01.24}^2 \cdot 4) + (P_{02.24}^2 \cdot 3) + (P_{03.24}^2 \cdot 1) + (P_{04.24}^2 \cdot 4) + (P_{05.24}^2 \cdot 6) + (P_{06.24}^2 \cdot 6)}{24}} = 1.65 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф2} := \sqrt{\frac{(Q_{01.24}^2 \cdot 7) + (Q_{02.24}^2 \cdot 3) + (Q_{03.24}^2 \cdot 6) + (Q_{04.24}^2 \cdot 6) + (Q_{05.24}^2 \cdot 2)}{24}} = 0.537 \text{ Мвар}$$

Определяем нагрузки, согласно СИПР ЕЭС России 2022-2028, на 2025 год:

$P_{ср11} := P_{ср1} = 2.224 \text{ МВт}$	$P_{ср12} := P_{ср2} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.759 \text{ МВт}$	$P_{ср2} = 1.648$
$Q_{ср11} := Q_{ср1} = 0.742 \text{ Мвар}$	$Q_{ср12} := Q_{ср2} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.669 \text{ Мвар}$	
$P_{11} := P_1 = 4.9 \text{ МВт}$	$P_{16} := P_6 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 4.056 \text{ МВт}$	
$Q_{11} := Q_1 = 1.96 \text{ Мвар}$	$Q_{16} := Q_6 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.623 \text{ Мвар}$	
$P_{12} := P_2 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 2.402 \text{ МВт}$	$P_{17} := P_7 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 10.248 \text{ МВт}$	
$Q_{12} := Q_2 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.961 \text{ Мвар}$	$Q_{17} := Q_7 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 4.099 \text{ Мвар}$	
$P_{13} := P_3 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 331.02 \text{ МВт}$	$P_{18} := P_8 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 2.669 \text{ МВт}$	
$Q_{13} := Q_3 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 33.102 \text{ Мвар}$	$Q_{18} := Q_8 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.067 \text{ Мвар}$	
$P_{14} := P_4 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 18.681 \text{ МВт}$	$P_{19} := P_9 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.427 \text{ МВт}$	
$Q_{14} := Q_4 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 7.472 \text{ Мвар}$	$Q_{19} := Q_9 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.171 \text{ Мвар}$	
$P_{15} := P_5 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 21.456 \text{ МВт}$	$P_{110} := P_{10} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 79.206 \text{ МВт}$	
$Q_{15} := Q_5 \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 8.582 \text{ Мвар}$	$Q_{110} := Q_{10} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 7.921 \text{ Мвар}$	

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

$$(P_{\Phi 11}) := \sqrt{\frac{[(P_{11} \cdot P_{5.24})^2 \cdot 5] + [(P_{11} \cdot P_{2.24})^2 \cdot 7] + [(P_{11} \cdot P_{10.24})^2 \cdot 2] + [(P_{11} \cdot P_{12.24})^2 \cdot 5] + [(P_{11} \cdot P_{16.24})^2 \cdot 3] + [(P_{11} \cdot P_{19.24})^2 \cdot 2]}{24}} = 2.228 \text{ МВт}$$

$$(Q_{\Phi 11}) := \sqrt{\frac{[(Q_{11} \cdot Q_{21.24})^2 \cdot 1] + [(Q_{11} \cdot Q_{20.24})^2 \cdot 2] + [(Q_{11} \cdot Q_{18.24})^2 \cdot 5] + [(Q_{11} \cdot Q_{6.24})^2 \cdot 3] + [(Q_{11} \cdot P_{4.24})^2 \cdot 3] + [(Q_{11} \cdot Q_{0.24})^2 \cdot 10]}{24}} = 0.744 \text{ Мвар}$$

$$P_{101.24} := P_{01.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.601 \text{ МВт}$$

$$P_{102.24} := P_{02.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.655 \text{ МВт}$$

$$P_{103.24} := P_{03.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.708 \text{ МВт}$$

$$P_{104.24} := P_{04.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.761 \text{ МВт}$$

$$P_{105.24} := P_{05.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.815 \text{ МВт}$$

$$P_{106.24} := P_{06.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.868 \text{ МВт}$$

$$P_{\Phi 12} := \sqrt{\frac{(P_{101.24}^2 \cdot 4) + (P_{102.24}^2 \cdot 3) + (P_{103.24}^2 \cdot 1) + (P_{104.24}^2 \cdot 4) + (P_{105.24}^2 \cdot 6) + (P_{106.24}^2 \cdot 6)}{24}} = 1.762 \text{ МВт}$$

$$Q_{101.24} := Q_{01.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.512 \text{ Мвар}$$

$$Q_{102.24} := Q_{02.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.534 \text{ Мвар}$$

$$Q_{103.24} := Q_{03.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.587 \text{ Мвар}$$

$$Q_{104.24} := Q_{04.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.619 \text{ Мвар}$$

$$Q_{105.24} := Q_{05.24} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.64 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\Phi 12} := \sqrt{\frac{(Q_{101.24}^2 \cdot 7) + (Q_{102.24}^2 \cdot 3) + (Q_{103.24}^2 \cdot 6) + (Q_{104.24}^2 \cdot 6) + (Q_{105.24}^2 \cdot 2)}{24}} = 0.573 \text{ Мвар}$$

$$k_{\pi} := 0.85$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

$$P_{\min 1} := P_{\text{cp1}} \cdot k_{\text{л}} = 1.89$$

$$Q_{\min 1} := Q_{\text{cp1}} \cdot k_{\text{л}} = 0.631$$

$$P_{\min 2} := 1.2$$

$$Q_{\min 2} := P_{\min 2} \cdot \text{tg} \varphi = 0.48$$

$$P_{\min 3} := 198.61 \cdot k_{\text{л}} = 168.819$$

$$Q_{\min 3} := P_{\min 3} \cdot \text{tg} \varphi_2 = 16.882$$

$$P_{\min 4} := 12.95$$

$$Q_{\min 4} := P_{\min 4} \cdot \text{tg} \varphi = 5.18$$

$$P_{\min 5} := 13.2$$

$$Q_{\min 5} := P_{\min 5} \cdot \text{tg} \varphi = 5.28$$

$$P_{\min 6} := 2.434 \cdot k_{\text{л}} = 2.069$$

$$Q_{\min 6} := P_{\min 6} \cdot \text{tg} \varphi = 0.828$$

$$P_{\min 7} := 7.06$$

$$Q_{\min 7} := P_{\min 7} \cdot \text{tg} \varphi = 2.824$$

$$P_{\min 8} := 1.44$$

$$Q_{\min 8} := P_{\min 8} \cdot \text{tg} \varphi = 0.576$$

$$P_{\min 9} := 0.4$$

$$Q_{\min 9} := P_{\min 9} \cdot \text{tg} \varphi = 0.16$$

$$P_{\min 10} := 50.1$$

$$Q_{\min 10} := P_{\min 10} \cdot \text{tg} \varphi_2 = 5.01$$

$$P_{\min 11} := P_{\min 1} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 2.018 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 11} := Q_{\min 1} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.674 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\min 12} := P_{\min 2} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.281 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 12} := Q_{\min 2} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.512 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\min 13} := P_{\min 3} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 180.207 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 13} := Q_{\min 3} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 18.021 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\min 14} := P_{\min 4} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 13.824 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 14} := Q_{\min 4} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 5.529 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\min 15} := P_{\min 5} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 14.091 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 15} := Q_{\min 5} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 5.636 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\min 16} := P_{\min 6} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 2.208 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 16} := Q_{\min 6} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.883 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\min 17} := P_{\min 7} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 7.536 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 17} := Q_{\min 7} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 3.015 \quad \text{Мвар}$$



## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

$$P_{\min 18} := P_{\min 8} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 1.537 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 18} := Q_{\min 8} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.615 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\min 19} := P_{\min 9} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.427 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 19} := Q_{\min 9} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 0.171 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\min 110} := P_{\min 10} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 53.48 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\min 110} := Q_{\min 10} \cdot (1 + 0.022)^{2025-2022} = 5.348 \quad \text{Мвар}$$

Определим напряжение по формуле Илларионова:

1 вариант

2 вариант

$$I_1 := 7.2 \quad P_1 := 4.9 \quad \text{МВт}$$

$$I_2 := 9.7 \quad P_2 := 4.9 \quad \text{МВт}$$

$$U_1 := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_1} + \frac{2500}{0.5P_1}}} = 30.291 \quad \text{кВ}$$

$$U_2 := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_2} + \frac{2500}{0.5P_2}}} = 30.543 \quad \text{кВ}$$

Принимаем номинальным напряжением 35 кВ

#### Расчет компенсации реактивной мощности

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность:

$$\text{tg}_{\varphi} := 0.4$$

$$Q_3 := P_1 \cdot \text{tg}_{\varphi} = 1.96 \quad \text{Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность:

$$\text{tg}_{\varphi 1} := 0.5$$

$$Q_{\max} := P_1 \cdot \text{tg}_{\varphi 1} = 2.45 \quad \text{Мвар}$$

Рассчитываем требуемую мощность КУ:

$$Q_{\text{КУ}} := Q_{\max} - Q_3 = 0.49 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{КУ1сш}} := 1.1 \cdot \frac{Q_{\text{КУ}}}{2} = 0.27 \quad \text{Мвар}$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

Для ПС Долгучан примем УКРМ-56-6.3-245-(2\*225) УЗ

$$Q_{\text{куф}} := 0.45 \cdot 2 = 0.9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{неск}} := Q_{\text{max}} - Q_{\text{куф}} = 1.55 \text{ Мвар}$$

**Выбор сечений новых линий ЛЭП**

$$I_{\text{max}} := \frac{\sqrt{P_1^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{35 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 84.777 \text{ кА}$$

$$\alpha_{\text{Г}} := 1.05 \quad \alpha_{\text{Т}} := 1.08$$

$$I_{\text{р}} := I_{\text{max}} \cdot \alpha_{\text{Г}} \cdot \alpha_{\text{Т}} = 96.137 \text{ кА}$$

Для установки примем провод АС-50/8

**Выбор числа и мощности силовых трансформаторов**

$$P_{\text{ср}} := 2.224 \text{ МВт}$$

$$S_{\text{р}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{2 \cdot 0.7} = 1.936 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТМН-2500/35 и проверяем его по коэффициентам нормальной работы и п/а режимов:

$$k_{\text{нр}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{2 \cdot 2.5} = 0.542$$

$$k_{\text{па}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{2.5} = 1.084$$

Выбранный трансформатор при нормальном режиме не превышает 0.75, а при послеаварийном 1.4. Значит он удовлетворяет условиям и подходит для дальнейшего рассмотрения

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

#### Сопrotивление генераторов

*Прямая последовательность*

**Нерюнгринская ГРЭС**

ТГВ-200-2МУЗ

$$x_{d1пр} := 0.213 \text{ Ом} \quad U_{ном1} := 15.75 \text{ кВ}$$

$$P_{Г1} := 200 \text{ МВт} \quad \cos \varphi_1 := 0.85$$

$$I_{Г1} := \frac{P_{Г1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном1} \cdot \cos \varphi_1} = 8.625 \text{ кА}$$

$$S_1 := U_{ном1} \cdot I_{Г1} \cdot \sqrt{3} = 235.294 \text{ МВА}$$

$$x_{1пр} := x_{d1пр} \cdot \frac{U_{ном1}^2}{S_1} = 0.225 \text{ Ом}$$

**Чульманская ТЭЦ**

Т-2-12-2УЗ

$$x_{d2пр} := 0.114 \text{ Ом} \quad U_{ном2} := 6.3 \text{ кВ}$$

$$P_{Г2} := 12 \text{ МВт} \quad \cos \varphi_2 := 0.8$$

$$I_{Г2} := \frac{P_{Г2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2} \cdot \cos \varphi_2} = 1.375 \text{ кА}$$

$$S_2 := U_{ном2} \cdot I_{Г2} \cdot \sqrt{3} = 15 \text{ МВА}$$

$$x_{2пр} := x_{d2пр} \cdot \frac{U_{ном2}^2}{S_2} = 0.302 \text{ Ом}$$

*Обратная последовательность*

$$x_{1обр} := x_{d1пр} \cdot 1.22 = 0.26 \text{ Ом}$$

$$x_{2обр} := x_{d2пр} \cdot 1.22 = 0.139 \text{ Ом}$$

#### Расчет ударного тока при ТКЗ

$$T_{a1} := 0.02 \quad T_{a2} := 0.03$$

$$I_{ПО31} := 3.487 \text{ кА}$$

$$I_{ПО32} := 2.307 \text{ кА}$$

$$I_{ПО33} := 9.07 \text{ кА}$$

$$K_{уд1} := 1 + e^{\frac{0.001}{T_{a1}}} = 2.051 \quad K_{уд2} := 1 + e^{\frac{0.001}{T_{a2}}} = 2.034$$

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot K_{уд1} \cdot I_{ПО31} = 10.116 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot K_{уд2} \cdot I_{ПО32} = 6.636 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot K_{уд1} \cdot I_{ПО33} = 26.311 \text{ кА}$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

#### Технический анализ вариантов

##### 1) Расчет капиталовложений:

$$k_{\text{пост}} := 18680 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ру}} := 600 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ку}} := 262.2 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{п}} := 3.05$$

$$k_{\text{з}} := 1.4$$

$$k_{\text{тр}} := 2068 \text{ тыс. руб}$$

$$S_{\text{отз}} := 1200 \text{ м}^2$$

$$Ц_{\text{отз}} := 3.18 \text{ тыс. руб}$$

##### 1 вариант

$$k_{\text{отз1}} := S_{\text{отз}} \cdot Ц_{\text{отз}} = 3.816 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ру1}} := 2 \cdot k_{\text{ру}} = 1.2 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{тр1}} := k_{\text{тр}} \cdot 2 = 4.136 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ку1}} := k_{\text{ку}} \cdot 2 = 524.4 \text{ тыс. руб}$$

##### 2 вариант

$$k_{\text{отз2}} := S_{\text{отз}} \cdot Ц_{\text{отз}} = 3.816 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ру2}} := 2 \cdot k_{\text{ру}} = 1.2 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{тр2}} := k_{\text{тр}} \cdot 2 = 4.136 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ку2}} := k_{\text{ку}} \cdot 2 = 524.4 \text{ тыс. руб}$$

##### Суммарные капиталовложения в ПС:

$$k_{\text{ПС1}} := (k_{\text{отз1}} + k_{\text{пост}} + k_{\text{ру1}} + k_{\text{тр1}} + k_{\text{ку1}}) \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{з}} = 1.211 \times 10^5$$

$$k_{\text{ПС2}} := (k_{\text{отз2}} + k_{\text{пост}} + k_{\text{ру2}} + k_{\text{тр2}} + k_{\text{ку2}}) \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{з}} = 1.211 \times 10^5$$

##### Капиталовложения в ЛЭП:

$$S_{\text{отзЛ}} := 65 \text{ м}^2$$

$$З_{\text{прЛ}} := 165 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{о1}} := 687.5 \text{ тыс. руб}$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

#### 1 вариант

$$l_1 := 14.4 \text{ км}$$

$$k_{\text{отзЛ1}} := l_1 \cdot S_{\text{отзЛ}} \cdot \rho_{\text{отз}} + Z_{\text{прЛ}} \cdot l_1 = 5.352 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ЛП1}} := k_{\text{о1}} \cdot l_1 = 9.9 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

#### 2 вариант

$$l_2 := 19.4 \text{ км}$$

$$k_{\text{отзЛ2}} := l_2 \cdot S_{\text{отзЛ}} \cdot \rho_{\text{отз}} + Z_{\text{прЛ}} \cdot l_2 = 7.211 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ЛП2}} := k_{\text{о1}} \cdot l_2 = 1.334 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

#### Суммарные капиталовложения в ЛЭП:

$$k_{\text{ЛЭП1}} := (k_{\text{отзЛ1}} + k_{\text{ЛП1}}) \cdot 2 \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{з}} = 1.303 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ЛЭП2}} := (k_{\text{отзЛ2}} + k_{\text{ЛП2}}) \cdot 2 \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{з}} = 1.755 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

#### Общие капитальные вложения на ЛЭП и ПС:

$$k_{\text{сх1}} := k_{\text{ПС1}} + k_{\text{ЛЭП1}} = 2.513 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{сх2}} := k_{\text{ПС2}} + k_{\text{ЛЭП2}} = 2.966 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

#### 2) Расчет эксплуатационных издержек:

$$d_{\text{Новл1}} := 0.008 \quad T_{\text{max}} := 5800 \text{ ч/год}$$

$$d_{\text{Нопс1}} := 0.044 \quad I_{\text{max1}} := 84.78 \text{ А}$$

$$T_{\text{ср}} := 20 \text{ лет} \quad \Delta P_{\text{С1}} := 0.014$$

$$r_0 := 0.65 \text{ Ом/км} \quad \Delta P_{\text{Мном1}} := 0.058$$

$$E_{\text{Н}} := 0.1 \quad T_{\text{год}} := 8760 \text{ ч}$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

**Амортизационные и эксплуатационные издержки:**

**1 вариант**

$$I_{ЭиР1} := d_{НОВл1} \cdot k_{ЛЭП1} + d_{НОпс1} \cdot k_{ПС1} = 6.37 \times 10^3 \quad \text{тыс. руб}$$

$$I_{АМ1} := \frac{k_{сх1}}{T_{ср}} = 1.257 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

**2 вариант**

$$I_{ЭиР2} := d_{НОВл1} \cdot k_{ЛЭП2} + d_{НОпс1} \cdot k_{ПС2} = 6.731 \times 10^3 \quad \text{тыс. руб}$$

$$I_{АМ2} := \frac{k_{сх2}}{T_{ср}} = 1.483 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

**Издержки сетевой организации:**

**1 вариант**       $P_{эф} := 2.228$        $Q_{неск} := 1.55$

$$R_{Л1} := \frac{1}{2} \cdot r_0 \cdot l_1 = 4.68 \quad \text{Ом} \quad U_{НОМ} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta W_{Л1} := \frac{P_{эф}^2 \cdot Q_{неск}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{Л1} \cdot T_{год} \cdot 10^{-3} = 0.399 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{тр1} := 2 \cdot \Delta P_{С1} + 0.5 \cdot \Delta P_{Мном1} \cdot \left( \frac{2457}{2500} \right)^2 \cdot 10^{-3} = 0.028 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{ТР1} := \Delta W_{тр1} \cdot T_{max} = 162.562 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{сх1} := \Delta W_{Л1} + \Delta W_{ТР1} = 162.962 \quad \text{МВт}$$

$$I_{\Delta W.сх1} := \Delta W_{сх1} \cdot 2 = 325.923 \quad \text{тыс. руб}$$

$$I_{сх1} := I_{\Delta W.сх1} + I_{ЭиР1} + I_{АМ1} = 1.926 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

#### 2 вариант

$$R_{Л2} := \frac{1}{2} \cdot r_0 \cdot l_2 = 6.305 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{Л2} := \frac{P_{эф}^2 \cdot Q_{неск}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л2} \cdot T_{год} \cdot 10^{-3} = 0.538 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{тр2} := 2 \cdot \Delta P_{С1} + 0.5 \cdot \Delta P_{Мном1} \cdot \left( \frac{2457}{2500} \right)^2 \cdot 10^{-3} = 0.028 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{ТР2} := \Delta W_{тр2} \cdot T_{max} = 162.562 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{сх2} := \Delta W_{Л2} + \Delta W_{ТР2} = 163.1 \text{ МВт}$$

$$И_{\Delta W.сх2} := \Delta W_{сх2} \cdot 2 = 326.2 \text{ тыс. руб}$$

$$И_{сх2} := И_{\Delta W.сх2} + И_{ЭиР2} + И_{АМ2} = 2.189 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

#### 3) Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

$$З_{сх1} := И_{сх1} + E_H \cdot k_{сх1} = 4.44 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$З_{сх2} := И_{сх2} + E_H \cdot k_{сх2} = 5.154 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем вариант №1

#### Расчет ЧДД

$$K_{ПС} := k_{сх1} = 2.513 \times 10^5$$

$$И_{ПС} := И_{сх1} = 1.926 \times 10^4$$

$$T_{стр} := 1$$

$$K_{год} := \frac{K_{ПС}}{T_{стр}} = 2.513 \times 10^5$$

$$И_{год} := \frac{И_{ПС}}{20} = 963.124$$

## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

$$P_{\max} := 4.9$$

$$T_{\max} = 5.8 \times 10^3$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\max} \cdot T_{\max} = 2.842 \times 10^4$$

$$\mathcal{E}_{\text{стоимость}} := 5.53 \text{ руб}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{стоимость}} = 1.572 \times 10^5$$

$$Z_1 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -2.523 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_2 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = 1.42 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_3 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = 1.291 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_4 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = 1.174 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_5 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 1.067 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_6 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 9.699 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_7 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 8.817 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_8 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 8.016 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_9 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 7.287 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{10} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 6.624 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{11} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 6.022 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{12} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 5.475 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{13} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 4.977 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{14} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 4.525 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{15} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 4.113 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$



## Продолжение Приложения Г

### Расчет в ПВК MathCad 15

$$Z_{16} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 3.739 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{17} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 3.399 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{18} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 3.09 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{19} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 2.809 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{20} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 2.554 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

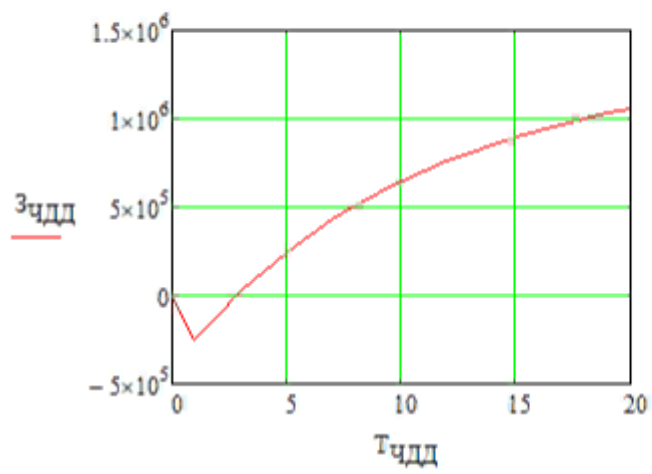
$$Z_{\text{чдд10}} := Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_9 + Z_{10} = 6.473 \times 10^5$$

$$Z_{\text{чдд15}} := Z_{\text{чдд10}} + Z_{11} + Z_{12} + Z_{13} + Z_{14} + Z_{15} = 8.984 \times 10^5$$

$$Z_{\text{чдд20}} := Z_{\text{чдд15}} + Z_{16} + Z_{17} + Z_{18} + Z_{19} + Z_{20} = 1.054 \times 10^6$$

		0
		$Z_1$
		$Z_1 + Z_2$
		$Z_1 + Z_2 + Z_3$
		$Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4$
		$Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5$
		$Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6$
		$Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7$
		$Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_8$
		$Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_9$
		$Z_{\text{чдд10}}$
		$Z_{\text{чдд10}} + Z_{11}$
		$Z_{\text{чдд10}} + Z_{11} + Z_{12}$
		$Z_{\text{чдд10}} + Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}$
		$Z_{\text{чдд10}} + Z_{11} + Z_{12} + Z_{13} + Z_{14}$
		$Z_{\text{чдд15}}$
		$Z_{\text{чдд15}} + Z_{16}$
		$Z_{\text{чдд15}} + Z_{16} + Z_{17}$
		$Z_{\text{чдд15}} + Z_{16} + Z_{17} + Z_{18}$

Продолжение Приложения Г  
Расчет в ПВК MathCad 15



Срок окупаемости: примерно 7-8 лет

Чдд через 20 лет: 343 млн рублей

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет токов короткого замыкания на подстанции Долгучан в RastrWin3

Таблица Д.1 – Узлы при расчете ТКЗ линии ПС Долгучан – отп. на линии ЧТЭЦ – ПС Аэропорт

Узлы/Несим/МД									Ветви/Несим/МД									Генератор/Несим									Состав/Несим									Граф								
	О	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном																																				
1	<input type="checkbox"/>			у	1	НГРЭС Блок 1		16																																				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	НГРЭС Блок 2		16																																				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	НГРЭС Блок 3		16																																				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г1 ЧТЭЦ		6																																				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Г2 ЧТЭЦ		6																																				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г3 ЧТЭЦ		6																																				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г4 ЧТЭЦ		6																																				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	С1 220 кВ НГРЭС		220																																				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	С2 220 кВ НГРЭС		220																																				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	На ПС 220 кВ Тында		220																																				
11	<input type="checkbox"/>			у	11	На ПС 220 кВ НПС-19		220																																				
12	<input type="checkbox"/>			зак	12	Нейтраль Т1 НГРЭС		220																																				
13	<input type="checkbox"/>			зак	13	Нейтраль Т2 НГРЭС		220																																				
14	<input type="checkbox"/>			у	14	НН 35 кВ НГРЭС		35																																				
15	<input type="checkbox"/>			у	15	НН 35 кВ НГРЭС		35																																				
16	<input type="checkbox"/>			у	16	С1 110 кВ НГРЭС		110																																				
17	<input type="checkbox"/>			у	17	С2 110 кВ НГРЭС		110																																				
18	<input type="checkbox"/>			у	18	На ПС 110 кВ Обога...		110																																				
19	<input type="checkbox"/>			у	19	На ПС 110 кВ СХК		110																																				
20	<input type="checkbox"/>			у	20	Отпайка 1		110																																				
21	<input type="checkbox"/>			у	21	На ПС 110 кВ ВПК		110																																				
22	<input type="checkbox"/>			у	22	На ПС 110 кВ Дежнев...		110																																				
23	<input type="checkbox"/>			у	23	На ПС 110 кВ Комсом...		110																																				
24	<input type="checkbox"/>			у	24	На ПС 110 кВ Денисо...		110																																				
25	<input type="checkbox"/>			у	25	Отпайка 2		110																																				
26	<input type="checkbox"/>			у	26	Отпайка 3		110																																				
27	<input type="checkbox"/>			у	27	Отпайка 4		110																																				
28	<input type="checkbox"/>			у	28	Отпайка 5		110																																				
29	<input type="checkbox"/>			у	29	Отпайка 6		110																																				
30	<input type="checkbox"/>			у	30	Отпайка 7		110																																				
31	<input type="checkbox"/>			у	31	С1 110 кВ ЧТЭЦ		110																																				
32	<input type="checkbox"/>			у	32	С2 110 кВ ЧТЭЦ		110																																				
33	<input type="checkbox"/>			у	33	На ПС 110 кВ Хатыми		110																																				
34	<input type="checkbox"/>			зак	34	Нейтраль Т1 ЧТЭЦ		110																																				
35	<input type="checkbox"/>			зак	35	Нейтраль Т2 ЧТЭЦ		110																																				
36	<input type="checkbox"/>			у	36	ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт		35																																				
37	<input type="checkbox"/>			у	37	ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт		35																																				
38	<input type="checkbox"/>			у	38	НН1 ПС 35 кВ Аэропорт		6																																				
39	<input type="checkbox"/>			у	39	НН2 ПС 35 кВ Аэропорт		6																																				
40	<input type="checkbox"/>			у	40	НН3 ПС 35 кВ Аэропорт		6																																				
41	<input type="checkbox"/>			у	41	НН1 ЧТЭЦ		6																																				
42	<input type="checkbox"/>			у	42	НН2 ЧТЭЦ		6																																				
43	<input type="checkbox"/>			у	43	СН1 ЧТЭЦ		35																																				
44	<input type="checkbox"/>			у	44	СН2 ЧТЭЦ		35																																				
45	<input type="checkbox"/>			у	45	Отпайка 1 на Долгуч...		35																																				
46	<input type="checkbox"/>			у	46	Отпайка 2 на Долгуч...		35																																				
47	<input type="checkbox"/>			у	47	ВН1 ПС 35 кВ Долгучан		35																																				
48	<input type="checkbox"/>			у	48	ВН2 ПС 35 кВ Долгучан		35																																				
49	<input type="checkbox"/>			у	49	НН1 ПС 35 кВ Долгуч...		6																																				
50	<input type="checkbox"/>			у	50	НН2 ПС 35 кВ Долгуч...		6																																				

## Продолжение Приложения Д

Расчет токов короткого замыкания на подстанции Долгучан в RastrWin3

Таблица Д.2 – Ветви при расчете ТКЗ линии ПС Долгучан – отп. на линии ЧТЭЦ – ПС Аэропорт

Узлы/Неоси/МД																		
Ветви/Неоси/МД				Генератор/Неоси				Состав/Неоси				Графика						
	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	B	G	БД...	N_анц	Kт/r	г0	x0
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	16	1		С1 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3			0.130		
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	17	2		С2 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3			0.130		
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	9	3		С2 220 кВНГРЭС - НГРЭС ...	0.61	25.77	38.4	8.2			0.065		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	32	4		С2 110 кВ ЧТЭЦ - Г1 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9			0.057		
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	32	5		С2 110 кВ ЧТЭЦ - Г2 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9			0.057		
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	31	6		С1 110 кВ ЧТЭЦ - Г3 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9			0.057		
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	32	7		С2 110 кВ ЧТЭЦ - Г4 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9			0.057		
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	12		С1 220 кВ НГРЭС - Нейтр...	0.52	59.25	23.6	2.5			1.000		
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	9	13		С2 220 кВНГРЭС - Нейтра...	0.52	59.25	23.6	2.5			1.000		
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	14		Нейтраль Т1 НГРЭС - НН ...	1.02	131.19					0.167		
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	13	15		Нейтраль Т2 НГРЭС - НН ...	1.02	131.19					0.167		
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	16		Нейтраль Т1 НГРЭС - С1 ...	0.52						0.526		
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	13	17		Нейтраль Т2 НГРЭС - С2 ...	0.52						0.526		
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	31	34		С1 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5			1.000		
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	32	35		С2 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5			1.000		
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	34	44		Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - СН2 ...	2.58						0.335		
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	35	43		Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - СН1 ...	2.58						0.335		
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	34	41		Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - НН1 ...	6.56	51.66					0.057		
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	35	42		Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - НН2 ...	6.56	51.66					0.057		
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	36	38		ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3			0.180		
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	37	39		ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3			0.171		
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	37	40		ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3			0.171		
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	8	10		С1 220 кВ НГРЭС - На ПС ...	18.45	79.34	-487.1	9.2				238.005	
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	9	10		С2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	18.45	79.34	-487.1	9.2				238.005	
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	8	11		С1 220 кВ НГРЭС - На ПС ...	27.45	118.04	-724.7	13.7				354.105	
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	9	11		С2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	27.45	118.04	-724.7	13.7				354.105	
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	16	18		С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6				21.420	
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	17	18		С2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6				21.420	
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	16	19		С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.15	2.95	-19.8				8.856		
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	17	19		С2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.31	3.36	-22.6				10.086		
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	16	21		С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.44	3.69	-24.8				11.070		
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	17	20		С2 110 кВ НГРЭС - Отпай...	0.34	0.86	-5.8				2.583		
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	20	21		Отпайка 1 - На ПС 110 кВ...	1.12	2.87	-19.3				8.610		
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	16	29		С1 110 кВ НГРЭС - Отпай...	1.26	3.22	-21.6				9.657		
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	20	30		Отпайка 1 - Отпайка 7	1.26	3.22	-21.6				9.657		
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	29	22		Отпайка 6 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				2.580		
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	30	22		Отпайка 7 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				2.580		
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	29	27		Отпайка 6 - Отпайка 4	1.26	3.22	-21.6				9.657		
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	30	28		Отпайка 7 - Отпайка 5	1.26	3.22	-21.6				9.657		
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	27	23		Отпайка 4 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				2.580		
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	28	23		Отпайка 5 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				2.580		
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	27	25		Отпайка 4 - Отпайка 2	0.37	0.94	-6.3				2.829		
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	28	26		Отпайка 5 - Отпайка 3	0.37	0.94	-6.3				2.829		
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	25	24		Отпайка 2 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1				4.902		
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	26	24		Отпайка 3 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1				4.902		
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	25	31		Отпайка 2 - С1 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5				10.947		
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	26	32		Отпайка 3 - С2 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5				10.947		
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	31	33		С1 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4				59.340		
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	32	33		С2 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4				59.340		
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	43	45		СН1 ЧТЭЦ - Отпайка 1 на...	0.62	0.84					2.520		
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	44	46		СН2 ЧТЭЦ - Отпайка 2 на...	0.62	0.84					2.520		
52	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	8	9		С1 220 кВ НГРЭС - С2 22...									
53	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	16	17		С1 110 кВ НГРЭС - С2 110...									
54	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	31	32		С1 110 кВ ЧТЭЦ - С2 110 ...									
55	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	14	15		НН 35 кВ НГРЭС - НН 35 к...									
56	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	43	44		СН1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ									
57	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	36	37		ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...									
58	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	38	39		НН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...									
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	45	36		Отпайка 1 на Долгучан - ...	1.55	2.10					6.300		
60	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	46	37		Отпайка 2 на Долгучан - ...	1.55	2.10					6.300		
61	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	45	47		Отпайка 1 на Долгучан - ...	4.32	2.59					7.776		
62	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	46	48		Отпайка 2 на Долгучан - ...	4.32	2.59					7.776		
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	47	49		ВН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0			0.171		14.580
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	48	50		ВН2 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0			0.171		14.580
65	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	49	50		НН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...									

## Продолжение Приложения Д

### Расчет токов короткого замыкания на подстанции Долгучан в RastrWin3

Таблица Д.3 – Генераторы при расчете ТКЗ линии ПС Долгучан – отп. на линии ЧТЭЦ – ПС Аэропорт

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол
1	1	1	ТГ1 НГРЭС	1		0.225		0.225		0.260	15.750			
2		2	ТГ2 НГРЭС	2		0.225		0.225		0.260	15.750			
3		3	ТГ3 НГРЭС	3		0.225		0.225		0.260	15.750			
4		4	ТГ1 ЧТЭЦ	4		0.302		0.302		0.139	6.300			
5		5	ТГ2 ЧТЭЦ	5		0.302		0.302		0.139	6.300			
6		6	ТГ3 ЧТЭЦ	6		0.302		0.302		0.139	6.300			
7		7	ТГ4 ЧТЭЦ	7		0.302		0.302		0.139	6.300			

Таблица Д.4 – Расчет токов короткого замыкания линии ПС Долгучан – отп. на линии ЧТЭЦ – ПС Аэропорт

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1	1	1	4Ф	45					1.5577	-82.83			1.5577	-82.83			1.5577	-82.83		

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1 1	I2	d1 2	I0	d1 0	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1	1	1	ТГ1 НГРЭС	1	0.225	0.260			15.750		0.288	21.523	1.092	-80.775	1.068	-65.524	0.900	26.810	-1.369	-24.438						
2	2	2	ТГ2 НГРЭС	2	0.225	0.260			15.750		0.288	21.533	1.092	-80.775	1.068	-65.523	0.900	26.807	-1.369	-24.436						
3	3	3	ТГ3 НГРЭС	3	0.225	0.260			15.750		0.576	63.389	0.807	-80.763	0.479	-35.979	0.943	1.786	-1.354	-10.732						
4	4	4	ТГ1 ЧТЭЦ	4	0.302	0.139			6.300		-0.293	-85.238	0.702	-87.931	0.409	-89.857	0.894	16.076	-0.875	-10.644						
5	5	5	ТГ2 ЧТЭЦ	5	0.302	0.139			6.300		-0.293	-85.239	0.702	-87.932	0.409	-89.858	0.894	16.076	-0.875	-10.644						
6	6	6	ТГ3 ЧТЭЦ	6	0.302	0.139			6.300		-0.293	-85.239	0.702	-87.932	0.409	-89.858	0.894	16.076	-0.875	-10.644						
7	7	7	ТГ4 ЧТЭЦ	7	0.302	0.139			6.300		-0.293	-85.239	0.702	-87.932	0.409	-89.858	0.894	16.076	-0.875	-10.644						

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1	1	1	3Ф	45					1.5577	-82.83			1.5577	-82.83			1.5577	-82.83		

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1 1	I2	d1 2	I0	d1 0	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1	1	1	ТГ1 НГРЭС	1	0.225	0.260			15.750		1.482	-68.324	1.482	-68.323	1.482	-68.323	-1.482	-8.324	0.716	69.900						
2	2	2	ТГ2 НГРЭС	2	0.225	0.260			15.750		1.482	-68.323	1.482	-68.323	1.482	-68.323	-1.482	-8.323	0.716	69.900						
3	3	3	ТГ3 НГРЭС	3	0.225	0.260			15.750		0.716	-50.100	0.367	-89.401	0.367	-89.402	-0.367	-29.401	0.367	30.598						
4	4	4	ТГ1 ЧТЭЦ	4	0.302	0.139			6.300		0.367	-89.401	0.367	-89.401	0.367	-89.401	-0.367	-29.401	0.367	30.598						
5	5	5	ТГ2 ЧТЭЦ	5	0.302	0.139			6.300		0.367	-89.402	0.367	-89.402	0.367	-89.402	-0.367	-29.402	0.367	30.598						
6	6	6	ТГ3 ЧТЭЦ	6	0.302	0.139			6.300		0.367	-89.402	0.367	-89.402	0.367	-89.402	-0.367	-29.402	0.367	30.598						
7	7	7	ТГ4 ЧТЭЦ	7	0.302	0.139			6.300		0.367	-89.402	0.367	-89.402	0.367	-89.402	-0.367	-29.402	0.367	30.598						

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1	1	1	1Ф1Ф	45					2.9093	-82.94			-0.5960	-76.63			-2.3178	-84.56		

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1 1	I2	d1 2	I0	d1 0	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1	1	1	ТГ1 НГРЭС	1	0.225	0.260			15.750		1.026	-65.456	-0.418	-74.577	0.617	-99.297	-1.330	8.649	1.239	36.170						
2	2	2	ТГ2 НГРЭС	2	0.225	0.260			15.750		1.026	-65.455	-0.418	-74.577	0.617	-99.295	-1.330	8.651	1.238	36.170						
3	3	3	ТГ3 НГРЭС	3	0.225	0.260			15.750		0.438	-31.795	-0.309	-74.565	0.288	-12.981	-0.739	35.318	0.477	49.043						
4	4	4	ТГ1 ЧТЭЦ	4	0.302	0.139			6.300		-0.169	82.951	-0.268	-81.734	-0.114	-58.767	-0.352	10.550	0.406	-4.725						
5	5	5	ТГ2 ЧТЭЦ	5	0.302	0.139			6.300		-0.169	82.950	-0.268	-81.734	-0.114	-58.767	-0.352	10.549	0.406	-4.725						
6	6	6	ТГ3 ЧТЭЦ	6	0.302	0.139			6.300		-0.169	82.950	-0.268	-81.734	-0.114	-58.767	-0.352	10.550	0.406	-4.725						
7	7	7	ТГ4 ЧТЭЦ	7	0.302	0.139			6.300		-0.169	82.950	-0.268	-81.734	-0.114	-58.767	-0.352	10.549	0.406	-4.725						

## Продолжение Приложения Д

### Расчет токов короткого замыкания на подстанции Долгучан в RastrWin3

Таблица Д.5 – Расчет эквивалентного сопротивления на ВН ПС Долгучан с помощью шунта

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r 1	x 1	I 2	d1 2	r 2	x 2	I 0	d1 0	r 0	x 0
1	1	1	Шунт	47							4.4208	9.4752			4.4208	9.4752				7.7056

Таблица Д.6 – Расчет токов короткого замыкания на ВН ПС Долгучан

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r 1	x 1	I 2	d1 2	r 2	x 2	I 0	d1 0	r 0	x 0
1	1	1	1φ	47					0.8606	-71.56			0.8606	-71.56			0.8606	-71.56		

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																						
S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1 1	I2	d1 2	I0	d1 0	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1		1	ТГ1 НРЭС	1	0.225	0.260					15.750				0.743	65.268	0.603	-69.489			0.533	11.864	0.824	-9.835	-1.335	-1.342
2		2	ТГ2 НРЭС	2	0.225	0.260					15.750				0.743	65.270	0.603	-69.489			0.533	11.860	0.825	-9.836	-1.335	-1.341
3		3	ТГ3 НРЭС	3	0.225	0.260					15.750				0.968	72.628	0.446	-69.478			0.674	48.666	1.008	-21.403	-1.391	5.702
4		4	ТГ1 ЧТЭЦ	4	0.302	0.139					6.300				0.536	86.790	0.387	-76.646			0.198	52.934	0.731	-2.164	-0.860	8.739
5		5	ТГ2 ЧТЭЦ	5	0.302	0.139					6.300				0.536	86.790	0.387	-76.647			0.198	52.934	0.731	-2.165	-0.860	8.738
6		6	ТГ3 ЧТЭЦ	6	0.302	0.139					6.300				0.536	86.790	0.387	-76.647			0.198	52.934	0.731	-2.165	-0.860	8.738
7		7	ТГ4 ЧТЭЦ	7	0.302	0.139					6.300				0.536	86.790	0.387	-76.647			0.198	52.934	0.731	-2.165	-0.860	8.738

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r 1	x 1	I 2	d1 2	r 2	x 2	I 0	d1 0	r 0	x 0
1	1	1	2φ	47					1.1566	-64.89			-1.1566	-64.89						

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																						
S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1 1	I2	d1 2	I0	d1 0	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1		1	ТГ1 НРЭС	1	0.225	0.260					15.750				0.698	45.823	-0.811	-62.815			1.227	84.581	-1.375	79.567	0.187	44.547
2		2	ТГ2 НРЭС	2	0.225	0.260					15.750				0.698	45.826	-0.811	-62.815			1.227	84.581	-1.375	79.569	0.187	44.551
3		3	ТГ3 НРЭС	3	0.225	0.260					15.750				0.900	62.545	-0.599	-62.803			1.339	83.948	1.272	-82.792	-0.309	12.964
4		4	ТГ1 ЧТЭЦ	4	0.302	0.139					6.300				0.459	78.046	-0.521	-69.971			-0.942	-84.926	0.706	-89.455	0.245	-71.750
5		5	ТГ2 ЧТЭЦ	5	0.302	0.139					6.300				0.459	78.046	-0.521	-69.972			-0.942	-84.926	0.706	-89.456	0.245	-71.751
6		6	ТГ3 ЧТЭЦ	6	0.302	0.139					6.300				0.459	78.046	-0.521	-69.972			-0.942	-84.926	0.706	-89.456	0.245	-71.750
7		7	ТГ4 ЧТЭЦ	7	0.302	0.139					6.300				0.459	78.046	-0.521	-69.972			-0.942	-84.926	0.706	-89.456	0.245	-71.751

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r 1	x 1	I 2	d1 2	r 2	x 2	I 0	d1 0	r 0	x 0
1	1	1	3φ	47					2.3071	-64.89										

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																						
S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1 1	I2	d1 2	I0	d1 0	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1		1	ТГ1 НРЭС	1	0.225	0.260					15.750				0.939	-18.463					0.939	-18.463	-0.939	41.537	-0.939	-78.463
2		2	ТГ2 НРЭС	2	0.225	0.260					15.750				0.939	-18.460					0.939	-18.460	-0.939	41.540	-0.939	-78.460
3		3	ТГ3 НРЭС	3	0.225	0.260					15.750				0.741	17.761					0.741	17.761	-0.741	77.761	-0.741	-42.239
4		4	ТГ1 ЧТЭЦ	4	0.302	0.139					6.300				0.234	19.595					0.234	19.595	-0.234	79.595	-0.234	-40.405
5		5	ТГ2 ЧТЭЦ	5	0.302	0.139					6.300				0.234	19.595					0.234	19.595	-0.234	79.595	-0.234	-40.405
6		6	ТГ3 ЧТЭЦ	6	0.302	0.139					6.300				0.234	19.595					0.234	19.595	-0.234	79.595	-0.234	-40.405
7		7	ТГ4 ЧТЭЦ	7	0.302	0.139					6.300				0.234	19.595					0.234	19.595	-0.234	79.595	-0.234	-40.405

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r 1	x 1	I 2	d1 2	r 2	x 2	I 0	d1 0	r 0	x 0
1	1	1	1φ	47					1.6203	-69.23			-0.7059	-54.83						

Узлы/Неисл/МД	Ветви/Неисл/МД	Генератор/Неисл	Состав/Неисл	Графика																						
S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1 1	I2	d1 2	I0	d1 0	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1		1	ТГ1 НРЭС	1	0.225	0.260					15.750				0.580	13.867	-0.495	-52.758			0.594	63.706	-1.073	70.816	0.488	79.478
2		2	ТГ2 НРЭС	2	0.225	0.260					15.750				0.580	13.873	-0.495	-52.758			0.594	63.709	-1.073	70.819	0.488	79.483
3		3	ТГ3 НРЭС	3	0.225	0.260					15.750				0.715	48.927	-0.366	-52.746			0.867	73.332	1.018	-84.891	-0.386	-28.416
4		4	ТГ1 ЧТЭЦ	4	0.302	0.139					6.300				0.306	69.872	-0.318	-59.914			-0.565	-84.530	0.512	-85.752	0.054	-72.967
5		5	ТГ2 ЧТЭЦ	5	0.302	0.139					6.300				0.306	69.872	-0.318	-59.915			-0.565	-84.531	0.512	-85.752	0.054	-72.968
6		6	ТГ3 ЧТЭЦ	6	0.302	0.139					6.300				0.306	69.872	-0.318	-59.915			-0.565	-84.531	0.512	-85.752	0.054	-72.967
7		7	ТГ4 ЧТЭЦ	7	0.302	0.139					6.300				0.306	69.872	-0.318	-59.915			-0.565	-84.531	0.512	-85.752	0.054	-72.968

## Продолжение Приложения Д

### Расчет токов короткого замыкания на подстанции Долгучан в RastrWin3

Таблица Д.7 – Расчет эквивалентного сопротивления на НН ПС Долгучан с помощью шунта

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1	1	1	Шунт	49							0.1062	0.4422			0.1062	0.4422				0.3540

Таблица Д.8 – Расчет токов короткого замыкания на НН ПС Долгучан

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1	1	1	1φ	49					3.2870	-80.19			3.2870	-80.19					3.2870	-80.19

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1	I2	d12	I0	d10	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1		1	ТГ1 НРЭС	1	0.225	0.260					15.750				0.990	79.169	0.394	-78.113			0.548	63.060	1.018	-18.239	-1.227	7.955
2		2	ТГ2 НРЭС	2	0.225	0.260					15.750				0.990	79.170	0.394	-78.113			0.548	63.063	1.018	-18.260	-1.227	7.956
3		3	ТГ3 НРЭС	3	0.225	0.260					15.750				1.083	80.114	0.291	-78.101			0.820	72.542	1.161	-25.516	-1.324	12.297
4		4	ТГ1 ЧЭЦ	4	0.302	0.139					6.300				-0.631	-88.228	0.253	-85.269			0.378	89.794	0.779	-11.416	-0.797	16.329
5		5	ТГ2 ЧЭЦ	5	0.302	0.139					6.300				-0.631	-88.228	0.253	-85.270			0.378	89.794	0.779	-11.416	-0.797	16.328
6		6	ТГ3 ЧЭЦ	6	0.302	0.139					6.300				-0.631	-88.228	0.253	-85.270			0.378	89.794	0.779	-11.416	-0.797	16.328
7		7	ТГ4 ЧЭЦ	7	0.302	0.139					6.300				-0.631	-88.228	0.253	-85.270			0.378	89.794	0.779	-11.416	-0.797	16.328

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1	1	1	2φ	49					4.5430	-76.41			-4.5430	-76.41						

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1	I2	d12	I0	d10	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1	1	1	ТГ1 НРЭС	1	0.225	0.260					15.750				0.759	71.600	-0.544	-74.341			1.248	85.747	0.965	-82.662	-0.359	53.107
2	2	2	ТГ2 НРЭС	2	0.225	0.260					15.750				0.759	71.602	-0.544	-74.341			1.248	85.747	0.965	-82.659	-0.359	53.104
3	3	3	ТГ3 НРЭС	3	0.225	0.260					15.750				0.985	76.033	-0.402	-74.329			1.350	84.510	1.062	-66.231	-0.670	33.710
4	4	4	ТГ1 ЧЭЦ	4	0.302	0.139					6.300				0.559	89.788	-0.350	-81.498			-0.907	-86.861	0.541	-67.219	-0.436	68.494
5	5	5	ТГ2 ЧЭЦ	5	0.302	0.139					6.300				0.559	89.788	-0.350	-81.498			-0.907	-86.861	0.541	-67.220	-0.436	68.494
6	6	6	ТГ3 ЧЭЦ	6	0.302	0.139					6.300				0.559	89.788	-0.350	-81.498			-0.907	-86.861	0.541	-67.220	-0.436	68.494
7	7	7	ТГ4 ЧЭЦ	7	0.302	0.139					6.300				0.559	89.788	-0.350	-81.498			-0.907	-86.861	0.541	-67.220	-0.436	68.494

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1	1	1	3φ	49					9.0703	-76.39			-9.0703	-76.39						

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1	I2	d12	I0	d10	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1	1	1	ТГ1 НРЭС	1	0.225	0.260					15.750				0.423	19.267					0.423	19.267	-0.423	79.267	-0.423	-40.733
2	2	2	ТГ2 НРЭС	2	0.225	0.260					15.750				0.423	19.274					0.423	19.274	-0.423	79.274	-0.423	-40.726
3	3	3	ТГ3 НРЭС	3	0.225	0.260					15.750				0.645	56.830					0.645	56.830	0.645	-63.170	-0.645	-3.170
4	4	4	ТГ1 ЧЭЦ	4	0.302	0.139					6.300				0.300	83.329					0.300	83.329	0.300	-36.671	-0.300	23.329
5	5	5	ТГ2 ЧЭЦ	5	0.302	0.139					6.300				0.300	83.328					0.300	83.328	0.300	-36.672	-0.300	23.328
6	6	6	ТГ3 ЧЭЦ	6	0.302	0.139					6.300				0.300	83.328					0.300	83.328	0.300	-36.672	-0.300	23.328
7	7	7	ТГ4 ЧЭЦ	7	0.302	0.139					6.300				0.300	83.328					0.300	83.328	0.300	-36.672	-0.300	23.328

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1	1	1	1φ1φ	49					6.3105	-76.72			-2.7864	-71.15					-3.5673	-84.62

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d1	I2	d12	I0	d10	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1	1	1	ТГ1 НРЭС	1	0.225	0.260					15.750				0.555	60.979	-0.334	-69.078			0.811	79.351	0.739	-84.171	-0.233	15.454
2	2	2	ТГ2 НРЭС	2	0.225	0.260					15.750				0.555	60.982	-0.334	-69.078			0.811	79.351	0.739	-84.168	-0.233	15.457
3	3	3	ТГ3 НРЭС	3	0.225	0.260					15.750				0.829	71.789	-0.247	-69.067			1.032	80.468	0.902	-63.884	-0.605	20.140
4	4	4	ТГ1 ЧЭЦ	4	0.302	0.139					6.300				0.456	89.981	-0.215	-76.235			-0.666	-85.619	0.446	-57.504	-0.344	56.719
5	5	5	ТГ2 ЧЭЦ	5	0.302	0.139					6.300				0.456	89.980	-0.215	-76.236			-0.666	-85.619	0.446	-57.505	-0.344	56.719
6	6	6	ТГ3 ЧЭЦ	6	0.302	0.139					6.300				0.456	89.981	-0.215	-76.236			-0.666	-85.619	0.446	-57.505	-0.344	56.719
7	7	7	ТГ4 ЧЭЦ	7	0.302	0.139					6.300				0.456	89.980	-0.215	-76.236			-0.666	-85.619	0.446	-57.505	-0.344	56.719

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

Таблица Е.1 – Узлы в режиме максимальных нагрузок

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	НГРЭС Блок 1	16		1			141.1	43.0	15.8	-200.0	200.0		15.75
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	НГРЭС Блок 2	16		1			170.4	44.2	15.8	-200.0	200.0		15.75
3	<input type="checkbox"/>		База	3	НГРЭС Блок 3	16		1			156.1	89.1	15.8	-200.0	200.0		15.75
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г1 ЧТЭЦ	6		1			9.6	-10.1	6.0	-150.0	150.0		6.00
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	С1 220 кВ НГРЭС	220		1					220.0				233.00
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	С2 220 кВ НГРЭС	220		1					220.0				233.02
7	<input type="checkbox"/>		Ген-	10	На ПС 220 кВ Тында	220		1			71.2	-50.0	220.0	-50.0	50.0		231.36
8	<input type="checkbox"/>		Ген+	11	На ПС 220 кВ НПС-19	220		1	331.0	33.1		100.0	220.0	-100.0	100.0		219.05
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль Т1 НГРЭС	220		1					220.0				226.06
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Нейтраль Т2 НГРЭС	220		1					220.0				226.07
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН1 35 кВ НГРЭС	35		1	12.5	6.5			35.0				37.11
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	НН2 35 кВ НГРЭС	35		1	12.5	6.5			35.0				37.11
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	С1 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				119.01
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	С2 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				119.01
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	На ПС 110 кВ Обогат...	110		1	18.7	7.5			110.0				118.70
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	На ПС 110 кВ СХК	110		1	21.5	8.6			110.0				118.79
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Оттайка 1	110		1					110.0				118.65
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	На ПС 110 кВ ВГК	110		1	4.6	1.6			110.0				118.76
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	На ПС 110 кВ Дежнев...	110		1	10.2	4.1			110.0				117.14
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	На ПС 110 кВ Консом...	110		1	2.7	1.1			110.0				115.63
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	На ПС 110 кВ Денисо...	110		1	0.4	0.2			110.0				115.19
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Оттайка 2	110		1					110.0				115.20
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Оттайка 3	110		1					110.0				115.19
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Оттайка 4	110		1					110.0				115.65
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Оттайка 5	110		1					110.0				115.63
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Оттайка 6	110		1					110.0				117.22
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Оттайка 7	110		1					110.0				117.14
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	С1 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				113.48
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	С2 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				113.48
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	На ПС 110 кВ Хатыми	110		1	79.2	53.5			110.0				104.16
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Нейтраль Т1 ЧТЭЦ	110		1					110.0				111.92
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Нейтраль Т2 ЧТЭЦ	110		1					110.0				111.92
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				37.30
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				37.30
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН1 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.8	0.3			6.0				6.47
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН2 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.8	0.3			6.0				6.47
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН3 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.8	0.3			6.0				6.31
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	НН1 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.41
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	НН2 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.41
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	СН1 ЧТЭЦ	35		1					35.0				37.43
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	СН2 ЧТЭЦ	35		1					35.0				37.43
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Оттайка 1 на Долгуч...	35		1					35.0				37.36
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Оттайка 2 на Долгуч...	35		1					35.0				37.36
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	ВН1 ПС 35 кВ Долгучан	35		1					35.0				36.98
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	ВН2 ПС 35 кВ Долгучан	35		1					35.0				36.98
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	НН1 ПС 35 кВ Долгуч...	6		1	2.5	1.0			6.0				6.46
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	НН2 ПС 35 кВ Долгуч...	6		1	2.5	1.0			6.0				6.46



## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

Таблица Е.2 – Ветви в режиме максимальных нагрузок

№	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	ID...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1			Тр-р	16	1			С1 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			140	34	701	
2			Тр-р	17	2			С2 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			170	31	837	
3			Тр-р	9	3			С2 220 кВНГРЭС - НГРЭС ...	0.61	25.77	38.4	8.2	0.065			155	73	425	
4			Тр-р	32	4			С2 110 кВ ЧТЭЦ - Г1 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			9	-12	77	
5			Тр-р	8	12			С1 220 кВ НГРЭС - Нейтр...	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			71	-32	193	
6			Тр-р	9	13			С2 220 кВНГРЭС - Нейтра...	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			71	-32	193	
7			Тр-р	12	14			Нейтраль Т1 НГРЭС - НН1...	1.02	131.19			0.167			-12	-7	37	
8			Тр-р	13	15			Нейтраль Т2 НГРЭС - НН2...	1.02	131.19			0.167			-13	-7	36	
9			Тр-р	12	16			Нейтраль Т1 НГРЭС - С1 ...	0.52				0.526			84	-17	218	
10			Тр-р	13	17			Нейтраль Т2 НГРЭС - С2 ...	0.52				0.526			84	-18	219	
11			Тр-р	31	34			С1 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-4	-2	22	
12			Тр-р	32	35			С2 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-4	-2	22	
13			Тр-р	34	44			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - СН2 ...	2.58				0.335			-4	-2	21	
14			Тр-р	35	43			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - СН1 ...	2.58				0.335			-4	-2	21	
15			Тр-р	34	41			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - НН1 ...	6.56	51.66			0.057						
16			Тр-р	35	42			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - НН2 ...	6.56	51.66			0.057						
17			Тр-р	36	38			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1	-2	28	
18			Тр-р	37	39			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.171			-1	1	15	
19			Тр-р	37	40			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.171			-1		14	
20			ЛЭП	8	10			С1 220 кВ НГРЭС - На ПС...	18.45	79.34	-487.1	9.2				35	-1	109	
21			ЛЭП	9	10			С2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	18.45	79.34	-487.1	9.2				35	-1	108	
22			ЛЭП	8	11			С1 220 кВ НГРЭС - На ПС...	27.45	118.04	-724.7	13.7				-183	-3	454	
23			ЛЭП	9	11			С2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	27.45	118.04	-724.7	13.7				-183	-4	455	
24			ЛЭП	16	18			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6				-9	-3	49	
25			ЛЭП	17	18			С2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6				-9	-3	49	
26			ЛЭП	16	19			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.15	2.95	-19.8					-11	-4	59	
27			ЛЭП	17	19			С2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.31	3.36	-22.6					-10	-4	53	
28			ЛЭП	16	21			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.44	3.69	-24.8					-7	-5	44	
29			ЛЭП	17	20			С2 110 кВ НГРЭС - Отпай...	0.34	0.86	-5.8					-42	-34	262	
30			ЛЭП	20	21			Отпайка 1 - На ПС 110 кВ...	1.12	2.87	-19.3					3	4	23	
31			ЛЭП	16	29			С1 110 кВ НГРЭС - Отпай...	1.26	3.22	-21.6					-53	-46	341	
32			ЛЭП	20	30			Отпайка 1 - Отпайка 7	1.26	3.22	-21.6					-44	-38	285	
33			ЛЭП	29	22			Отпайка 6 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3					-9	-5	49	
34			ЛЭП	30	22			Отпайка 7 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3					-1	1	8	
35			ЛЭП	29	27			Отпайка 6 - Отпайка 4	1.26	3.22	-21.6					-44	-40	294	
36			ЛЭП	30	28			Отпайка 7 - Отпайка 5	1.26	3.22	-21.6					-42	-38	283	
37			ЛЭП	27	23			Отпайка 4 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3					-2	-1	11	
38			ЛЭП	28	23			Отпайка 5 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3					-1		4	
39			ЛЭП	27	25			Отпайка 4 - Отпайка 2	0.37	0.94	-6.3					-42	-38	284	
40			ЛЭП	28	26			Отпайка 5 - Отпайка 3	0.37	0.94	-6.3					-41	-38	281	
41			ЛЭП	25	24			Отпайка 2 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1							2	
42			ЛЭП	26	24			Отпайка 3 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1							1	
43			ЛЭП	25	31			Отпайка 2 - С1 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5					-41	-38	283	
44			ЛЭП	26	32			Отпайка 3 - С2 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5					-41	-38	282	
45			ЛЭП	31	33			С1 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4					-42	-29	265	
46			ЛЭП	32	33			С2 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4					-42	-29	265	
47			ЛЭП	43	45			СН1 ЧТЭЦ - Отпайка 1 на...	0.32	0.83	-5.5					-4	-2	64	
48			ЛЭП	44	46			СН2 ЧТЭЦ - Отпайка 2 на...	0.32	0.83	-5.5					-4	-2	64	
49			Выкл	8	9			С1 220 кВ НГРЭС - С2 22...								78	36	212	
50			Выкл	16	17			С1 110 кВ НГРЭС - С2 110...								25	7	124	
51			Выкл	31	32			С1 110 кВ ЧТЭЦ - С2 110 ...								5	-6	38	
52			Выкл	14	15			НН1 35 кВ НГРЭС - НН2 3...										5	
53			Выкл	43	44			СН1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ											
54			Выкл	36	37			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...										14	
55			Выкл	38	39			НН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...									-1	96	
56			ЛЭП	45	36			Отпайка 1 на Долгучан - ...	0.81	2.07	-13.8					-1	-1	21	
57			ЛЭП	46	37			Отпайка 2 на Долгучан - ...	0.81	2.07	-13.8					-1	-1	21	
58			ЛЭП	45	47			Отпайка 1 на Долгучан - ...	4.32	2.59						-3	-1	43	
59			ЛЭП	46	48			Отпайка 2 на Долгучан - ...	4.32	2.59						-3	-1	43	
60			Тр-р	47	49			ВН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0	0.177	1		-2	-1	43	
61			Тр-р	48	50			ВН2 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0	0.177	1		-2	-1	43	
62			Выкл	49	50			НН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...											

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

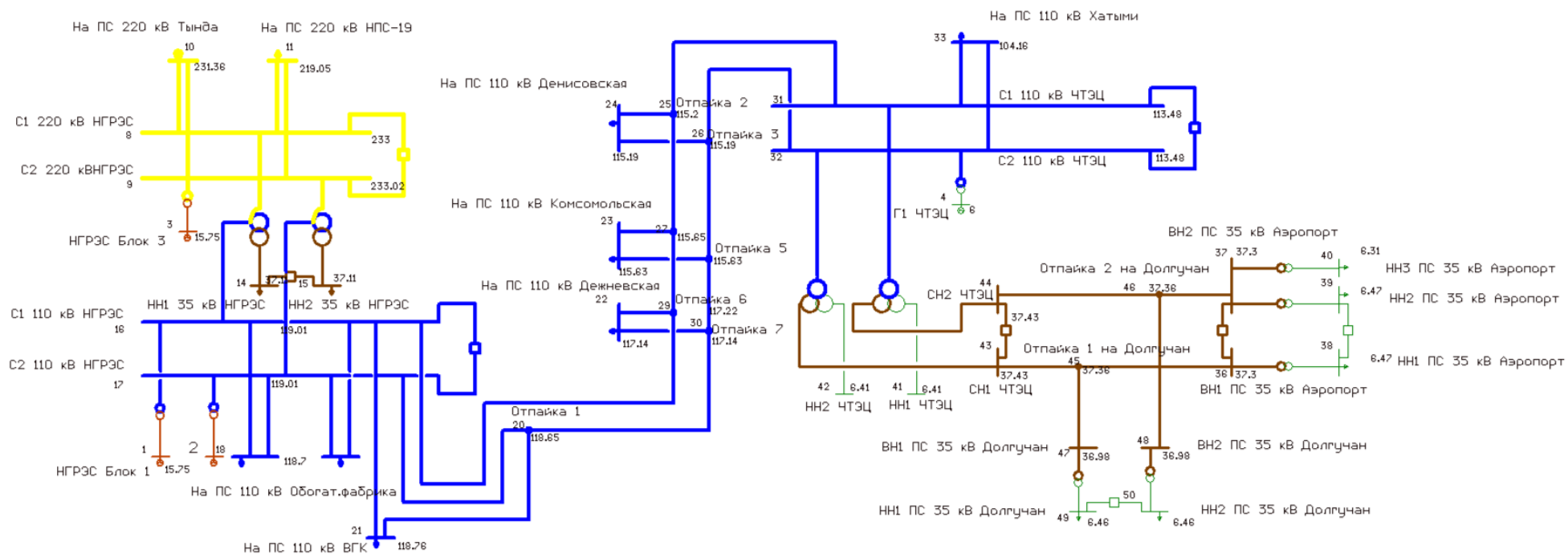


Рисунок Е.1 – Графика в режиме максимальных нагрузок

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

Таблица Е.3 – Узлы в режиме минимальных нагрузок

Узлы																
O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1		Ген	1	НГРЭС Блок 1	16		1			141.1	12.9	15.8	-200.0	200.0		15.75
2		Ген	2	НГРЭС Блок 2	16		1			170.4	14.1	15.8	-200.0	200.0		15.75
3		База	3	НГРЭС Блок 3	16		1			-85.9	70.2	15.8	-200.0	200.0		15.75
4		Ген	4	Г1 ЧТЭЦ	6		1			9.6	-15.9	6.0	-150.0	150.0		6.00
5		Нагр	8	С1 220 кВНГРЭС	220		1					220.0				235.23
6		Нагр	9	С2 220 кВНГРЭС	220		1					220.0				235.24
7		Ген-	10	На ПС 220 кВ Тьнда	220		1			71.2	-50.0	220.0	-50.0	50.0		233.70
8		Ген	11	На ПС 220 кВ НПС-19	220		1	180.2	18.0		-12.7	220.0	-100.0	100.0		220.00
9		Нагр	12	Нейтраль Т1 НГРЭС	220		1					220.0				228.90
10		Нагр	13	Нейтраль Т2 НГРЭС	220		1					220.0				228.90
11		Нагр	14	НН 35 кВ НГРЭС	35		1	6.5	3.5			35.0				37.91
12		Нагр	15	НН 35 кВ НГРЭС	35		1	6.5	3.5			35.0				37.91
13		Нагр	16	С1 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				120.54
14		Нагр	17	С2 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				120.54
15		Нагр	18	На ПС 110 кВ Обогат...	110		1	13.8	5.5			110.0				120.32
16		Нагр	19	На ПС 110 кВ СХК	110		1	14.1	5.6			110.0				120.40
17		Нагр	20	Отпайка 1	110		1					110.0				120.39
18		Нагр	21	На ПС 110 кВ ВГК	110		1	1.6	0.8			110.0				120.44
19		Нагр	22	На ПС 110 кВ Дежнев...	110		1	7.5	3.0			110.0				119.75
20		Нагр	23	На ПС 110 кВ Комсом...	110		1	1.5	0.6			110.0				119.16
21		Нагр	24	На ПС 110 кВ Денисо...	110		1	0.4	0.2			110.0				118.99
22		Нагр	25	Отпайка 2	110		1					110.0				119.00
23		Нагр	26	Отпайка 3	110		1					110.0				118.99
24		Нагр	27	Отпайка 4	110		1					110.0				119.17
25		Нагр	28	Отпайка 5	110		1					110.0				119.17
26		Нагр	29	Отпайка 6	110		1					110.0				119.79
27		Нагр	30	Отпайка 7	110		1					110.0				119.76
28		Нагр	31	С1 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				118.31
29		Нагр	32	С2 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				118.31
30		Нагр	33	На ПС 110 кВ Хатыми	110		1	53.5	5.3			110.0				115.31
31		Нагр	34	Нейтраль Т1 ЧТЭЦ	110		1					110.0				117.61
32		Нагр	35	Нейтраль Т2 ЧТЭЦ	110		1					110.0				117.61
33		Нагр	36	ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				39.24
34		Нагр	37	ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				39.24
35		Нагр	38	НН1 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.4	0.2			6.0				6.84
36		Нагр	39	НН2 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.4	0.2			6.0				6.84
37		Нагр	40	НН3 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.4	0.2			6.0				6.68
38		Нагр	41	НН1 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.74
39		Нагр	42	НН2 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.74
40		Нагр	43	СН1 ЧТЭЦ	35		1					35.0				39.35
41		Нагр	44	СН2 ЧТЭЦ	35		1					35.0				39.35
42		Нагр	45	Отпайка 1 на Долгуч...	35		1					35.0				39.30
43		Нагр	46	Отпайка 2 на Долгуч...	35		1					35.0				39.30
44		Нагр	47	ВН1 ПС 35 кВ Долгучан	35		1					35.0				39.15
45		Нагр	48	ВН2 ПС 35 кВ Долгучан	35		1					35.0				39.15
46		Нагр	49	НН1 ПС 35 кВ Долгуч...	6		1	1.0	0.3			6.0				6.55
47		Нагр	50	НН2 ПС 35 кВ Долгуч...	6		1	1.0	0.3			6.0				6.55

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

Таблица Е.4 – Ветви в режиме минимальных нагрузок

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1			Тр-р	16	1			С1 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			140	4		673
2			Тр-р	17	2			С2 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			170	2		813
3			Тр-р	9	3			С2 220 кВНГРЭС - НГРЭС ...	0.61	25.77	38.4	8.2	0.065			-87	63		262
4			Тр-р	32	4			С2 110 кВ ЧТЭЦ - Г1 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			9	-19		103
5			Тр-р	8	12			С1 220 кВНГРЭС - Нейтра...	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			104	-33		268
6			Тр-р	9	13			С2 220 кВНГРЭС - Нейтра...	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			104	-33		268
7			Тр-р	12	14			Нейтраль Т1 НГРЭС - НН ...	1.02	131.19			0.167			-6	-4		19
8			Тр-р	13	15			Нейтраль Т2 НГРЭС - НН ...	1.02	131.19			0.167			-7	-3		18
9			Тр-р	12	16			Нейтраль Т1 НГРЭС - С1 ...	0.52				0.526			111	-15		282
10			Тр-р	13	17			Нейтраль Т2 НГРЭС - С2 ...	0.52				0.526			111	-16		283
11			Тр-р	31	34			С1 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-2	-1		10
12			Тр-р	32	35			С2 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-2	-1		10
13			Тр-р	34	44			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - СН2 ...	2.58				0.335			-2	-1		9
14			Тр-р	35	43			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - СН1 ...	2.58				0.335			-2	-1		9
15			Тр-р	34	41			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - НН1 ...	6.56	51.66			0.057						
16			Тр-р	35	42			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - НН2 ...	6.56	51.66			0.057						
17			Тр-р	36	38			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1	-1		24
18			Тр-р	37	39			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.171				1		14
19			Тр-р	37	40			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.171						7
20			ЛЭП	8	10			С1 220 кВНГРЭС - На ПС ...	18.45	79.34	-487.1	9.2			35			107	
21			ЛЭП	9	10			С2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	18.45	79.34	-487.1	9.2			35			108	
22			ЛЭП	8	11			С1 220 кВНГРЭС - На ПС ...	27.45	118.04	-724.7	13.7			-95	2		240	
23			ЛЭП	9	11			С2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	27.45	118.04	-724.7	13.7			-95	2		240	
24			ЛЭП	16	18			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6			-7	-2		35	
25			ЛЭП	17	18			С2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6			-7	-2		36	
26			ЛЭП	16	19			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.15	2.95	-19.8				-7	-3		38	
27			ЛЭП	17	19			С2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.31	3.36	-22.6				-7	-2		35	
28			ЛЭП	16	21			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.44	3.69	-24.8				-4	-2		20	
29			ЛЭП	17	20			С2 110 кВ НГРЭС - Отпай...	0.34	0.86	-5.8				-25	-11		130	
30			ЛЭП	20	21			Отпайка 1 - На ПС 110 кВ...	1.12	2.87	-19.3				2	1		12	
31			ЛЭП	16	29			С1 110 кВ НГРЭС - Отпай...	1.26	3.22	-21.6				-32	-15		170	
32			ЛЭП	20	30			Отпайка 1 - Отпайка 7	1.26	3.22	-21.6				-27	-13		143	
33			ЛЭП	29	22			Отпайка 6 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-6	-2		31	
34			ЛЭП	30	22			Отпайка 7 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-2	-1		8	
35			ЛЭП	29	27			Отпайка 6 - Отпайка 4	1.26	3.22	-21.6				-26	-13		140	
36			ЛЭП	30	28			Отпайка 7 - Отпайка 5	1.26	3.22	-21.6				-25	-12		135	
37			ЛЭП	27	23			Отпайка 4 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-1			6	
38			ЛЭП	28	23			Отпайка 5 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3							2	
39			ЛЭП	27	25			Отпайка 4 - Отпайка 2	0.37	0.94	-6.3				-25	-13		135	
40			ЛЭП	28	26			Отпайка 5 - Отпайка 3	0.37	0.94	-6.3				-25	-12		133	
41			ЛЭП	25	24			Отпайка 2 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1							2	
42			ЛЭП	26	24			Отпайка 3 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1							1	
43			ЛЭП	25	31			Отпайка 2 - С1 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5				-24	-13		134	
44			ЛЭП	26	32			Отпайка 3 - С2 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5				-24	-13		134	
45			ЛЭП	31	33			С1 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4				-27	-2		135	
46			ЛЭП	32	33			С2 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4				-27	-2		135	
47			ЛЭП	43	45			СН1 ЧТЭЦ - Отпайка 1 на...	0.86	0.86					-2	-1		28	
48			ЛЭП	44	46			СН2 ЧТЭЦ - Отпайка 2 на...	0.86	0.86					-2	-1		28	
49			Выкл	8	9			С1 220 кВНГРЭС - С2 220 ...							-43	31		131	
50			Выкл	16	17			С1 110 кВ НГРЭС - С2 110 ...							20	2		98	
51			Выкл	31	32			С1 110 кВ ЧТЭЦ - С2 110 ...							5	-9		51	
52			Выкл	14	15			НН 35 кВ НГРЭС - НН 35 к...										5	
53			Выкл	43	44			СН1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ											
54			Выкл	36	37			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...								1		16	
55			Выкл	38	39			НН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...								-1		102	
56			ЛЭП	45	36			Отпайка 1 на Долгучан - ...	2.15	2.15					-1			11	
57			ЛЭП	46	37			Отпайка 2 на Долгучан - ...	2.15	2.15					-1			11	
58			ЛЭП	45	47			Отпайка 1 на Долгучан - ...	4.32	2.59					-1			17	
59			ЛЭП	46	48			Отпайка 2 на Долгучан - ...	4.32	2.59					-1			17	
60			Тр-р	47	49			ВН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0	0.168			-1		17	
61			Тр-р	48	50			ВН2 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0	0.168			-1		17	
62			Выкл	49	50			НН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...										2	

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

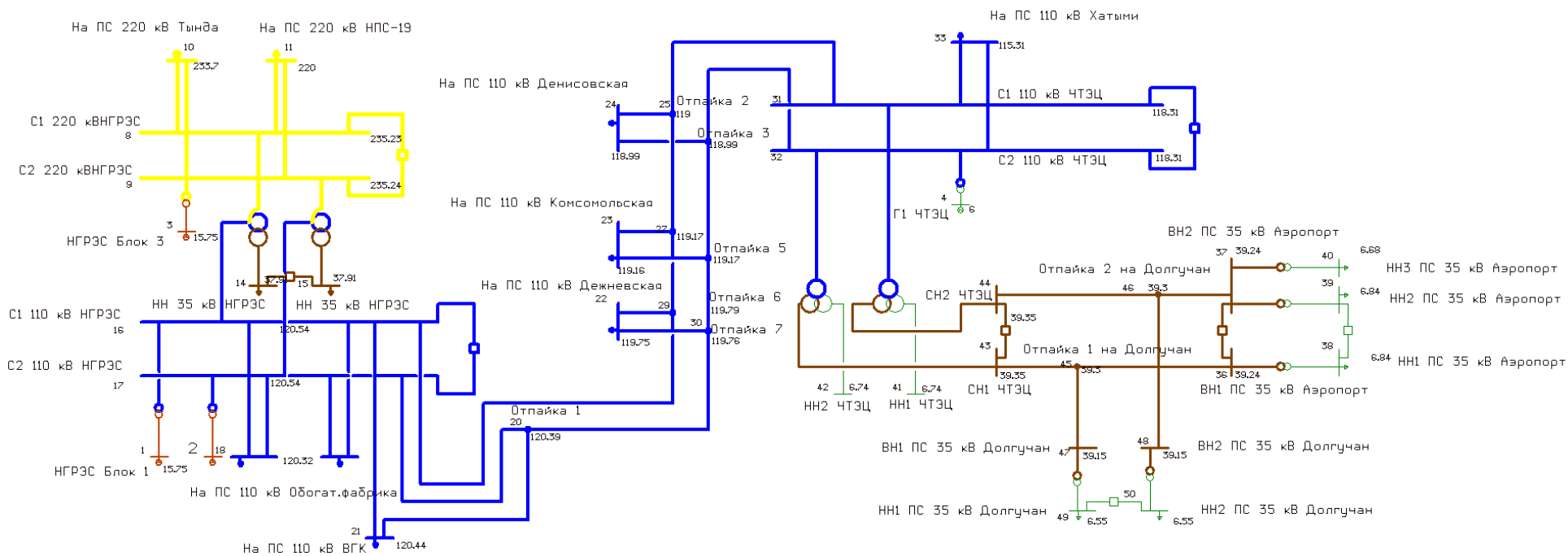


Рисунок Е.2 – Графика в режиме минимальных нагрузок

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

Таблица Е.5 – Узлы в режиме максимальных нагрузок при отключении линии  
«Отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан»

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	НГРЭС Блок 1	16		1			141.1	43.0	15.8	-200.0	200.0		15.75
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	НГРЭС Блок 2	16		1			170.4	44.2	15.8	-200.0	200.0		15.75
3	<input type="checkbox"/>		База	3	НГРЭС Блок 3	16		1			156.2	89.1	15.8	-200.0	200.0		15.75
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г1 ЧТЭЦ	6		1			9.6	-10.1	6.0	-150.0	150.0		6.00
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	С1 220 кВ НГРЭС	220		1					220.0				233.00
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	С2 220 кВНГРЭС	220		1					220.0				233.01
7	<input type="checkbox"/>		Ген-	10	На ПС 220 кВ Тьнда	220		1			71.2	-50.0	220.0	-50.0	50.0		231.36
8	<input type="checkbox"/>		Ген+	11	На ПС 220 кВ НПС-19	220		1	331.0	33.1		100.0	220.0	-100.0	100.0		219.04
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль Т1 НГРЭС	220		1					220.0				226.06
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Нейтраль Т2 НГРЭС	220		1					220.0				226.06
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН1 35 кВ НГРЭС	35		1	12.5	6.5			35.0				37.11
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	НН2 35 кВ НГРЭС	35		1	12.5	6.5			35.0				37.11
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	С1 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				119.01
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	С2 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				119.01
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	На ПС 110 кВ Обогат...	110		1	18.7	7.5			110.0				118.70
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	На ПС 110 кВ СХК	110		1	21.5	8.6			110.0				118.79
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Отпайка 1	110		1					110.0				118.64
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	На ПС 110 кВ ВГК	110		1	4.6	1.6			110.0				118.76
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	На ПС 110 кВ Дежнев...	110		1	10.2	4.1			110.0				117.14
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	На ПС 110 кВ Комсом...	110		1	2.7	1.1			110.0				115.63
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	На ПС 110 кВ Денисо...	110		1	0.4	0.2			110.0				115.19
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Отпайка 2	110		1					110.0				115.20
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Отпайка 3	110		1					110.0				115.19
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Отпайка 4	110		1					110.0				115.64
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Отпайка 5	110		1					110.0				115.63
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Отпайка 6	110		1					110.0				117.21
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Отпайка 7	110		1					110.0				117.14
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	С1 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				113.47
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	С2 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				113.47
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	На ПС 110 кВ Хатыми	110		1	79.2	53.5			110.0				104.15
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Нейтраль Т1 ЧТЭЦ	110		1					110.0				111.88
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Нейтраль Т2 ЧТЭЦ	110		1					110.0				111.88
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				37.05
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				37.05
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН1 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.8	0.3			6.0				6.43
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН2 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.8	0.3			6.0				6.43
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН3 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.8	0.3			6.0				6.27
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	НН1 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.41
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	НН2 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.41
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	СН1 ЧТЭЦ	35		1					35.0				37.42
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	СН2 ЧТЭЦ	35		1					35.0				37.42
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Отпайка 1 на Долгуч...	35		1					35.0				36.95
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Отпайка 2 на Долгуч...	35		1					35.0				37.27
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	ВН1 ПС 35 кВ Долгучан	35		1					35.0				36.63
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	ВН2 ПС 35 кВ Долгучан	35		1					35.0				36.83
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	НН1 ПС 35 кВ Долгуч...	6		1	2.5	1.0			6.0				6.41
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	НН2 ПС 35 кВ Долгуч...	6		1	2.5	1.0			6.0				6.41

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

Таблица Е.6 – Ветви в режиме максимальных нагрузок при отключении линии  
«Отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан»

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	1			С1 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			140	34		701
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	2			С2 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			170	31		837
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	3			С2 220 кВНГРЭС - НГРЭС ...	0.61	25.77	38.4	8.2	0.065			155	73		425
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	4			С2 110 кВ ЧТЭЦ - Г1 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			9	-12		77
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	12			С1 220 кВ НГРЭС - Нейтра...	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			71	-32		193
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	13			С2 220 кВНГРЭС - Нейтра...	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			71	-32		193
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			Нейтраль Т1 НГРЭС - НН1...	1.02	131.19			0.167			-12	-7		37
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			Нейтраль Т2 НГРЭС - НН2...	1.02	131.19			0.167			-13	-7		36
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	16			Нейтраль Т1 НГРЭС - С1 ...	0.52				0.526			84	-17		218
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	17			Нейтраль Т2 НГРЭС - С2 ...	0.52				0.526			84	-18		219
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	34			С1 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-4	-2		23
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	35			С2 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-4	-2		23
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	44			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - СН2 ...	2.58				0.335			-4	-2		22
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	43			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - СН1 ...	2.58				0.335			-4	-2		22
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	41			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - НН1 ...	6.56	51.66			0.057						
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	42			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - НН2 ...	6.56	51.66			0.057						
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	38			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1	-1		28
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.171			-1	1		15
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	40			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.171			-1			14
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	10			С1 220 кВ НГРЭС - На ПС...	18.45	79.34	-487.1	9.2			35	-1		109	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			С2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	18.45	79.34	-487.1	9.2			35	-1		108	
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	11			С1 220 кВ НГРЭС - На ПС...	27.45	118.04	-724.7	13.7			-183	-3		454	
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			С2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	27.45	118.04	-724.7	13.7			-183	-4		455	
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	18			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6			-9	-3		49	
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	18			С2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6			-9	-3		49	
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	19			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.15	2.95	-19.8				-11	-4		59	
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	19			С2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.31	3.36	-22.6				-10	-4		53	
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	21			С1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.44	3.69	-24.8				-7	-5		44	
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	20			С2 110 кВ НГРЭС - Отпай...	0.34	0.86	-5.8				-42	-34		262	
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Отпайка 1 - На ПС 110 кВ...	1.12	2.87	-19.3				3	4		23	
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	29			С1 110 кВ НГРЭС - Отпай...	1.26	3.22	-21.6				-53	-46		341	
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	30			Отпайка 1 - Отпайка 7	1.26	3.22	-21.6				-44	-38		285	
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	22			Отпайка 6 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-9	-5		49	
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	22			Отпайка 7 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-1	1		8	
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	27			Отпайка 6 - Отпайка 4	1.26	3.22	-21.6				-44	-40		294	
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	28			Отпайка 7 - Отпайка 5	1.26	3.22	-21.6				-42	-38		283	
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	23			Отпайка 4 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-2	-1		11	
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	23			Отпайка 5 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-1			4	
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	25			Отпайка 4 - Отпайка 2	0.37	0.94	-6.3				-42	-38		284	
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	26			Отпайка 5 - Отпайка 3	0.37	0.94	-6.3				-41	-38		281	
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	24			Отпайка 2 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1							2	
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	24			Отпайка 3 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1							1	
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	31			Отпайка 2 - С1 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5				-41	-38		283	
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32			Отпайка 3 - С2 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5				-41	-38		282	
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	33			С1 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4				-42	-29		265	
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33			С2 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4				-42	-29		265	
47	<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	43	45			СН1 ЧТЭЦ - Отпайка 1 на...	0.32	0.83	-5.5								
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	44	46			СН2 ЧТЭЦ - Отпайка 2 на...	0.32	0.83	-5.5					-7	-4		129
49	<input type="checkbox"/>		Выкл	8	9			С1 220 кВ НГРЭС - С2 22...								78	36		212
50	<input type="checkbox"/>		Выкл	16	17			С1 110 кВ НГРЭС - С2 110...								25	7		124
51	<input type="checkbox"/>		Выкл	31	32			С1 110 кВ ЧТЭЦ - С2 110 ...								5	-6		38
52	<input type="checkbox"/>		Выкл	14	15			НН1 35 кВ НГРЭС - НН2 Э...											5
53	<input type="checkbox"/>		Выкл	43	44			СН1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ								-4	-2		64
54	<input type="checkbox"/>		Выкл	36	37			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...								3	2		61
55	<input type="checkbox"/>		Выкл	38	39			НН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...									-1		95
56	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	45	36			Отпайка 1 на Долгучан - ...	0.81	2.07	-13.8				2	1		36	
57	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	46	37			Отпайка 2 на Долгучан - ...	0.81	2.07	-13.8				-5	-2		79	
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	45	47			Отпайка 1 на Долгучан - ...	4.32	2.59					-2	-1		36	
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	46	48			Отпайка 2 на Долгучан - ...	4.32	2.59					-3	-1		50	
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	49			ВН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0	0.177	1		-2	-1		36
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	50			ВН2 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0	0.177	1		-3	-1		50
62	<input type="checkbox"/>		Выкл	49	50			НН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...											40

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

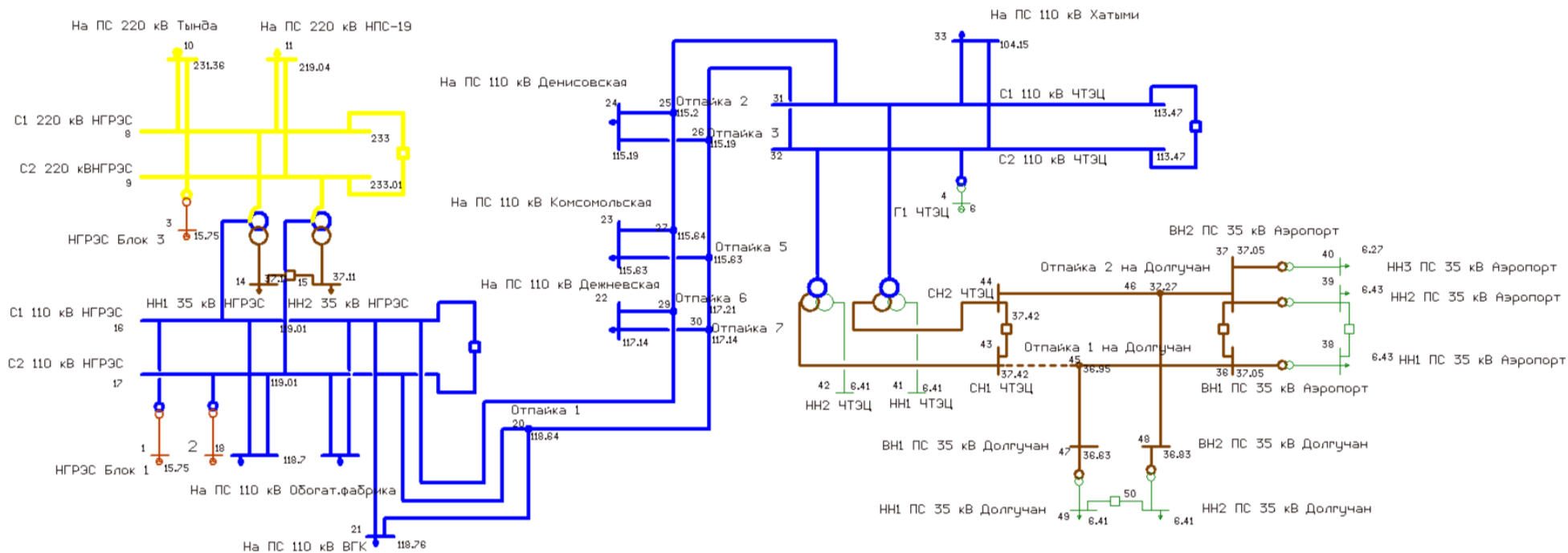


Рисунок Е.3 – Графика в режиме максимальных нагрузок при отключении линии «Отп. на ПС Долгучан – ПС Долгучан»



## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

Таблица Е.7 – Узлы в режиме минимальных нагрузок при отключении одного из трансформаторов на подстанции «Долгучан»

Узлы x Ветви x Графика x Токвая нагрузка ЛЭП x																		
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	НГРЭС Блок 1	16		1			141.1	12.9	15.8	-200.0	200.0		15.75	12.28
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	НГРЭС Блок 2	16		1			170.4	14.1	15.8	-200.0	200.0		15.75	12.99
3	<input type="checkbox"/>		База	3	НГРЭС Блок 3	16		1			-85.9	70.2	15.8	-200.0	200.0		15.75	
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г1 ЧТЭЦ	6		1			9.6	-15.9	6.0	-150.0	150.0		6.00	12.07
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	С1 220 кВНГРЭС	220		1					220.0				235.23	2.27
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	С2 220 кВНГРЭС	220		1					220.0				235.24	2.27
7	<input type="checkbox"/>		Ген	10	На ПС 220 кВ Тында	220		1			71.2	-50.0	220.0	-50.0	50.0		233.70	5.42
8	<input type="checkbox"/>		Ген	11	На ПС 220 кВ НПС-19	220		1	180.2	18.0		-12.7	220.0	-100.0	100.0		220.00	-9.70
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль Т1 НГРЭС	220		1					220.0				228.91	8.87
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Нейтраль Т2 НГРЭС	220		1					220.0				228.91	8.88
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН 35 кВ НГРЭС	35		1	6.5	3.5			35.0				37.91	7.94
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	НН 35 кВ НГРЭС	35		1	6.5	3.5			35.0				37.91	7.94
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	С1 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				120.54	8.88
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	С2 110 кВ НГРЭС	110		1					110.0				120.54	8.89
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	На ПС 110 кВ Обогат...	110		1	13.8	5.5			110.0				120.32	8.70
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	На ПС 110 кВ СХК	110		1	14.1	5.6			110.0				120.40	8.81
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Оттайка 1	110		1					110.0				120.39	8.82
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	На ПС 110 кВ ВГК	110		1	1.6	0.8			110.0				120.44	8.84
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	На ПС 110 кВ Дежнев...	110		1	7.5	3.0			110.0				119.76	8.53
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	На ПС 110 кВ Комсом...	110		1	1.5	0.6			110.0				119.17	8.28
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	На ПС 110 кВ Денисо...	110		1	0.4	0.2			110.0				119.00	8.20
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Оттайка 2	110		1					110.0				119.00	8.20
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Оттайка 3	110		1					110.0				119.00	8.20
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Оттайка 4	110		1					110.0				119.18	8.28
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Оттайка 5	110		1					110.0				119.17	8.28
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Оттайка 6	110		1					110.0				119.80	8.55
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Оттайка 7	110		1					110.0				119.77	8.54
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	С1 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				118.32	7.91
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	С2 110 кВ ЧТЭЦ	110		1					110.0				118.32	7.91
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	На ПС 110 кВ Хатыми	110		1	53.5	5.3			110.0				115.32	5.78
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Нейтраль Т1 ЧТЭЦ	110		1					110.0				117.66	7.31
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Нейтраль Т2 ЧТЭЦ	110		1					110.0				117.66	7.31
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				39.26	7.27
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт	35		1					35.0				39.26	7.27
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН1 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.4	0.2			6.0				6.85	6.80
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН2 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.4	0.2			6.0				6.85	6.80
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН3 ПС 35 кВ Аэропорт	6		1	0.4	0.2			6.0				6.68	6.80
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	НН1 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.74	7.31
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	НН2 ЧТЭЦ	6		1					6.0				6.74	7.31
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	СН1 ЧТЭЦ	35		1					35.0				39.37	7.32
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	СН2 ЧТЭЦ	35		1					35.0				39.37	7.32
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Оттайка 1 на Долгуч...	35		1					35.0				39.34	7.30
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Оттайка 2 на Долгуч...	35		1					35.0				39.29	7.28
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	ВН1 ПС 35 кВ Долгучан	35		1					35.0				39.34	7.30
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	ВН2 ПС 35 кВ Долгучан	35		1					35.0				39.01	7.21
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	НН1 ПС 35 кВ Долгуч...	6		1	1.0	0.3			6.0				6.50	6.14
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	НН2 ПС 35 кВ Долгуч...	6		1	1.0	0.3			6.0				6.50	6.14

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

Таблица Е.8 – Ветви в режиме минимальных нагрузок при отключении одного из трансформаторов на подстанции «Долгучан»

Узлы x Ветви x Графика x Токвая нагрузка ЛЭП x																			
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	1			C1 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			140	4		673
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	2			C2 110 кВ НГРЭС - НГРЭС...	0.15	6.15	17.1	27.3	0.130			170	2		813
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	3			C2 220 кВНГРЭС - НГРЭС ...	0.61	25.77	38.4	8.2	0.065			-87	63		262
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	4			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Г1 ЧТЭЦ	4.39	86.79	16.9	2.9	0.057			9	-19		103
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	12			C1 220 кВНГРЭС - Нейтра...	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			104	-33		268
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	13			C2 220 кВНГРЭС - Нейтра...	0.52	59.25	23.6	2.5	1.000			104	-33		268
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			Нейтраль Т1 НГРЭС - НН ...	1.02	131.19			0.167			-6	-4		19
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			Нейтраль Т2 НГРЭС - НН ...	1.02	131.19			0.167			-7	-3		18
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	16			Нейтраль Т1 НГРЭС - С1 ...	0.52				0.526			111	-15		282
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	17			Нейтраль Т2 НГРЭС - С2 ...	0.52				0.526			111	-16		283
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	34			C1 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-2	-1		10
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	35			C2 110 кВ ЧТЭЦ - Нейтра...	2.58	88.86	24.2	3.5	1.000			-2	-1		10
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	44			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - СН2 ...	2.58				0.335			-2	-1		9
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	43			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - СН1 ...	2.58				0.335			-2	-1		9
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	41			Нейтраль Т1 ЧТЭЦ - НН1 ...	6.56	51.66			0.057						
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	42			Нейтраль Т2 ЧТЭЦ - НН2 ...	6.56	51.66			0.057						
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	38			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.180			-1	-1		24
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.171				1		14
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	40			ВН2 ПС 35 кВ Аэропорт - ...	4.61	31.85	44.9	8.3	0.171						7
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	10			C1 220 кВНГРЭС - На ПС ...	18.45	79.34	-487.1	9.2			35				107
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			C2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	18.45	79.34	-487.1	9.2			35				108
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	11			C1 220 кВНГРЭС - На ПС ...	27.45	118.04	-724.7	13.7			-95	2			240
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			C2 220 кВНГРЭС - На ПС ...	27.45	118.04	-724.7	13.7			-95	2			240
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	18			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6			-7	-2			35
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	18			C2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.28	7.14	-45.9	0.6			-7	-2			36
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	19			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.15	2.95	-19.8				-7	-3			38
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	19			C2 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.31	3.36	-22.6				-7	-2			35
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	21			C1 110 кВ НГРЭС - На ПС ...	1.44	3.69	-24.8				-4	-2			20
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	20			C2 110 кВ НГРЭС - Отпай...	0.34	0.86	-5.8				-25	-11			130
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Отпайка 1 - На ПС 110 кВ...	1.12	2.87	-19.3				2	1			12
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	29			C1 110 кВ НГРЭС - Отпай...	1.26	3.22	-21.6				-32	-15			170
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	30			Отпайка 1 - Отпайка 7	1.26	3.22	-21.6				-27	-13			143
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	22			Отпайка 6 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-6	-2			31
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	22			Отпайка 7 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-2	-1			9
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	27			Отпайка 6 - Отпайка 4	1.26	3.22	-21.6				-26	-13			140
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	28			Отпайка 7 - Отпайка 5	1.26	3.22	-21.6				-25	-12			135
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	23			Отпайка 4 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3				-1				6
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	23			Отпайка 5 - На ПС 110 кВ...	0.49	0.86	-5.3								2
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	25			Отпайка 4 - Отпайка 2	0.37	0.94	-6.3				-25	-13			135
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	26			Отпайка 5 - Отпайка 3	0.37	0.94	-6.3				-25	-12			133
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	24			Отпайка 2 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1								2
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	24			Отпайка 3 - На ПС 110 кВ...	0.93	1.63	-10.1								1
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	31			Отпайка 2 - С1 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5				-24	-13			134
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32			Отпайка 3 - С2 110 кВ ЧТ...	1.42	3.65	-24.5				-24	-13			134
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	33			C1 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4				-27	-2			135
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33			C2 110 кВ ЧТЭЦ - На ПС 1...	11.22	19.78	-122.4				-27	-2			135
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	45			СН1 ЧТЭЦ - Отпайка 1 на...	0.86	0.86					-1	-1			16
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	44	46			СН2 ЧТЭЦ - Отпайка 2 на...	0.86	0.86					-2	-1			39
49	<input type="checkbox"/>		Выкл	8	9			C1 220 кВНГРЭС - С2 220 ...							-43	31			131
50	<input type="checkbox"/>		Выкл	16	17			C1 110 кВ НГРЭС - С2 110 ...							20	2			98
51	<input type="checkbox"/>		Выкл	31	32			C1 110 кВ ЧТЭЦ - С2 110 ...							5	-9			51
52	<input type="checkbox"/>		Выкл	14	15			НН 35 кВ НГРЭС - НН 35 к...											5
53	<input type="checkbox"/>		Выкл	43	44			СН1 ЧТЭЦ - СН2 ЧТЭЦ							-1				12
54	<input type="checkbox"/>		Выкл	36	37			ВН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...									1		15
55	<input type="checkbox"/>		Выкл	38	39			НН1 ПС 35 кВ Аэропорт - ...									-1		102
56	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	45	36			Отпайка 1 на Долгучан - ...	2.15	2.15					-1	-1			16
57	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	46	37			Отпайка 2 на Долгучан - ...	2.15	2.15									7
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	45	47			Отпайка 1 на Долгучан - ...	4.32	2.59									
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	46	48			Отпайка 2 на Долгучан - ...	4.32	2.59						-2	-1		32
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	49			ВН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0	0.168						
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	50			ВН2 ПС 35 кВ Долгучан - ...	1.44	14.58	92.6	15.0	0.168						
62	<input type="checkbox"/>		Выкл	49	50			НН1 ПС 35 кВ Долгучан - ...									1		94

## Продолжение Приложения Е

### Анализ реконструируемой электрической системы в RastrWin3

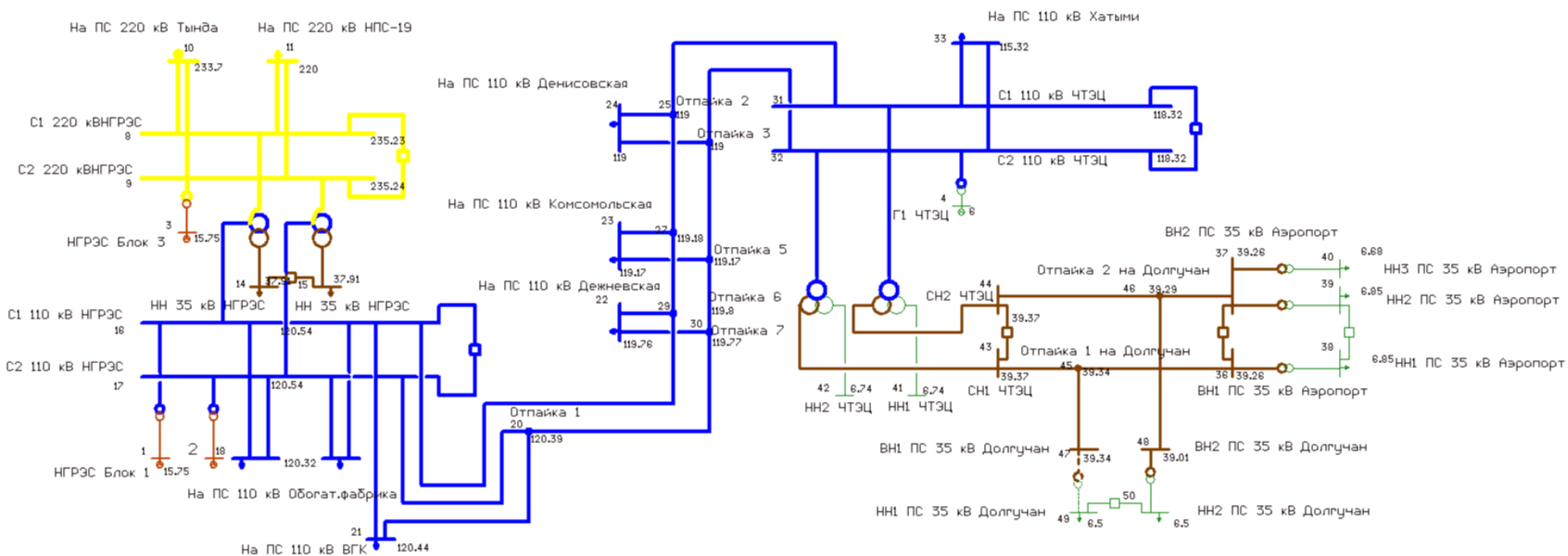


Рисунок Е.4 – Графика в режиме минимальных нагрузок при отключении одного из трансформаторов на подстанции «Долгучан»

