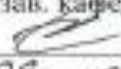


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
«Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о.зав. кафедрой

Н.В. Савина
« 09 » 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: «Повышение надежности функционирования электрических сетей
Южного, Центрального и Западного энергорайонов Якутия путем обеспечения
их параллельной работы»

Исполнитель
студент группы 6420м  Ю.А. Агеева
(подпись, дата)

Руководитель
профессор, д-р техн. наук  Н.В. Савина
(подпись, дата)

Руководитель
магистерской программы
профессор, д-р техн. наук  Н.В. Савина
(подпись, дата)

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук  А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Рецензент  А.А. Казовников
(подпись, дата)

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о.зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 21 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Алексей Анисимов
Магистрант

1. Тема выпускной квалификационной работы: Экономическая эффективность функционирования энергетических сетей Южного Дальнего Востока в зимний период работы с учетом особенностей их сезонной работы (утверждена приказом от 28.12.17 № 2451-29)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Данные за расчётный период, исходные данные системы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): структурный анализ, расчеты, анализ работы системы

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 3 приложения, 54 таблицы, 21 рисунок

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 21.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна
профессор, доктор технических наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 21.03.2018 Анисимов

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 153 страниц, 54 таблиц, 31 рисунок, 56 формул.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ПОДСТАНЦИИ, ОБОРУДОВАНИЕ, АНАЛИЗ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, ЭНЕРГОСИСТЕМА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, МОЩНОСТИ, СЕЧЕНИЕ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ

Для повышения надежности функционирования энергосистемы Республики Саха (Якутия) магистерской диссертации разработан вариант объединения Центрального, Западного и Южно-Якутского энергорайонов.

Разработка варианта основывается на проведенном схемно-режимном анализе, в котором были определены слабые места в энергосистеме Республики Саха (Якутия). Основной проблемой в энергосистеме является нарушение статической устойчивости, ликвидация которой возможна за счет отключения потребителей, что приводит к значительному ущербу. За счет наличия связей между энергорайонами, по которым осуществляется переток мощности, наблюдается снижение дефицита.

Для выбранного варианта производится выбор оборудования, оценка экономической эффективности и расчет основных показателей надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	
Введение	8
1 Анализ электроэнергетических систем республики Саха (Якутия)	10
1.1 Климатическая характеристика Республики Саха (Якутия)	10
1.2 Оценка современного состояния энергосистемы Республики Саха (Якутия)	10
1.3 Характеристика электроэнергетической отрасли Республики Саха (Якутия)	11
1.4 Характеристика источников питания	14
1.5 Структурный анализ электрических сетей	17
2 Режимный анализ электрической сети республики Саха (Якутия)	41
2.1 Анализ загрузки ЛЭП в нормальном режиме	41
2.2 Анализ напряжений электрической сети Республики Саха в нормальной схеме	45
2.3 Анализ загрузки трансформаторов	50
2.4 Анализ послеаварийных режимов	51
3 Выбор оптимального варианта объединения изолированных районов Республики Саха (Якутия)	62
3.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	67
3.2. Расчет токов короткого замыкания в сети 110-220 кВ	74
3.3 Вариант перевода Якутской ГРЭС Новая на номинальное напряжение 220 кВ	75
3.3.1 Выбор схемы распределительного устройства 220 кВ	75
3.3.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	76
3.3.2.1 Выбор и проверка трансформаторов связи	77
3.3.2.2 Выбор и проверка блочных трансформаторов	78
3.3.3 Выбор ячеек КРУЭ	78

3.3.4. Выбор линейных и генераторных выключателей	83
3.3.5 Выбор и проверка разъединителей	84
3.3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	84
3.3.7 Выбор трансформаторов напряжения.	88
3.3.8 Выбор и проверка ОПН	91
3.3.9 Выбор и проверка гибкой ошиновки	93
3.4. Реконструкция ОРУ 110 кВ Якутской ГРЭС Новая	94
3.4.1 Выбор и проверка выключателей	94
3.4.2 Выбор и проверка разъединителей	96
3.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	96
3.4.4 Выбор трансформаторов напряжения.	99
3.4.5 Выбор и проверка ОПН	100
3.4.6 Выбор и проверка гибкой ошиновки	102
3.5 Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар	102
3.5.1 Выбор и проверка выключателей	103
3.5.2 Выбор и проверка разъединителей	104
3.5.3 Выбор трансформаторов тока.	105
3.5.4 Выбор трансформаторов напряжении	107
3.5.5 Выбор и проверка ОПН	108
3.5.6 Выбор и проверка гибкой ошиновки	109
3.6 Реконструкция ПС 220 кВ Айхал	110
3.6.1 Выбор и проверка выключателей	110
3.6.2 Выбор и проверка разъединителей.	111
3.6.3 Выбор трансформаторов тока.	112
3.6.4 Выбор трансформаторов напряжения	114
3.6.5 Выбор и проверка ОПН	115

3.6.6 Выбор и проверка гибкой ошиновки	116
3.7 Выбор сечений проводов ЛЭП	117
3.7.1 Выбор сечения провода и конструктивного исполнения ВЛ 110 кВ Табага – Майя № 2.	118
3.7.2 Выбор сечения провода и конструктивного исполнения ВЛ 220 кВ ВЛ Якутская ГРЭС Новая – Сунтар № 1 и № 2	120
3.7.3 Выбор сечения провода и конструктивного исполнения ВЛ 220 кВ ВЛ Сунтар – Айхал	122
4. Оценка экономической целесообразности	125
4.1 Расчет капитальных вложений в строительство	125
4.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	128
4.3 Расчет себестоимости электрической энергии	131
4.4 Оценка экономической эффективности проекта	132
4.5 Чистый дисконтированный доход	134
5. Расчет надежности проектируемого варианта объединения энергосистем	137
5.1 Определение справочных показателей надежности	137
5.2 Расчет показателей надежности схем замещения	139
Заключение	146
Библиографический список	147

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ЦЭР – центральный энергорайон;

ЗЭР – Западный энергорайон;

ЮЯЭР – Южно-Якутский энергорайон;

ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль;

ГРЭС – Государственная районная электростанция;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РУ – распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ЯГРЭС– Якутская ГРЭС;

КВГЭС – Каскада Вилюйских ГЭС;

КА – коммутационный аппарат.

ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех энергорайонов изолированных районов: Южно-Якутский, Центральный и Западный, а также зоны децентрализованного энергоснабжения.

Основной целью развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) является обеспечение надежного электроснабжения потребителей, в свете возрастающих потребностей внутреннего рынка, повышение эффективности топливно-энергетического комплекса при безусловном обеспечении энергетической безопасности.

В связи с этим основной задачей развития становится объединение изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с Южно-Якутским энергорайоном, который является частью ОЭС Востока.

Темой магистерской диссертации является повышение надежности функционирования Западного, Центрального и Южно-Якутского энергорайонов Республики Саха (Якутия) за счет их параллельной работы. Актуальность данной темы заключается в том, что в настоящее время в энергосистеме Якутии не обеспечивается требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей, вследствие наличия «узких мест», наличия запертых мощностей электрических станций и слабо развитой электросетевой инфраструктуры.

Объектом исследования данной магистерской диссертации была выбрана электроэнергетическая сеть 220-110 кВ. Предметом исследования является объединение изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия).

Целью магистерской диссертации является разработка варианта объединения изолированных энергорайонов для повышения надежности их функционирования.

При написании магистерской диссертации были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ схемно-режимной энергосистемы Республики Саха (Якутия);
2. Разработать варианты обеспечения параллельной работы Южного, Западного и Центрального энергорайонов;
3. Обеспечить надежность, эффективность и экономичность функционирования системы Республики Саха (Якутия).

Параллельная работа Южно-Якутского, Западного и Центрального энергорайона позволит:

1. Повысить экономичность выработки электроэнергии за счет увеличения генерируемой мощности Каскада Вилюйских ГЭС, имеющих меньший расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии;
2. Повысить надежность электроснабжения потребителей за счет резервирования и автоматики;
3. Увеличить управляемость в энергосистемах и осуществлять взаимопомощь при авариях, при проведении плановых ремонтов, при маловодных годах на ГЭС.

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

1.1 Климатическая характеристика Республики Саха (Якутия)

Климат Якутия резко континентальный, амплитуда колебаний температуры воздуха превышает 100 °С — от 40 °С летом до -60 °С зимой. На большей части территории Якутии наиболее низкие температуры наблюдаются в январе, лишь в прибрежных районах температуры января и февраля близки, а на островах самым холодным является февраль. С ноября по февраль самые низкие температуры отмечаются в районах Оймякона и Верхоянска. Средние январские температуры здесь равны соответственно -50 °С и -48,6 °С. В отдельные дни зимнего сезона температуры могут быть ниже -60 °С почти на всей территории. Наиболее низкие значения температуры наблюдаются в восточных горных районах, во впадинах, котловинах, в узких долинах и других понижениях с затрудненным стоком холодного воздуха.

Минимальные температуры могут достигать рекордных значений в Северном полушарии: -71,2 °С в Оймяконе и -68 °С в Верхоянске. В южных и юго-западных районах минимальные температуры могут опускаться до -58-62 °С. На побережьях морей и островах температуры не бывают ниже -46-52 °С. В центральных районах минимальные температуры могут понижаться до -61-66 °С. Почти вся территория республики лежит в зоне сплошной вечной мерзлоты. В течение лета верхний слой почвы оттаивает на глубину лишь до 3,5 м.

1.2 Оценка современного состояния энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из Южно-Якутского, Центрального и Западного энергорайонов, а также зоны децентрализованного энергоснабжения (Северного энергорайона).

Южно-Якутский энергорайон (установленная мощность электростанций 618 МВт) обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и

сельскохозяйственные узлы. Южно-Якутский энергорайон имеет связь по ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19 и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 с ОЭС Востока.

Центральный энергорайон (установленная мощность с учетом резервных электростанций на 01.01.18 составляет 573,48 МВт) обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных районов, в том числе заречных, связанных с левобережьем построенной через реку Лену линией электропередачи в габаритах 220 кВ.

Западный энергорайон (установленная мощность на 01.01.18 с учетом резервных электростанций и Талаканской ГТЭС, функционирующей отдельно, 1029,5 МВт.) объединяет Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу вилюйских сельскохозяйственных улусов районов, а также имеет связь с Олекминским районом [44].

Западный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 №1 с отпайкой на НПС-14 и ВЛ 220 кВ Олекминск– НПС 15 №2 с отпайкой на НПС-14.

1.3 Характеристика электроэнергетической отрасли Республики Саха (Якутия)

В Якутской энергосистеме высок износ оборудования и электрических сетей. На протяжении долгого времени темпы старения основных производственных фондов значительно опережали темпы их обновления. Деятельность электросетевых компаний по реконструкции и техпервооружению направлена на поддержание работоспособности действующего оборудования, на продление его ресурса. Сложные климатические условия Республики усложняют эксплуатацию электросетевого хозяйства и приводят к увеличению затрат на ремонт и восстановление. В связи с отсутствием спроса на электроэнергию, Каскад Вилюйских ГЭС вырабатывает электроэнергии меньше возможной. За отчетный пятилетний

период ежегодно производились холостые сбросы воды. Невостребованность электроэнергии Каскада Вилюйских ГЭС (к проектной среднемноголетней выработке) составила около 6 млрд кВт·ч за 5 отчетных лет [44]. Поскольку инфраструктура электрических сетей в регионе неразвита, а энергорайоны значительно удалены друг от друга, энергетический комплекс Якутии не может быть использован эффективно, из-за чего снижается надёжность обеспечения потребителей электрической энергии, а также становится невозможным создание в регионе конкурентной среды выработки электроэнергии. Всё это негативно влияет на развитие Республики Саха в социально-экономическом плане [44]. Функционирование электростанций характеризуется низкой эффективностью. Сложные схемы завоза топлива обуславливают высокие показатели стоимости топлива и, как следствие, себестоимости производства электроэнергии. В свою очередь, это проявляется в одной из главных проблем – перекрестное субсидирование [52].

В системах теплоснабжения в качестве проблемных моментов следует особо отметить низкую эффективность и технический уровень оборудования котельных и высокий износ тепловых сетей. В дополнение к значительной доле ветхого жилья все эти проблемы приводят к большим потерям тепловой энергии при транспортировке и потреблении. С целью решения указанных проблем энергетики Республики Саха (Якутия), обеспечения энергобезопасности и надежного энергоснабжения потребителей необходимо привлечение значительных материальных ресурсов для реконструкции и ввода новых генерирующих мощностей, обновления электро- и теплосетевого хозяйства, создание электрических связей как между энергорайонами, так и с ЕНЭС РФ [52]. В Республике Саха (Якутия) сложилась непростая ситуация с объектами электроэнергетики, построенными и строящимися за счет государственных средств Республики Саха (Якутия) в Западном и Центральном энергорайонах. В настоящее время данные энергоактивы в количестве 177 объектов и ориентировочной балансовой стоимостью более 4 млрд руб.

находятся на безвозмездном пользовании и не имеют балансодержателей. В связи с тем, что передача в эксплуатацию не произведена, амортизация как источник обновления фондов не начисляется и не решаются проблемы надлежащей эксплуатации этих объектов [44]. Основная цель, преследуемая при развитии электроэнергетического республиканского комплекса, – обеспечение жителей региона надёжными поставками электроэнергии и соблюдение всех технических норм безопасности [52].

Чтобы данная цель была достигнута, необходимо решить следующий круг задач:

1. заменить ресурсы, выработавшие свой эксплуатационный срок;
2. обеспечить возможность эффективнее передавать потребителям электроэнергию и разработать меры, позволяющие снизить вероятность ограничения потребления жителями Республики Саха электроэнергии;
3. ликвидировать «слабые места» в электросетевой инфраструктуре Республики, ограничивающие суммарное потребление электроэнергии и количество жителей, имеющих возможность получать электрическую энергию;
4. использовать альтернативную и малую энергетику, а также закупать и применять современное оборудование, что позволит повысить производительность электросетевого комплекса;
5. более эффективно работать с региональными источниками ресурсов, применяемых при выработке электроэнергии;
6. уменьшать средний возраст оборудования, используемого при выработке и передаче электроэнергии.

Стратегическая задача развития электроэнергетического комплекса Якутии – формирование комплекса, способного удовлетворять потребности в электрической энергии всех жителей региона, отправлять энергию на экспорт и интегрирование с системой энергоснабжения остальной части РФ [52].

1.4 Характеристика источников питания

Основным источником питания Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) является Нерюнгринская ГРЭС установленной мощностью 570 МВт.

На НГРЭС установлено 5 трансформаторов из них:

- два автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110;
- три блочных трансформатора марки ТДЦС 250000/110 и ТДЦС 250000/220.

Описание распределительных устройств:

- Распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме 13 «Две рабочие системы шин», содержит 4 линейные ячейки, 3 трансформаторные и 1 секционную ячейку;

- Распределительно устройство 110 кВ выполнено по схеме 13 «Две рабочие системы шин», содержит 7 линейных ячеек, 4 трансформаторных, 1 секционную и 1 обходную ячейку.

От ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС отходят две кабельно-воздушные линии 220 кВ: КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 I цепь и КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с Отпайкой на ПС НПС-19 II цепь. По данным ЛЭП осуществляется связь Южно-Якутского энергорайона с Западным энергорайоном Амурской области, который является частью ОЭС Востока.

От ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС отходят две воздушные линии: ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ № 1 с отпайками (Л-114) и ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ № 2 с Отпайками (Л-115). По данным линиям осуществляется связь Нерюнгринской ГРЭС с дополнительным источником – Чульманской ТЭЦ.

На ЧТЭЦ установлено 4 блочных трансформатора марки:

- ТДЦ-16000/110;
- ТДЦ-16000/110.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме № 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Содержит 4 трансформаторных, 4 линейных и одну секционную ячейки.

Источниками питания, генерирующими электроэнергию в Западном энергорайоне являются:

- Вилюйские ГЭС-1,2 с установленной мощностью 680 МВт;
- Светлинская ГЭС с установленной мощностью 277,5 МВт.

Каскад Вилюйских ГЭС работает в режиме регулирования частоты. На ГЭС установлены блочные трансформаторы марки ТДЦ-125000/220.

Гидрогенераторы 1, 3, 2, 4 электрически связаны с распределительным устройством 220 кВ, выполненного по схеме № 9 «Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин». РУ 220 кВ, к которому подключены 5, 6, 7, 8 генераторы выполнено по схеме № 12 «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин».

Содержит 8 трансформаторных ячеек, 5 линейных, один секционный выключатель, соединяющий первую и вторую системы шин. Также 2 обходных выключателя образующие связь между секциями шин 1 и 4, а также еще 2 выключателя связывающие секции шин 2 и 3 с выходом на обходную систему шин.

На Светлинской ГЭС установлено 3 блочных трансформатора марки ТДЦ-125000/220.

РУ 220 кВ выполнено по схеме № 9 «Одна рабочая секционированная система шин». Содержит 3 трансформаторных и 2 линейных ячейки и одну секционную.

Источниками питания, генерирующими электроэнергию в Центральном энергорайоне являются:

- Якутская ГРЭС – установленная мощность 368 МВт;
- Якутская ГРЭС новая - установленная мощность 193,48 МВт;
- Якутская ТЭЦ - установленная мощность 12 МВт;

- ДЭС мощностью 90 МВт.

Якутская ГРЭС — тепловая электростанция в городе Якутске. Входит в состав ПАО «Якутскэнерго».

Установленная электрическая мощность станции составляет 368 МВт, тепловая мощность — 548 Гкал/ч. Станция введена в эксплуатацию в 1970 году, совместно с Якутской ГРЭС-2 и Якутской ТЭЦ обеспечивает энергоснабжение центрального энергорайона Якутии, а также теплоснабжение Якутска.

Схема РУ 110 кВ Якутской ГРЭС выполнено по схеме № 13Н «Рабочие и обходная система шин». Содержит 9 трансформаторных, 6 линейных и 2 секционных ячейки.

Якутская ГРЭС новая (Якутская ГРЭС-2) должна заменить выбывающие мощности Якутской ГРЭС, создать дополнительный резерв мощности в Центральном энергорайоне Якутии, вытеснить часть устаревших, малоэффективных и экологически вредных котельных.

По конструкции Якутская ГРЭС-2 представляет собой газотурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

РУ 110 кВ Якутской ГРЭС-2 состоит из двух схем № 13 «Две рабочие системы шин, соединенных между собой секционными выключателями» [23]

Якутская ТЭЦ осуществляет на энергоснабжении г. Якутска.

ЯТЭЦ располагает 3 паровыми и 5 водогрейными котлоагрегатами, 2 турбинами, а также мощными питательными, циркуляционными и сетевыми насосами и деаэраторами.

Рабочая электрическая мощность Якутской ТЭЦ составляет 12 МВт, а тепловая – 500 Гкал.

Электрическая мощность ТЭЦ выдаётся по двум КВЛ 6 кВ Якутская ТЭЦ – Восточная и по КЛ 6 кВ Якутская ТЭЦ – Северная;

Распределительное 6 кВ Якутской ТЭЦ выполнено по схеме № 6-1 «Одна секционированная выключателями, система шин».

1.5 Структурный анализ электрических сетей

В структурном анализе электрических сетей рассмотрены ЛЭП и ПС напряжением 220кВ и 110 кВ Западного, Центрального и Южно-Якутского энергорайонов Республики Саха (Якутия).

Общая протяженность линий электропередачи 110 кВ и выше в энергосистеме Республики Саха (Якутия) составляет 7828 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 110 кВ и выше составляет 5432 МВА. Сводные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Суммарная протяжённость ЛЭП и мощность трансформаторных ПС

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
220 кВ	4110	2539
110 кВ	3718	2893
35 кВ	4531	634

Электрическая сеть 220 кВ ЗЭР является кольцевой (Районная – Олекминск – НПС-13 – НПС-12 – Городская), но имеется магистральный участок (Вилуйская ГЭС – ГПП-6). Электрическая сеть 110 кВ ЗЭР имеет вид радиально-магистральной сети. В таблицу 2 сведена информация по типу присоединения ПС к сети, также схема РУ каждой ПС, число и мощность трансформаторов, установленных на каждой из подстанций

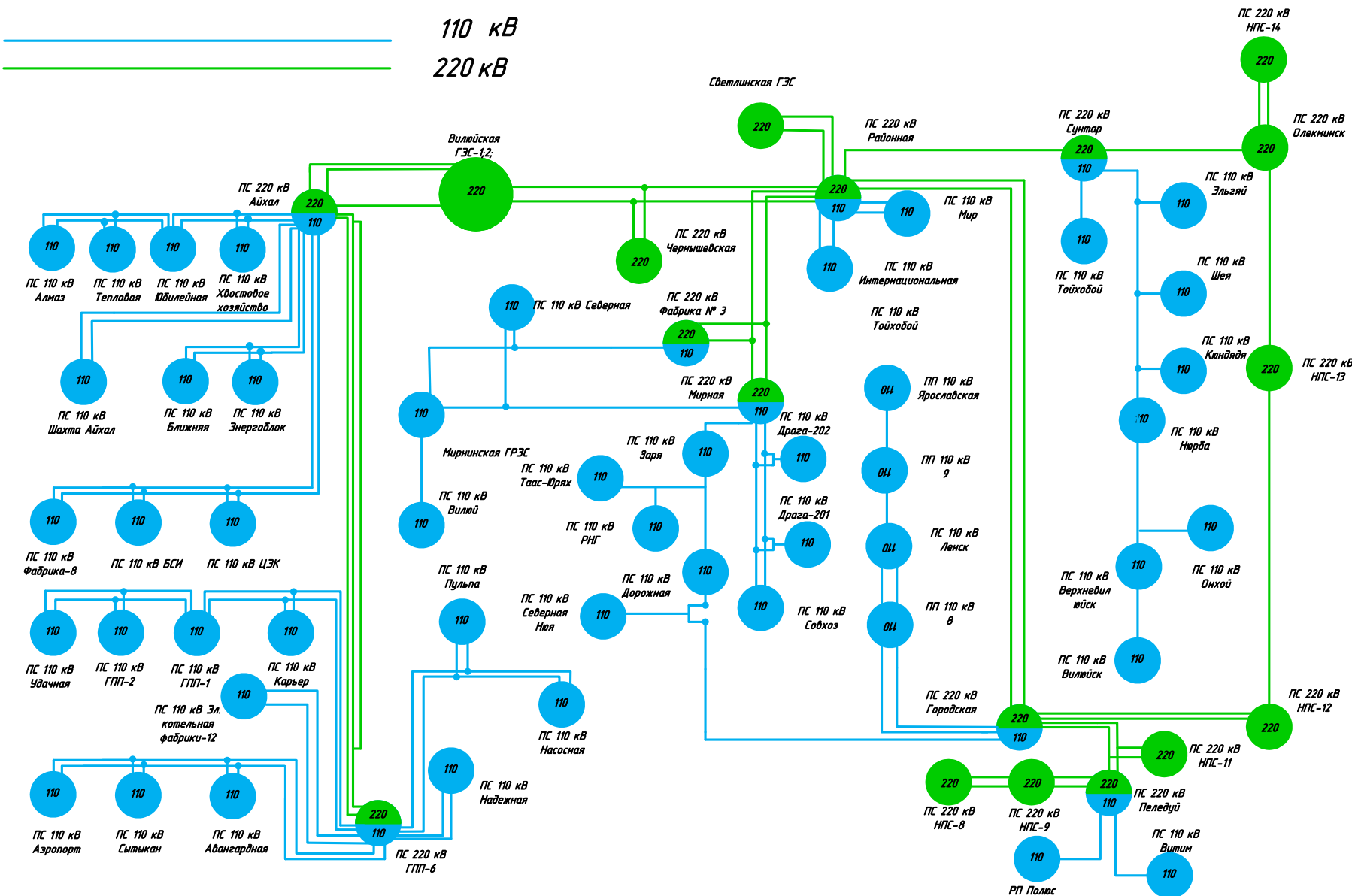


Рисунок 1 – Граф электрической сети Западного энергорайона Республики Саха (Якутия)

Таблица 2 – Информация по ПС ЗЭР

Наименование ПС	№ трансформатора	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	U _{ном} , кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
МИР	1	ТДТНШ-40000-110/6	Тупиковая	110	4Н
	2	ТДТНШ-40000-110/6			
Хвостовое хозяйство	1	ТДН-6300/110/6	Ответвительная	110	5Н
	2	ТДН-6300/110/6			
Юбилейная	1	ТРДН-40000/110/6	Узловая	110	12Н
	2	ТРДН-40000/110/6			
Тепловая	1	ТДН-10000/110/6	Ответвительная	110	5Н
	2	ТДН-10000/110/6			
Алмаз	1	ТДН-16000/110/6	Тупиковая	110	5Н
	2	ТДН-16000/110/6			
Шахта-Айлал	1	ТДН-16000/110/6	Тупиковая	110	5Н
	2	ТДН-16000/110/6			
Ближняя	1	ТДН-6300/110/6	Тупиковая	110	5Н
	2	ТДН-6300/110/6			
Энергоблок	1	ТРДН-40000/110/6	Ответвительная	110	5Н
	2	ТРДН-40000/110/6			
Фабрика-8	1	ТРДН-16000/110/6	Тупиковая	110	4Н
	2	ТДН-16000/110/6			
БСИ	1	ТДН-10000-110/6	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН-10000-110/6			
ЦЭК	1	ТРДН-25000/110/6	Ответвительная	110	9
	2	ТМТН-6300/110/6			
	3	ТРДН-25000/110/6			
	4	ТМТН-6300/110/6			
Удачная	1	ТДН-25000/110/6	Тупиковая	110	9
	2	ТДН-6300/110/6			
	3	ТДН-25000/110/6			
	4	ТДН-6300/110/6			
ГПП-1	1	ТДН-16000/110/6	Транзитная	110	9
	2	ТДН-16000/110/6			
ГПП-2	3	ТДН-16000/110/6	Ответвительная	110	9
	4	ТДН-16000/110/6			
Карьер	1	ТДН-16000/110/6	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН-16000/110/6			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Эл. котельная фабрики-12	1	ТРДН-63000/110/10	Тупиковая	110	3Н
	2	ТРДН-63000/110/10			
Аэропорт	1	ТДН-10000/110/10	Тупиковая	110	4Н
	2	ТДН-10000/110/10			
Сытыкан	1	ТДН-10000/110/10	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН-10000/110/10			
Авангардная	1	ТРДН-25000/110/10	Ответвительная	110	3Н
	2	ТРДН-25000/110/10			
Надежная	1	ТДН-16000/110/6	Тупиковая	110	9
	2	ТДН-16000/110/6			
	3	ТДН-16000/110/6			
Насосная	1	ТДН-6300/110/6	Тупиковая	110	5Н
	2	ТДН-6300/110/6			
Пульпа		ТДН-16000/110/6	Ответвительная	110	5Н
		ТДН-16000/110/6			
Виллой	1	ТДН-16000/110/6	Тупиковая	110	4Н
	2	ТДН-16000/110/6			
РНГ	1	ТМТН-6300/110/10	Тупиковая		
Северная Нюя	1	ТМТН-6300/110/10	Ответвительная	110	3Н
Драга-201	1	ТМТН-6300/110/6	Ответвительная	110	3Н
	2	ТМТН-6300/110/10			
Драга-202	1	ТМТН-6300/110/10	Ответвительная	110	3Н
Эльгай	1	ТМТН-6300/110/10	Ответвительная	110	3Н
Онхой	1	ТМТН-6300/110/35	Ответвительная	110	4Н
	2	ТМТН-6300/110/35			
Интернациональная	1	ТДН-10000-110/6	Тупиковая	110	4Н
	2	РДН-10000-110/6			
Районная	1	АТДЦТН-63000/220/110/10	Узловая	220	12
	2	АТДЦТН-63000/220/110/10		110	12
Чернышевская	1	ТДЦН-40000/220/110/6	Ответвительная	220	4Н
	2	ТДЦН-40000/220/110/6			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Фабрика №3	1	ТДН- 16000/220/110/6	Ответвительная	220	4Н
	2	ТДН- 16000/220/110/6		110	9
Северная	1	ТДГ-20000/110/10	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДГ-20000/110/10			
	3	ТРДН-25000/110/10			
	4	ТРДН-25000/110/10			
Виллой	1	ТДТН- 16000/110/35/6	Тупиковая	110	4Н
	2	ТДТН- 16000/110/35/6			
Мирный		АТДЦТН- 125000000/220/110/1 0	Ответвительная	220	4Н
	2	АТДЦТН- 125000000/220/110/1 0		110	13Н
Заря	1	ТМ-6300/110/10	Транзитная	110	4Н
	2	ТМ-6300/110/10			
Таас-Юрях	1	ТМТН- 6300/110/35/10	Ответвительная	110	3Н
Дорожная	1	ТМН-2500/110/6	Транзитная	110	3Н
Мурья	1	ТМТН- 6300/110/35/10	Тупиковая	110	3Н
Ленск	1	ТДН-15000/110/6	Транзитная	110	Не типовая
	2	ТДТН- 16000/110/35/6			
	3	ТДН-15000/110/6			
	4	ТРДН-40000/110/10			
Ярославская	1	ТМН-6300	Тупиковая	110	3Н
Пеледуй	1	АТДЦТН- 63000/220/110/35	Транзитная	220	9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
	2	АТДЦТН- 63000/220/110/35		110	12
Витим	1	ТМНТ- 16000/110/35/10	Тупиковая	110	4Н
	2	ТМНТ- 16000/110/35/10			
Совхоз	1	ТДНГ-20000/110/10	Тупиковая	110	4Н
	2	ТМН-6300/110/6			
	3	ТМН-6300/110/6			
	4	ТРДН-40000/110/10			
Тойбохой	1	ТМТН- 6300/110/35/10	Тупиковая	110	4Н
	2	ТМТН- 6300/110/35/10			
Эльгай	1	ТМН-6300/110/10	Ответвительная	110	3Н
Шея	1	ТМН-6300/110/10	Ответвительная	110	3Н
Кюндядя	1	ТМН-6300/110/10	Ответвительная	110	4Н
	2	ТМН-6300/110/10			
Нюрба	1	ТДТН- 10000/110/35/10	Транзитная	110	5АН
	2	ТДТН- 10000/110/35/10			
Верхневиллойск	1	ТМНТ- 6300/110/35/10	Транзитная	110	5АН
	2	ТМНТ- 6300/110/35/10			
Виллойск	1	ТДТН- 10000/110/35/6	Тупиковая	110	5АН
	2	ТМТН-6300/110/35/6			
Сунтар	1	АТДЦТН- 63000/220/110/35	Узловая	220	12
	2	АТДЦТН- 63000/220/110/35			
	3	ТДН-25000/110/35/6		110	12
	4	ТДН-25000/110/35/6			
Олекминск	1	ТДТН- 25000/220/35/6	Транзитная	220	12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
	2	ТДТН- 25000/220/35/6			
НПС-14	1	ТДН-25000/220/10	Транзитная	220	5Н
	2	ТДН-25000/220/10			
НПС-13	1	ТДН-25000/220/10	Транзитная	220	5АН
	2	ТДН-25000/220/10			
НПС-12	1	ТДН-25000/220/10	Транзитная	220	12
	2	ТДН-25000/220/10			
Городская	1	АТДЦТН- 63000/220/110/20	Узловая	220	12
	2	АТДЦТН- 63000/220/110/20		110	12
Айхал	1	АТДЦТН- 125000/220/110/10	Узловая	220	12
	2	АТДЦТН- 125000/220/110/10		110	13Н
ГПП-6		АТДЦТН- 125000/220/110/6	Узловая	220	Нетипов ая
		АТДЦТН- 125000/220/110/6		110	13
НПС-8	1	ТДН-40000/220/10	Тупиковая	220	5Н
	2	ТДН-40000/220/10			
НПС-9	1	ТДН-40000/220/10	Транзитная	220	9
	2	ТДН-40000/220/10			
НПС-11	1	ТРДН-25000/110/6	Ответвительная	220	5Н
	2	ТРДН-25000/110/6			

Вид РУ [23]:

1. 3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем;
2. 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
3. 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий;
4. 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;

5. 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
6. 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин;
7. 13Н – Две рабочие и обходная системы шин.

На ПС Городская и установлены управляемые шатирующие реакторы УШР-1 63000/220 и УШР-2 63000/220.

Характеристика ВЛ 220 кВ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика ВЛ 220 кВ в ЗЭР

Наименование ВЛ	Марка провода	Длина ВЛ, км
1	2	3
ВЛ 220 кВ Велюйская ГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская № 1	АСО-400	94,9
ВЛ 220 кВ Велюйская ГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская № 1	АСО-400	100,5
ВЛ 220 кВ Велюйская ГЭС – Айхал № 1	АСО-400	355,7
ВЛ 220 кВ Велюйская ГЭС – Айхал № 2	АСО-400	356,7
ВЛ 220 кВ Велюйская ГЭС – Айхал № 3	АС-400	353
ВЛ 220 кВ Районная – Мирный № 1	АСО-240	9,3
ВЛ 220 кВ Районная – Мирный № 2	АСО-240	9,5
ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная № 1	АСО-400	69,8
ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная № 2	АСО-400	69,8
ВЛ 220 кВ Районная – Городская № 1	АС-400	245,9
ВЛ 220 кВ Районная – Городская № 2	АС-400	245,9
ВЛ 220 кВ ПС Районная – Сунтар	АС-240	211,3
ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск	АС-240	273
ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-14 № 1	АС-240	40
ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-14 № 2	АС-240	40
ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13	АС-400	248
ВЛ 220 кВ НПС-13 – НПС-12	АС-400	196,75

Продолжение таблицы 3

1	2	3
ВЛ 220 кВ НПС-12 – Городская	АС-400	27,5
ВЛ 220 кВ НПС-12 –Городская	АС-400	28,5
ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй с отпайкой на ПС НПС-11 № 1	АС-400	220,0
ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй с отпайкой на ПС НПС-11 № 2	АС-400	220,0
ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1	АС-240	214,6
ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2	АС-240	214,6
ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 №1	АС-240	94,2
ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 №2	АС-240	94,2

Характеристика ВЛ 110 кВ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика ВЛ 110 кВ в ЗЭР

Наименование ВЛ	Марка провода	Длина ВЛ, км
1	2	3
ВЛ 110 кВ Мирный – Заря с отпайкой	АС-95	53,5
ВЛ 110 кВ Заря – Дорожная	АС-95	235
ВЛ 110 кВ Дорожная – ПП 7	АС-95	72,2
ВЛ 110 кВ ПП 7 – Северная Нюя	АС-95	0,65
ВЛ 110 кВ Сунтар – Тойбохой	АС-95	46,38
ВЛ 110 кВ Мирный – Совхоз с отпайками № 1	АС-120	21,8
	АС-95	13,5
ВЛ 110 кВ Мирный – Совхоз с отпайками № 1	АС-120	21,8
	АС-95	13,5
ВЛ 110 кВ Фабрика № 3 – Мирнинская ГРЭС с отпайкой на ПС Северная	АС-249	7,4
ВЛ 110 кВ Мирный – Мирнинская ГРЭС с отпайкой на ПС Северная	АС-120	8,6
ВЛ 110 кВ Мирнинская ГРЭС – Вилюй	АСО-400	70,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3
ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 1	АС-120	21
ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 2	АС-120	21
ВЛ 110 кВ Районная – Мир № 1	АС-120	4,9
ВЛ 110 кВ Районная – Мир № 2	АС-120	4,9
ВЛ 110 кВ Пеледуй – Витим	АС-240	27,4
ВЛ 110 кВ Пеледуй – Витим	АС-240	27,4
ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюс	АС-300	283,6
ВЛ 110 кВ Городская – ПП-8	АС-240	86,2
ВЛ 110 кВ ПП-8 – Ленск № 1	АС-120	94,0
ВЛ 110 кВ ПП-8 – Ленск № 2	АС-120	94,0
ВЛ 110 кВ ПП-9 – Ленск № 1	АС-120	99,8
ВЛ 110 кВ ПП-9 – Ленск № 2	АС-120	99,8
ВЛ 110 кВ ПП-9 – Ярославская	АС-120	11,2
ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками	АС-95	393,6
ВЛ 110 кВ Нюрба – Верхневиллюйск с отпайкой на ПС Онхой	АС-95	133
ПС 110 кВ Верхневиллюйск – Виллюйск	АС-95	81,03
ВЛ 110 кВ Айхал - ПС 110 кВ Юбилейная с отпайками на ПС Хвостовое Хозяйство № 1	АС-240	7,7
ВЛ 110 кВ Айхал - ПС 110 кВ Юбилейная с отпайкой на ПС Хвостовое Хозяйство № 2	АС-240	7,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3
ВЛ 110 кВ Юбилейная – Алмаз с отпайкой на ПС Тепловая № 1	АПС-150	4,6
ВЛ 110 кВ Юбилейная – Алмаз с отпайкой на ПС Тепловая № 2	АПС-150	4,6
ВЛ 110 кВ Айхал – Шахта Айхал № 1	АС-120	1,5
ВЛ 110 кВ Айхал – Шахта Айхал № 2	АС-120	1,5
ВЛ 110 кВ Айхал – Ближняя с отпайкой на ПС Энергоблок № 1	АС-95	10,9
ВЛ 110 кВ Айхал – Ближняя с отпайкой на ПС Энергоблок № 2	АС-95	10,9
ВЛ 110 кВ Айлах – Фабрика-8 с отпайками № 1	АС-240	1,1
ВЛ 110 кВ Айлах – Фабрика-8 с отпайками № 2	АС-240	1,1
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – ГПП-1 с отпайкой на ПС Карьер № 1	АС-120	5,2
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – ГПП-1 с отпайкой на ПС Карьер № 2	АС-120	5,2
ВЛ 110 кВ ГПП-1 – Удачная с отпайкой на ПС ГПП- 2 № 1	АС-120	6,4
ВЛ 110 кВ ГПП-1 – Удачная с отпайкой на ПС ГПП- 2 № 2	АС-120	6,4
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – Эл. котельная фабрики-12 № 1	АСО-240	0,4
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – Эл. котельная фабрики-12 № 2	АСЛ-240	0,4
ВЛ 110 кВ ГПП-6 - Аэропорт с отпайками № 1	АС-120	15,74
ВЛ 110 кВ ГПП-6 - Аэропорт с отпайками № 2	АС-120	15,74
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – Надежная № 1	АСО-240	0,7
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – Надежная № 2	АСО-240	0,7
ВЛ 110 кВ ГПП-6 - Насосная с отпайкой на ПС Пульпа № 1	АС-120	10,68
ВЛ 110 кВ ГПП-6 - Насосная с отпайкой на ПС Пульпа № 2	АС-120	10,68

Для рассматриваемого района характерна высокая степень износа линий 110 – 220 кВ, ВЛ 220 кВ ВГЭС – Районная и ВЛ 220 кВ Районная – Мирный выполнены на деревянных опорах и находятся в эксплуатации более 40 лет. Также в Западном энергорайоне наблюдается высокая протяженность ЛЭП 110 кВ с низкой пропускной способностью. Например, ВЛ 110 кВ Мирный – Ленск протяженностью 235 км с сечением АС-95. Присутствуют подстанции 110 кВ подключены к одноцепным ЛЭП (ПС 110 кВ Ярославская, ПС 110 кВ Эльгяй, ПС 110 кВ Шея, ПС 110 кВ Нюрба, ПС 110 кВ Верхневиллюйск, ПС 110 кВ Виллюйск, ПС 110 кВ Тас-Юрях, ПС 110 кВ Виллюй, ПС 110 кВ Мурья, ПС 110 кВ Крестовая) и на 7 подстанциях установлено по одному силовому трансформатору (ПС 110 кВ Эльгяй, ПС 110 кВ Шея, ПС 110 кВ Мурья, ПС 110 кВ Таас-Юрях).

Сеть 220 кВ ЮЯЭР представлена двумя цепями ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18, двумя цепями ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с Отпайкой на ПС НПС-17 (двухцепная магистраль с Отпайками на ПС НПС-17), двумя цепями ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с Отпайкой на НПС-16 (двухцепная магистраль с Отпайками на ПС НПС-18). Граф электрической сети Южно-Якутского энергорайона приведен на рисунке 3.

ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с Отпайками (двухцепная магистраль с Отпайками на ПС Дунаевская и ПС Денисовская);

1. ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми (магистраль с Отпайками на ПС Инаглинская и ПС Угольная);

2. ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками (магистраль с Отпайками на ПС Инаглинская и ПС Угольная);

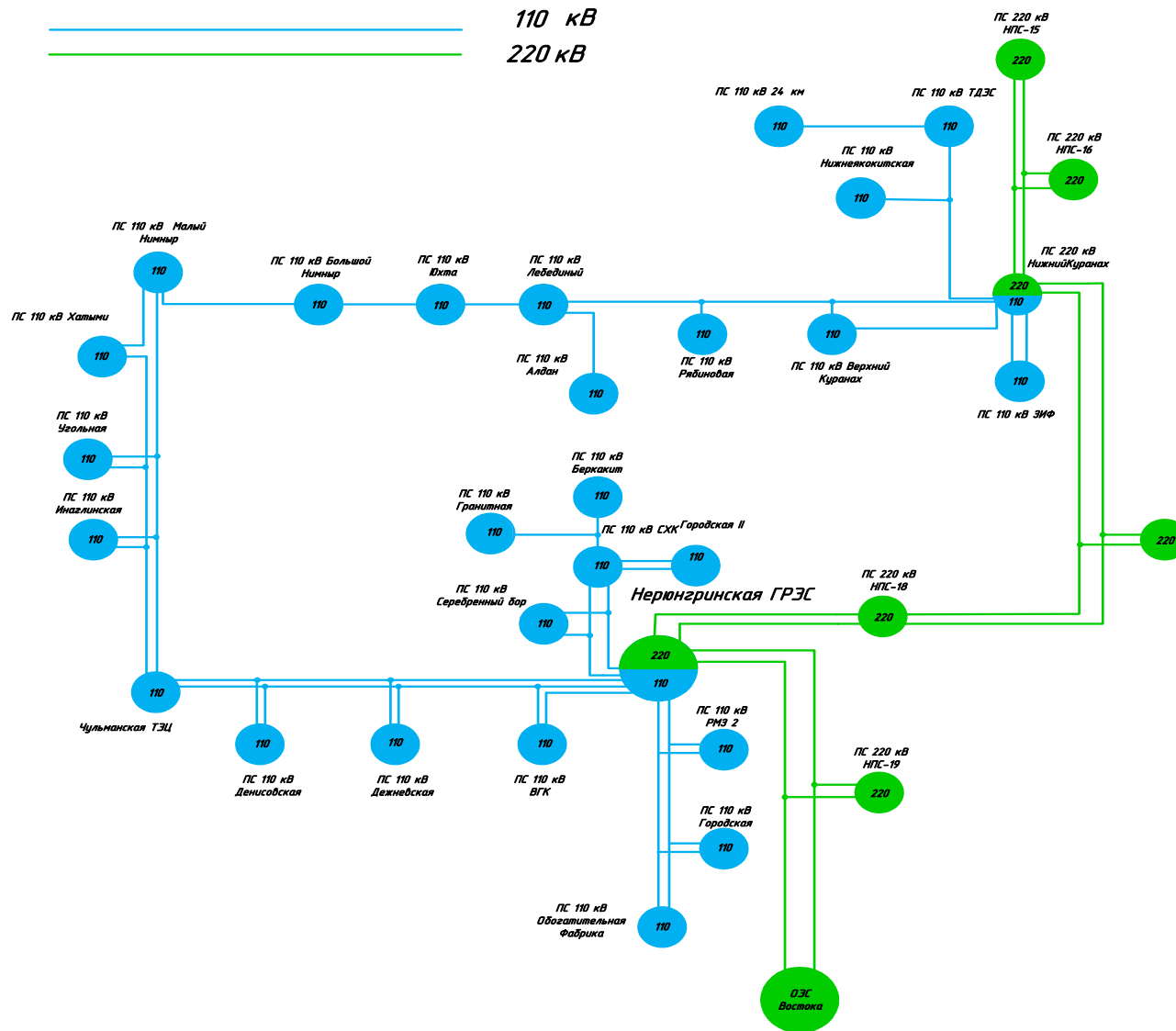


Рисунок 2 – Граф электрической сети Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия)

3. ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Лебединый (магистраль с Отпайками на ПС Рябиновая и ПС Верхний Куранах);
4. ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Нижний Куранах (магистраль).
5. ВЛ 110 кВ Хатыми – Малый Нимныр (магистраль);
6. ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр (магистраль);
7. ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта (магистраль);
8. ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый (магистраль);

В таблице 5 приведено распределение линий по номинальному напряжению.

Таблица 5 – Распределение линий по номинальному напряжению в Южно-Якутском энергорайоне.

Номинальное напряжение, кВ	220 кВ	110 кВ
Суммарная протяжённость, км	1218,5	430

Характеристика линий электропередач в ЮЯЭР приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Характеристика ВЛ в ЮЯЭР

Наименование ВЛ	Марка провода	Длина ВЛ, км
1	2	3
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	АС-300	164,6
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	АС-240	168,2
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 18 № 1 с Отпайкой на ПС НПС-17	АС-300	120,7

Продолжение таблицы 6

1	2	3
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 18 № 2 с Отпайкой на ПС НПС-17	АС-300	152,4
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 15 № 1 с Отпайкой на ПС НПС-16	АС-240	262,6
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 15 № 1 с Отпайкой на ПС НПС-16	АС-240	262,5
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с Отпайкой на ПС НПС-19 I цепь	АС-300, ПвПу2г 1x500гж/95- 127/220кВ	184
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с Отпайкой на ПС НПС-19 II цепь	АС-300, ПвПу2г 1x500гж/95- 127/220кВ	188
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульманская ТЭЦ с Отпайками (Л-114)	АС-185	26,1
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульманская ТЭЦ с Отпайками (Л-115)	АС-185	26,1
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатами с Отпайками	АС-185	65,9
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с Отпайками	АС-185	105,1
ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	АС-120	46
ВЛ 110 кВ Большой Нимныр - Юхта	АС-120	19,8
ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый	АС-120	37,2
ВЛ 110 кВ Лебединый - Алдан	АС-120	17
ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с Отпайками	АС-120	40,7

Продолжение таблицы 6

1	2	3
ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Нижний Куранах	АС-95	10
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 1	АС-95	1,3
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 2	АС-120	1,3
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ТДЭС с Отпайкой	АС-300	54,7
ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км	АС-300	16,8
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК	АС-185	8,3
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 1 с Отпайкой	АС-185	8,2
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 2 с Отпайкой	АС-185	8,2
ВЛ 110 кВ СХК – Городская II № 1	АС-95	1,8
ВЛ 110 кВ СХК – Городская II № 2	АС-95	1,8
ВЛ 110 кВ СХК – Беркакит с Отпайкой	АС-95	12,2
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС –Обогатительная фабрика № 1 с Отпайками	АС-400	17
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС –Обогатительная фабрика № 2 с Отпайками	АС-400	17

Таблица 7 - Информация по ПС ЮЯЭР

Наименование ПС	№ трансформатора	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	Uном, кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
Нижний Куранах	1	АТДЦТН-63000/220/110/35	Узловая	220	9
	2	АТДЦТН-63000/220/110/35		110	9
НПС-18	1	АТДЦТН-63000/220/110/35	Узловая	220	9
	2	АТДЦТН-63000/220/110/35		110	9
НПС-17	1	ТРДН-40000 220/10	Ответвительная	220	4Н
Верхний Куранах	1	ТДН-10000-110/6	Тупиковая	110	4Н
	2	ТРДН-10000-110/6			
Угольная	1	ТДН 16000/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН 16000/110			
Инаглинская	1	ТРДН-16000 110/6	Ответвительная	110	4Н
	2	ТРДН-16000 110/6			
Лебединый	1	ТДТН-16000/110/35/6	Ответвительная	110	9
	2	ТДТН-16000/110/35/6			
Денисовская	1	ТРДН-16000 110/6	Ответвительная	110	4Н
	2	ТРДН-16000 110/6			
Рябиновая	1	ТДН 6300/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН 6300/110			
Юхта	1	ТДТН 6300/110	Ответвительная	110	3Н
Б.Нимныр	1	ТДН 2500/110	Ответвительная	110	3Н
М.Нимныр	1	ТДН 2500/110	Ответвительная	110	3Н
Хатыми	1	ТДН 2500/110	Ответвительная	110	3Н
Дежневская	1	ТРДН-16000 110/6	Ответвительная	110	5Н
НПС-19	1	ТРДН-40000 220/10	Ответвительная	220	5АН
	2	ТРДН-40000 220/10			

В Южно-Якутском энергорайоне присутствуют подстанции, питающихся по одноцепным линиям электропередач (ПС 110 кВ Нижне Якокитская, ПС 110 кВ ТДЭС, ПС 110 кВ 24 км, ПС 110 кВ Алдан, ПС 110

кВ Гранитная, ПС 110 кВ Беркакит, ПС 110 кВ Рябиновая) и подстанции с одним установленным трансформатором (ПС 110 кВ Хатыми, ПС 110 кВ М.Нимныр, ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Юхта и ПС 110 кВ Гранитная), что не отвечает требованиям электроснабжения потребителей.

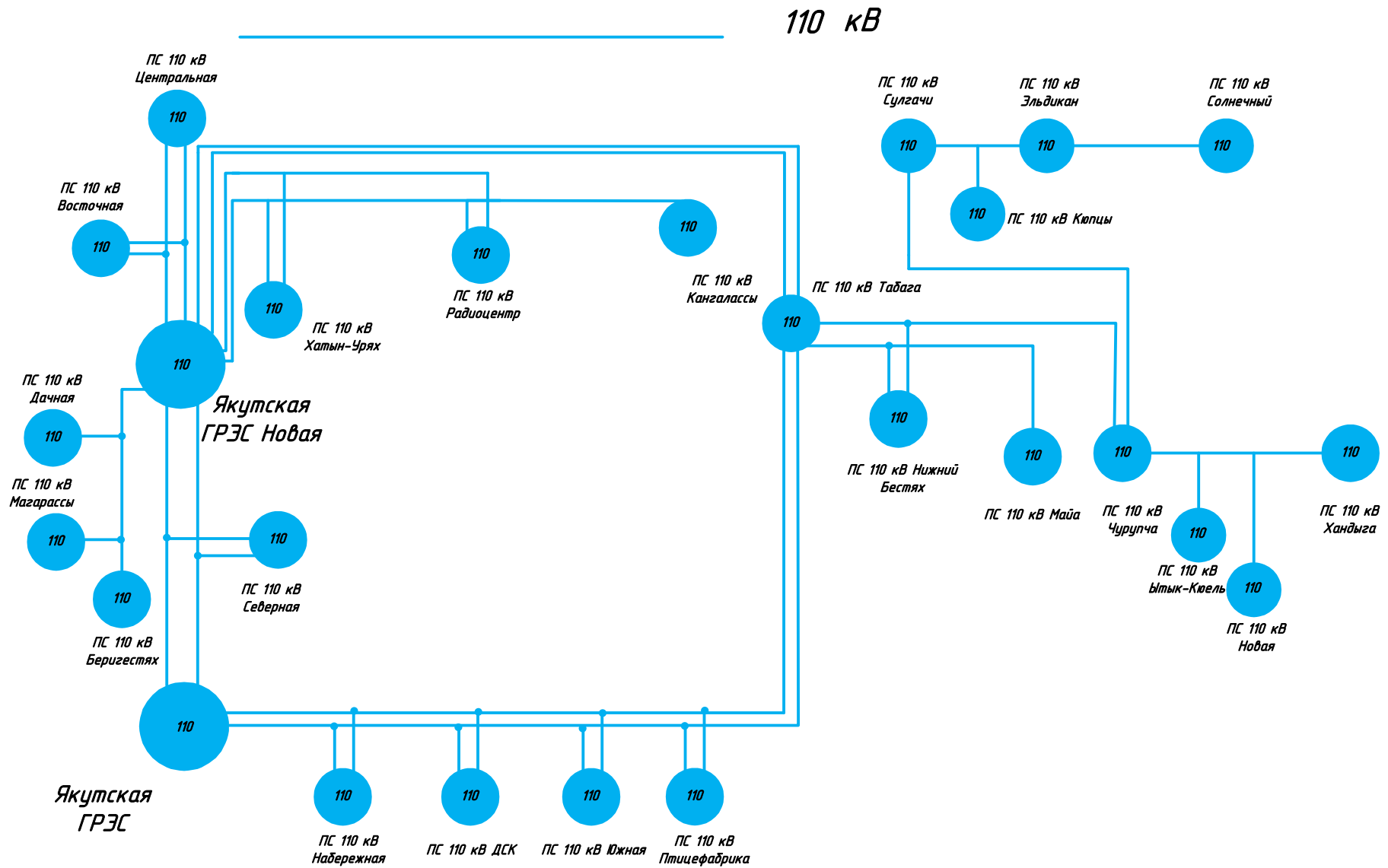


Рисунок 3 – Граф электрической сети Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия)

Электрическая сеть 110 кВ ЦЭР по типу является разомкнутой, но имеются и замкнутый участок сети. В основном электрическая сеть ЦЭР имеет вид радиально магистральной сети, также есть часть сети, выполненной двухцепной кольцевой, это кольцо соединяет между собой ЯГРЭС и ПС 110 кВ Табага. Граф электрической сети приведен на рисунке 5.

В таблице 8 приведена протяженность линий электропередач в зависимости от класса напряжения.

Таблица 8 – Протяжённость ВЛ 110 кВ в ЦЭР с разбивкой по классам напряжения

Класс напряжения	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяжённость, км	1967,9	1422,2	422,5	13172,3

Анализ ВЛ 110 кВ:

1. ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с Отпайками (двухцепная магистраль);
2. ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага II цепь с Отпайками (двухцепная магистраль);
3. Якутская ГРЭС Новая – Табага I цепь (двухцепная магистраль);
4. Якутская ГРЭС Новая – Табага II цепь (двухцепная магистраль);
5. ВЛ 110 кВ Майя – Табага (магистраль);
6. ВЛ 110 кВ Табага – Чурапча с Отпайками (магистраль);
7. ВЛ 110 кВ Чурапча – Хандыга с Отпайками (магистраль с Отпайками);
8. ВЛ 110 кВ Чурапча – Сулгачи (магистраль);
9. ВЛ 110 кВ Сулгачи – Эльдикан (магистраль);
10. ВЛ 110 кВ Эльдикан - Солнечный (магистраль).

В таблице 9 приведена характеристика ВЛ в Центральном энергорайоне.

Таблица 9 – Характеристика ВЛ в ЦЭР.

Наименование ВЛ	Марка провода	Длина ВЛ, км
1	2	3
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с Отпайками	АС-240 АС -185	39,3877
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага II цепь с Отпайками	АС-240 АС -185	37,48
ВЛ 110 кВ Майя – Табага с Отпайкой на ПС Нижний Бестях	АС-300 АС-240 АУС-300 АУС-120 АС-120	61,75
ВЛ 110 кВ Табага – Чурапча с Отпайками	АС-300 АС-240 АУС-300 АС-120	162,35
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага I цепь	АС-300	31,0
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага II цепь	АС-300	31,0
ВЛ 110 кВ Чурапча – Хандыга с Отпайками	АС-240 АС-95 АС-70	237,9
ВЛ 110 кВ Чурапча – Сулгачи	АС-185	68,9

Продолжение таблицы 9

1	2	3
ВЛ 110 кВ Сулгачи – Эльдикан с Отпайкой на ПП Кюпцы	АС-120	165,27
ВЛ 110 кВ Эльдикан – Солнечный	АС-95	178
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая I цепь с Отпайкой на ПС Северная	АС-240	10,45
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая II цепь с Отпайкой на ПС Северная	АС-240	10,45
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Центральная I цепь с Отпайкой на ПС Восточная	АС-120	7,1
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Центральная II цепь с Отпайкой на ПС Восточная	АС-120	7,1
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с Отпайками	АС-240 АС-70	27,6
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Бердигестях с Отпайками;	АС-240 АС-95	188,6
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с Отпайками;	АС-240 АС-70	42,5

В таблице 10 представлена информация по типу присоединения ПС к сети, также схема РУ каждой ПС, число и мощность трансформаторов.

Таблица 10 – Информация по ПС ЦЭР

Наименование ПС	№ трансформатора	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	Уном, кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
Майя	1	АТДЦТН 125000/220/110	Узловая	220	9
	2	АТДЦТН 125000/220/110		110	12
Чурапча	1	ТДТН 16000/110	узловая	110	12
	2	ТДТН 16000/110		35	9
Богоронцы	1	ТДТН 10000/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДТН 10000/110		35	9

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
				6	9
Бестях	1	ТДГН 25000/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДГН 25000/110			
Ытык-Кюель	1	ТДГН 10000/110	Ответвительная	110	3Н
Хандыга	1	ТДГН 10000/110	Тупиковая	110	12
	2	ТДГН 10000/110		35	9
Набережная	1	ТРДН 25000/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТРДН 25000/110			
ДСК	1	ТДН 10000/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН 10000/110			
Южная	1	ТДН 6300/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН 6300/110			
Сулгачи	1	ТДГН 6300/110	Проходная	110	5АН
	2	ТДГН 6300/110			
Солнечный	1	ТДН 10000/110	Тупиковая	110	4Н
	2	ТДН 16000/110			
Усть-Мая	1	ТДН 6300/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН 6300/110			
Дачная	1	ТМН 2500/110	Ответвительная	110	3Н
Кангалассы	1	ТДГН 10000/110	Тупиковая	110	4Н
	2	ТДГН 10000/110			
Бердигестях	1	ТДГН 10000/110	Тупиковая	110	3Н

ПС 110 кВ Бердигестях, ПС 110 кВ Магарассы, ПС 110 кВ Дачная, ПС 110 кВ Сулгачи, ПП 110 кВ Кюпцы, ПС 110 кВ Эльдикан, ПС 110 кВ Солнечный, ПС 110 кВ Чурапча, ПС 110 кВ Ытык-Кюель, ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ Хандыга запитаны по одноцепным линиям. На ПС 110 кВ Ытык-Кюель и ПС 110 кВ Дачная установлен один силовой трансформатор, что не соответствует требованиям надежности электроснабжения потребителей второй категории. Также в схеме сети присутствуют протяженные линии 110 кВ с недостаточной пропускной способностью. Например, ВЛ 110 кВ Эльдикан – Солнечный длиной 178 км с сечением провода АС-95.

На основе проведенного структурного анализа Республики Саха (Якутия) можно сделать следующие выводы о текущем состоянии энергосистемы:

- Сеть 220-110 кВ характеризуется большой протяженностью линий электропередач;

- Конфигурации электрической сети не отвечает требованиям надежности, присутствуют подстанции с односторонним питанием, а также подстанции, на которых установлен один трансформатор;

2 РЕЖИМНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Расчет электроэнергетических режимов проводился с помощью ПК RastrWin3 для нормальной и основных ремонтных схем. Для проверки соответствия схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Например, отключение наиболее нагруженного элемента сети (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Для расчета использовался эквивалент сети 110 – 220 кВ Республики Саха (Якутия), где ОЭС Востока ограничена шинами 220 кВ Тында, с целью моделирования перетока мощности в энергосистему Амурской области.

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напряжения, определения перетоков мощности по ВЛЭП и через трансформаторы, а также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

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

2.1 Анализ загрузки ЛЭП в нормальном режиме

Для оценки оптимальности загрузки линий электропередачи использовалось условие: $30 \leq I_{расч}/I_{доп} \leq 70$ %. Анализ загрузки ЛЭП 110-220 кВ Республики Саха (Якутия) в нормальном режиме приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Загрузка ЛЭП 110-220 кВ Республики Саха

Наименование ЛЭП	Ирас, А	Идоп, А	Ирас/Идоп, %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ НПС-13 – НПС-12	115	835	13,8
ВЛ 110 кВ Мирнинская ГРЭС – Виллой	17	825	2,1
ВЛ 110 кВ Мирный – Мирнинская ГРЭС с отпайкой на ПС Северная	31	390	7,9
ВЛ 110 кВ Мирный – Совхоз с отпайками № 1	21	390	5,4
ВЛ 110 кВ Мирный – Заря с отпайкой	70	330	21,2
ВЛ 110 кВ Сунтар – Тойбохой	54	330	16,4
ВЛ 110 кВ Заря – Дорожная	18	330	5,5
ВЛ 220 кВ Районная – Мирный № 1	112	610	18,4
ВЛ 220 кВ Районная – Мирный № 2	57	610	9,3
ВЛ 110 кВ Пеледуй – Витим	19	610	3,1
ВЛ 110 кВ ПП-8 – Ленск № 1	29	330	8,8
ВЛ 110 кВ ПП-8 – Ленск № 2	28	330	8,5
ВЛ 110 кВ ПП-9 – Ленск № 1	19	390	4,9
ВЛ 110 кВ ПП-9 – Ленск № 2	20	390	5,1
ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюс	87	610	14,3
ВЛ 110 кВ ПП-9 – Ярославская	2	390	0,5
110 кВ Айхал – Ближняя с отпайкой на ПС Энергоблок № 1	13	330	3,9
ВЛ 110 кВ Айхал – Ближняя с отпайкой на ПС Энергоблок № 2	16	330	4,8
ВЛ 110 кВ Айлах – Фабрика-8 с отпайками № 1	5	265	1,9
ВЛ 110 кВ Айлах – Фабрика-8 с отпайками № 2	7	265	2,6
ВЛ 110 кВ Айхал - ПС 110 кВ Юбилейная с отпайками на ПС Хвостовое Хозяйство № 1	79	610	13,0
ВЛ 110 кВ Айхал - ПС 110 кВ Юбилейная с отпайкой на ПС Хвостовое Хозяйство № 2	1	390	0,3
ВЛ 220 кВ Велюйская ГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская № 1	271	390	69,5
ВЛ 220 кВ Велюйская ГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская № 1	276	835	33,1
ВЛ 220 кВ Районная – Городская № 1	167	835	20,0
ВЛ 220 кВ Районная – Городская № 2	167	835	20,0
ВЛ 220 кВ ПС Районная – Сунтар	248	610	40,7
ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная № 1	332	835	39,8
ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная № 2	337	835	40,4

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск	74	610	12,1
ВЛ 220 кВ НПС-12 – Городская	74	835	8,9
ВЛ 220 кВ НПС-12 – Городская	74	835	8,9
ВЛ 220 кВ НПС-12 –Городская	98	825	11,9
ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй с отпайкой на ПС НПС-11 № 1	113	825	13,7
ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй с отпайкой на ПС НПС-11 № 2	119	825	14,4
ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 2	19	390	4,9
ВЛ 110 кВ Районная – Мир № 1	29	390	7,4
ВЛ 110 кВ Районная – Мир № 2	27	390	6,9
ВЛ 110 кВ Нюрба – Верхневилуйск с отпайкой на ПС Онхой	84	330	25,5
ВЛ 110 кВ Юбилейная – Алмаз с отпайкой на ПС Тепловая № 1	5	450	1,1
ВЛ 110 кВ Юбилейная – Алмаз с отпайкой на ПС Тепловая № 2	7	450	1,6
ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками	224	330	67,9
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – Эл. котельная фабрики-12 № 1	136	610	22,3
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – Эл. котельная фабрики-12 № 2	163	390	41,8
ВЛ 110 кВ ГПП-6 - Аэропорт с отпайками № 1	131	390	33,6
ВЛ 110 кВ ГПП-6 - Аэропорт с отпайками № 2	27	390	6,9
ВЛ 110 кВ ГПП-6 - Насосная с отпайкой на ПС Пульпа № 1	19	610	3,1
ВЛ 110 кВ ГПП-6 - Насосная с отпайкой на ПС Пульпа № 2	5	390	1,3
ВЛ 110 кВ ГПП-1 – Удачная с отпайкой на ПС ГПП-2 № 1	98	390	25,1
ВЛ 110 кВ ГПП-1 – Удачная с отпайкой на ПС ГПП-2 № 2	0	390	0,0
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – ГПП-1 с отпайкой на ПС Карьер № 1	161	390	41,3
ВЛ 110 кВ ГПП-6 – ГПП-1 с отпайкой на ПС Карьер № 2	3	390	0,8
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая I цепь с Отп.айкой на ПС Северная	146	610	23,9
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая I цепь с Отп.айкой на ПС Северная	146	610	23,9
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Центральная I цепь с Отпайкой на ПС Восточная	81	610	13,3

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Центральная II цепь с Отпайкой на ПС Восточная	101	610	16,6
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с Отпайками	53	265	20,0
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с Отпайками;	49	390	12,6
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Бердигестях с Отпайками;	29	330	8,8
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с Отпайками	37	390	9,5
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага II цепь с Отпайками	61	510	12,0
ВЛ 110 кВ Табага – Чурапча с Отпайками	197	390	50,5
ВЛ 110 кВ Майя – Табага	226	610	37,0
ВЛ 110 кВ Чурапча – Хандыга с отпайками	63	610	10,3
ВЛ 110 кВ Чурапча – Сулгачи	62	510	12,2
ВЛ 110 кВ Эльдикан - Солнечный	29	510	5,7
ВЛ 110 кВ Сулгачи – Эльдикан	39	390	10,0
ПС Эльдикан - ПС Солнечный	26	330	7,9
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с Отпайками	117	690	17,0
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага II цепь с Отпайками	101	690	14,6
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 1 с Отпайкой	41	510	8,0
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 2 с Отпайкой	41	510	8,0
ВЛ 110 кВ СХК – Городская II № 1	167	830	20,1
ВЛ 110 кВ СХК – Городская II № 2	167	830	20,1
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульманская ТЭЦ с Отп.айками (Л-114)	89	510	17,5
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульманская ТЭЦ с Отп.айками (Л-115)	89	510	17,5
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК	13	510	2,5
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с Отпайками	67	390	17,2
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатами с Отпайками	3	510	0,6
ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	122	390	31,3
ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с Отпайками	70	390	17,9

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый	118	390	30,3
ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Нижний Куранах	30	330	9,1
110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 1	44	390	11,3
110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 2	41	330	12,4
ВЛ 110 кВ Большой Нимныр - Юхта	119	390	30,5
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогажительная фабрика № 1 с Отпайками	169	830	20,4
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогажительная фабрика № 1 с Отпайками	169	830	20,4
ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км	4	390	1,0
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 18 № 1 с Отпайкой на ПС НПС-17	72	686	10,5
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 18 № 1 с Отпайкой на ПС НПС-17	84	686	12,2
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 15 № 1 с Отпайкой на ПС НПС-16	30	694	4,3
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 15 № 1 с Отпайкой на ПС НПС-16	35	686	5,1

Токовая нагрузка линий не превышает допустимых значений. В большинстве нагрузка линий не превышает 30 %.

2.2 Анализ напряжений электрической сети Республики Саха в нормальной схеме

Анализ отклонения напряжения в узлах показал, что в рассматриваемых энергорайонах встречается превышение отклонений напряжений более 10% от номинального. Это связано с генерацией зарядной мощности протяженными линиями 220 кВ.

Наиболее низкое напряжение в нормальном режиме наблюдается на ПС 110 кВ ГПП-1 в Западном энергорайоне. Причиной отклонения является большая протяженность ВЛ потери напряжения по транзиту от ПС 110 кВ Сунтар до ПС 110 кВ Вилюйский, суммарная протяженность линий составляет 370 км. Анализ напряжений электрической сети приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Отклонения напряжения в Узлах

Наименование подстанции	Уном, кВ	Урасч, кВ	ΔU , %
1	2	3	4
ПС 110 кВ Нюрба	110	109,8	-0,18
ПС 220 кВ НПС-8	220	240,19	9,18
	220	240,19	9,18
ПС 220 кВ НПС-9	220	239,02	8,65
	220	239,02	8,65
ПС 110 кВ РНГ	110	116,03	5,48
ПС 220 кВ НПС-11	220	236,27	7,40
	220	236,2	7,36
ПС 110 кВ Удачная	110	105,4	-4,18
	110	107,58	-2,20
РП Полюс	110	121,02	10,02
ПС 220 кВ Сунтар	220	227,25	3,30
	110	122,37	11,25
	110	115,21	4,74
ПП 110 кВ 9	110	117,71	7,01
ПП 110 кВ 8	110	116,99	6,35
ПП 110 кВ 7	110	118,77	7,97
ПП 110 кВ 5	110	118,39	7,63
ПС Городская	220	231,72	5,33
	220	229,87	4,49
	110	117,01	6,37
	110	111,23	1,12
ПС 110 кВ Северная Нюя	110	118,77	7,97
ПС 110 кВ Заря	110	117,21	6,55
	110	117,21	6,55
ПС 110 кВ Юбилейная	110	112,47	2,25
	110	112,73	2,48
ПС 220 кВ Пеледуй	220	237,02	7,74
	110	123,09	11,90
	110	121,92	10,84
ПС 220 кВ НПС-11	220	236,2	7,36
ПС 220 кВ Айхал	220	212,85	-3,25
ПС 220 кВ Районная	220	226,43	2,92
	110	121,95	10,86
	110	122,96	11,78
ПС 220 кВ Чернышевская	220	229,12	4,15
	220	229,1	4,14
ПС 220 кВ Мирный	220	226,22	2,83

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
	110	118,51	7,74
	110	119,07	8,25
ПС 220 кВ Олекминск	220	231,48	5,22
ПС 110 кВ Северная	110	122,09	10,99
	110	119,04	8,22
ПС 220 кВ ОФ-3	220	226,27	2,85
ПС 110 кВ Тойбохой	110	112,17	1,97
ПС 110 кВ Таас-Юрях	110	115,99	5,45
ПС 110 кВ Дорожная	110	118,37	7,61
ПС 110 кВ Фабрика-3	110	122,13	11,03
ПС 110 кВ Ярославская	110	117,71	7,01
ПС 110 кВ Ленск	110	116,98	6,35
	110	111,02	0,93
ПС 220 кВ НПС-12	220	231,2	5,09
ПС 220 кВ НПС-13	220	234,04	6,38
ПС 220 кВ НПС-14	220	232,71	5,78
	220	232,42	5,65
ПС 110 кВ Нюрба	110	109,83	-0,15
ПС 110 кВ Онхой	110	109,28	-0,65
ПС 110 кВ Верхневилуйск	110	109,41	-0,54
ПС 110 кВ Вилуйск	110	110,13	0,12
ПС 110 кВ Кюндядя	110	111,05	0,95
ПС 110 кВ Шея	110	115,48	4,98
ПС 110 кВ Эльгяй	110	118,46	7,69
ПС 110 кВ Витим	110	121,8	10,73
ПС 110 кВ Вилуй	110	119,29	8,45
ПС 110 кВ Драга-202	110	118,43	7,66
ПС 110 кВ Драга-201	110	118,37	7,61
ПС 110 кВ Совхоз	110	118,37	7,61
	110	119,13	8,30
ПС 110 кВ Фабрика 8	110	113,1	2,82
	110	112,99	2,72
ПС 110 кВ БСИ	110	113	2,73
	110	113,11	2,83
ПС 110 кВ Энергоблок	110	112,98	2,71
	110	113,1	2,82
ПС 110 кВ Ближняя	110	112,97	2,70
	110	113,09	2,81
ПС 110 кВ ЦЭК	110	113	2,73
	110	113,1	2,82
ПС 110 кВ Шахта Айхал	110	113,1	2,82

Продолжение таблицы 12

	110	113,01	2,74
ПС 110 кВ Тепловая	110	112,46	2,24
ПС 110 кВ Алмаз	110	112,72	2,47
	110	112,46	2,24
ПС 220 кВ ГПП-6	220	206,41	-6,18
	110	108,74	-1,15
	110	107,32	-2,44
ПС 110 кВ Надежная	110	107,32	-2,44
	110	108,73	-1,15
ПС 110 кВ Пульпа	110	108,72	-1,16
	110	107,3	-2,45
ПС 110 кВ Насосная	110	107,23	-2,52
	110	108,71	-1,17
ПС 110 кВ Авангардная	110	108,69	-1,19
	110	107,08	-2,65
ПС 110 кВ Сытыкан	110	108,7	-1,18
	110	107,13	-2,61
ПС 110 кВ Аэропорт	110	108,69	-1,19
	110	107,11	-2,63
ПС 110 кВ Карьер	110	106,36	-3,31
	110	108,16	-1,67
ПС 110 ГПП-1	110	107,74	-2,05
	110	105,68	-3,93
ПС 110 ГПП-2	110	105,39	-4,19
	110	107,58	-2,20
ПС 110 Эл.котельная Фабрики-12	110	107,31	-2,45
	110	108,73	-1,15
ПС 220 кВ Районная	110	121,95	10,86
	110	122,98	11,80
ПС 110 кВ Рудник Мир	110	121,74	10,67
	110	122,9	11,73
ПС 110 кВ Интернациональная	110	122,67	11,52
	110	121,73	10,66
ПП 8	110	111,08	0,98
ПС 220 кВ Майя	220	227,74	3,52
	110	119,84	8,95
ПС 110 кВ Мохсоголлох	110	119,07	8,25
ПС 110 кВ Птицефабрика	110	120,59	9,63
	110	120,42	9,47
ПС 110 кВ ДСК	110	120,51	9,55
	110	120,64	9,67
ПС 110 кВ Нижний Бестях	110	119,4	8,55

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
	110	119,38	8,53
ПС 110 кВ Северная	110	121,08	10,07
	110	121,08	10,07
ПС 110 кВ Восточная	110	121,05	10,05
	110	121,03	10,03
ПС 110 кВ Центральная	110	120,8	9,82
	110	120,86	9,87
ПС 110 кВ Дачная	110	120,29	9,35
	110	120,57	9,61
ПС 110 кВ Бердигестях	110	119,82	8,93
ПС 110 кВ Магарассы	110	120,57	9,61
ПС 110 кВ Радиоцентр	110	119,49	8,63
	110	119,06	8,24
ПС 110 кВ Кангалассы	110	118,76	7,96
ПС 110 кВ Намыв	110	120,7	9,73
ПС 110 кВ Южная	110	120,45	9,50
	110	120,61	9,65
ПС 110 кВ Набережная	110	120,7	9,73
	110	120,58	9,62
ПС 110 кВ Табага	110	120,22	9,29
	110	120,22	9,29
ПС 110 кВ Борогонцы	110	117,95	7,23
ПС 110 кВ Чурапча	110	121	10,00
ПС 110 кВ Сулгачи	110	120,78	9,80
ПС 110 кВ Ытык-Кюель	110	120,32	9,38
ПС 110 кВ Новый	110	119,37	8,52
ПС 110 кВ Хандыга	110	118,67	7,88
ПС 110 кВ Усть-Мая	110	119,91	9,01
ПС 110 кВ Эльдикан	110	119,8	8,91
ПС 110 кВ Солнечный	110	119,01	8,19
ПС 110 кВ Джебарики-Хая	110	118,41	7,65
ПС 110 кВ ВГК	110	123,39	12,17
	110	123,39	12,17
ПС 220 кВ НПС-16	220	240,76	9,44
	220	240,79	9,45
ПС 220 кВ НПС-19	220	242,44	10,20
	220	242,45	10,20
ПС 110 кВ Инаглинская	110	122,92	11,75
ПС 220 кВ НПС-15	220	238,01	8,19
ПС 220 кВ Нижний Куранах	220	239,9	9,05
	110	117,04	6,40

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
ПС 220 кВ НПС-17	220	241,23	9,65
ПС 110 кВ Дежневская	110	123,24	12,04
ПС 110 кВ Денисовская	110	123,21	12,01
ПС 110 кВ Угольная	110	122,82	11,65
ПС 110 кВ Хатыми	110	122,02	10,93
ПС 110 кВ М.Нимныр	110	121,22	10,20
ПС 110 кВ 24 км	110	115,81	5,28
ПС 110 кВ ТДЭС	110	115,79	5,26
ПС 110 кВ ЗИФ	110	116,99	6,35
ПС 110 кВ Б. Нимныр	110	119,11	8,28
ПС 110 кВ Лебединый	110	116,47	5,88
ПС 110 кВ В. Куранах	110	116,82	6,20
ПС 110 кВ Юхта	110	118,21	7,46
ПС 110 кВ ОФ	110	121,99	10,90
ПС 110 кВ СХК	110	123,25	12,05
ПС 220 кВ НПС-18	220	242,99	10,45

2.3 Анализ загрузки трансформаторов

В соответствии с данными контрольных замеров 2017 выявлен перегруз силовых трансформаторов на подстанциях с одним трансформатором либо с двумя, который невозможно устранить резервированием с других центров питания, либо реализацией иных схемно-режимных мероприятий. Загрузка трансформаторов в день контрольного замера, взяты в соответствии с [47] приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Загрузка трансформаторов в день контрольного замера приведена

Наименование ПС	Номинальная Мощность трансформатора, МВА	Пропускная способность учетом критерия (n-1), МВА	Загрузка трансформатора в день контрольного замера, МВА	Кз, в послеаварийном режиме
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Фабрика №3	2*16	16	29,9	1,9
ПС 110 кВ Виллюйск	2*16	6,3	10,8	1,7
ПС 110 кВ Тойбохой	2*6,3	6,3	10,9	1,7
ПС 110 кВ Радиоцентр	2*10	10	17,5	1,8

1	2	3	4	5
ПС 110 кВ Северная	2*25	16	27,9	1,7
ПС 110 кВ Алдан	2*16	16	28,8	1,8
ПС 110 кВ Верхний Куранах	2*2,5	2,5	4,4	1,8

2.4 Анализ послеаварийных режимов

Для оценки уровней напряжений в узлах электрической сети, загрузки элементов сети и соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности выполнен расчет установившихся электроэнергетических режимов в послеаварийном режиме.

Для Западного энергорайона были рассмотрены следующие послеаварийные режимы:

- Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Районная Сунтар в нормальной схеме;

- Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Районная – Городская № 1 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская № 2;

- Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал в нормальной схеме;

В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная - Сунтар в нормальной схеме наблюдается нарушение статической устойчивости по напряжению (уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар снижается до 186,3 кВ). Для того, чтобы сбалансировать режим необходимо отключение потребителей. Результаты расчета приведены на рисунке 5.

В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Городская № 1 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская №2 наблюдается нарушение статической устойчивости по напряжению (снижается уровень напряжения на шинах ПС 220 кВ Городская снижается до 147 кВ, шинах 110 кВ – до 71,39 кВ). Для того, чтобы избежать

нарушения статической устойчивости необходимо отключение потребителей. Результаты расчета приведены на рисунке 6.

В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС - Айхал в нормальной схеме снижается уровень напряжения на шинах ПС 220 кВ Айхал снижается до 166,72 кВ, шинах 110 кВ – до 88,13 кВ, наблюдается нарушение статической устойчивости по напряжению, требуется отключение потребителей. Результаты расчета приведены на рисунке 7.

В Западном энергорайоне в послеаварийных режимах наблюдается нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки. Повышение устойчивости достигается путем усиления электрической сети (строительство дополнительных линий), либо за счет применения средств компенсации реактивной мощности, таких как управляемые шунтирующие реакторы и СТАТКОМ.

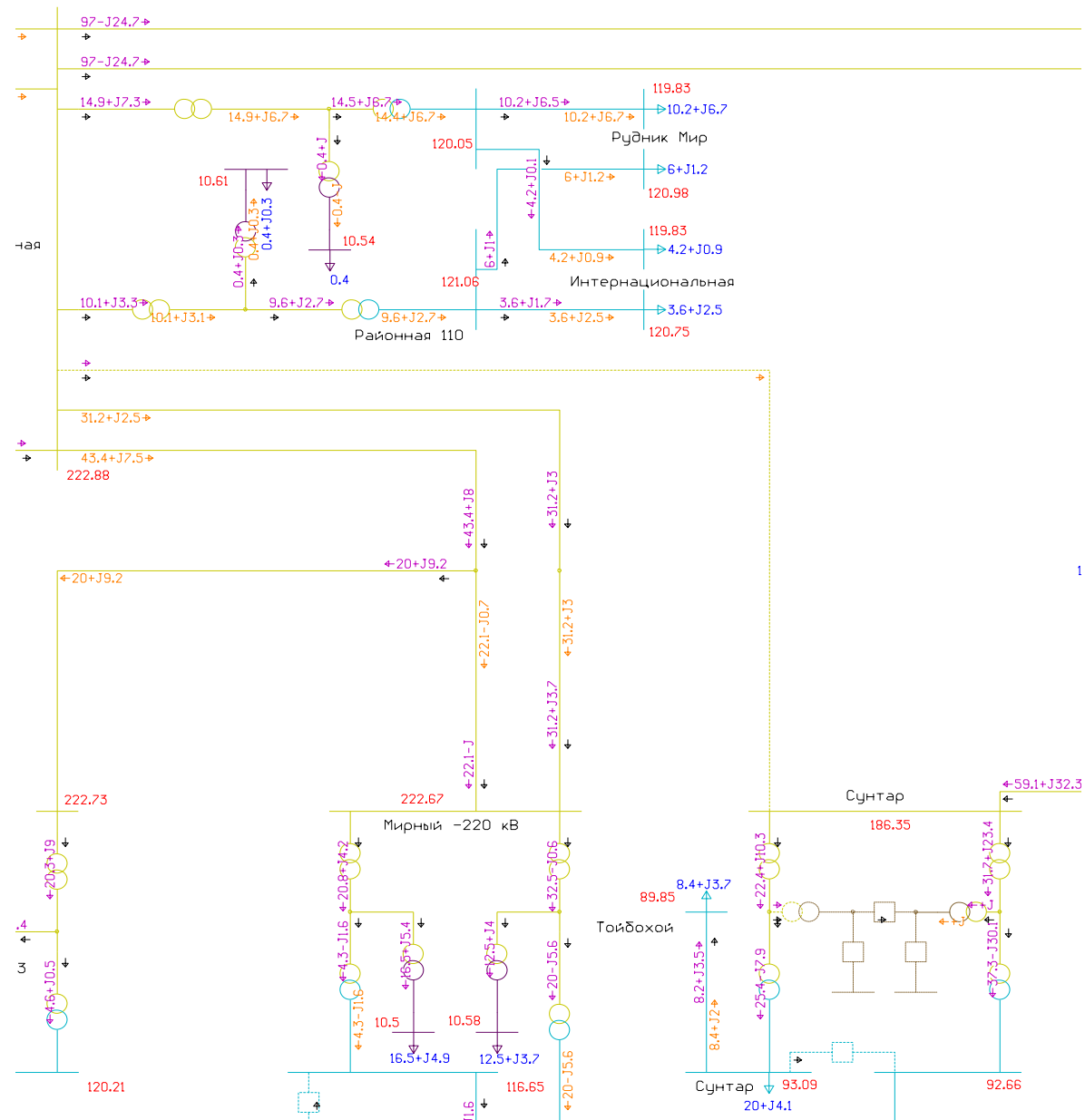


Рисунок 4 – Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар в нормальной схеме

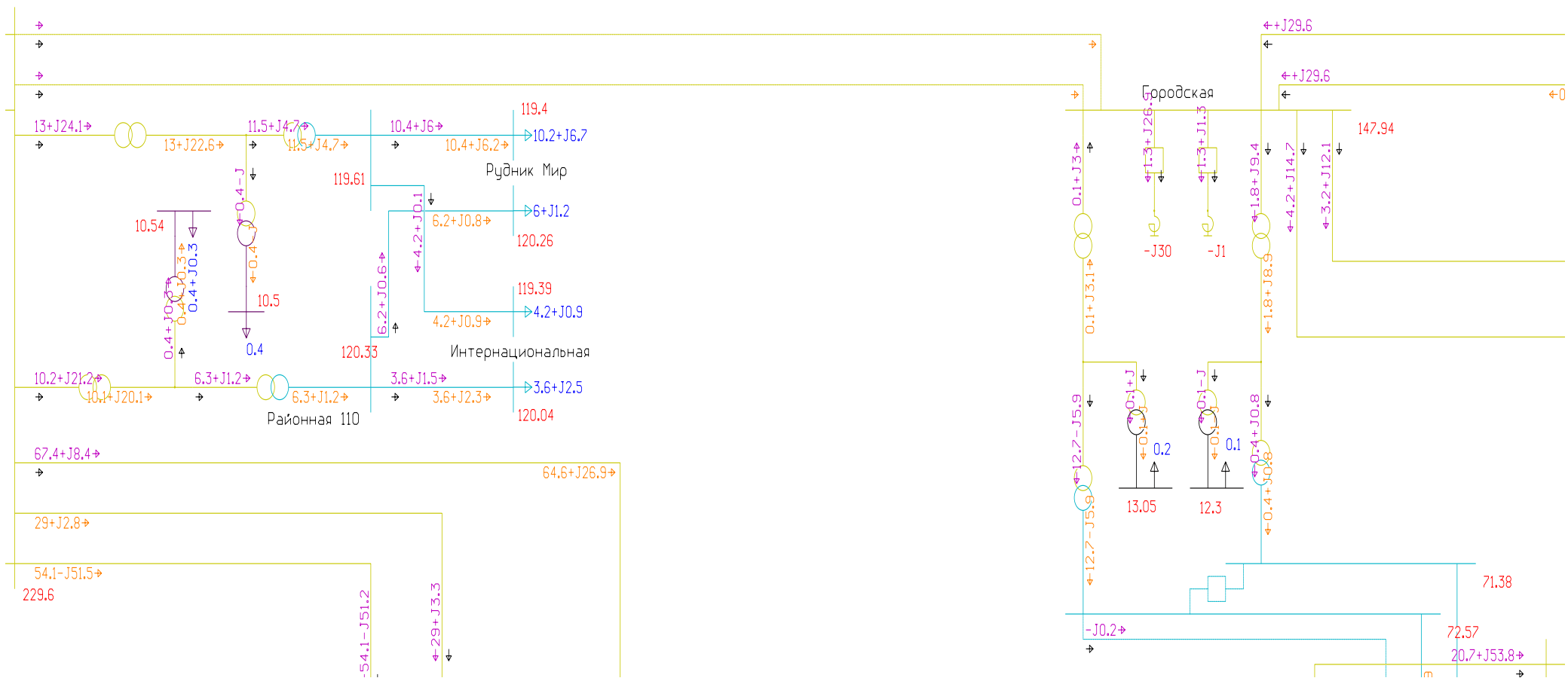


Рисунок 5 – Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Районная – Городская № 1 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная –
Городская № 2

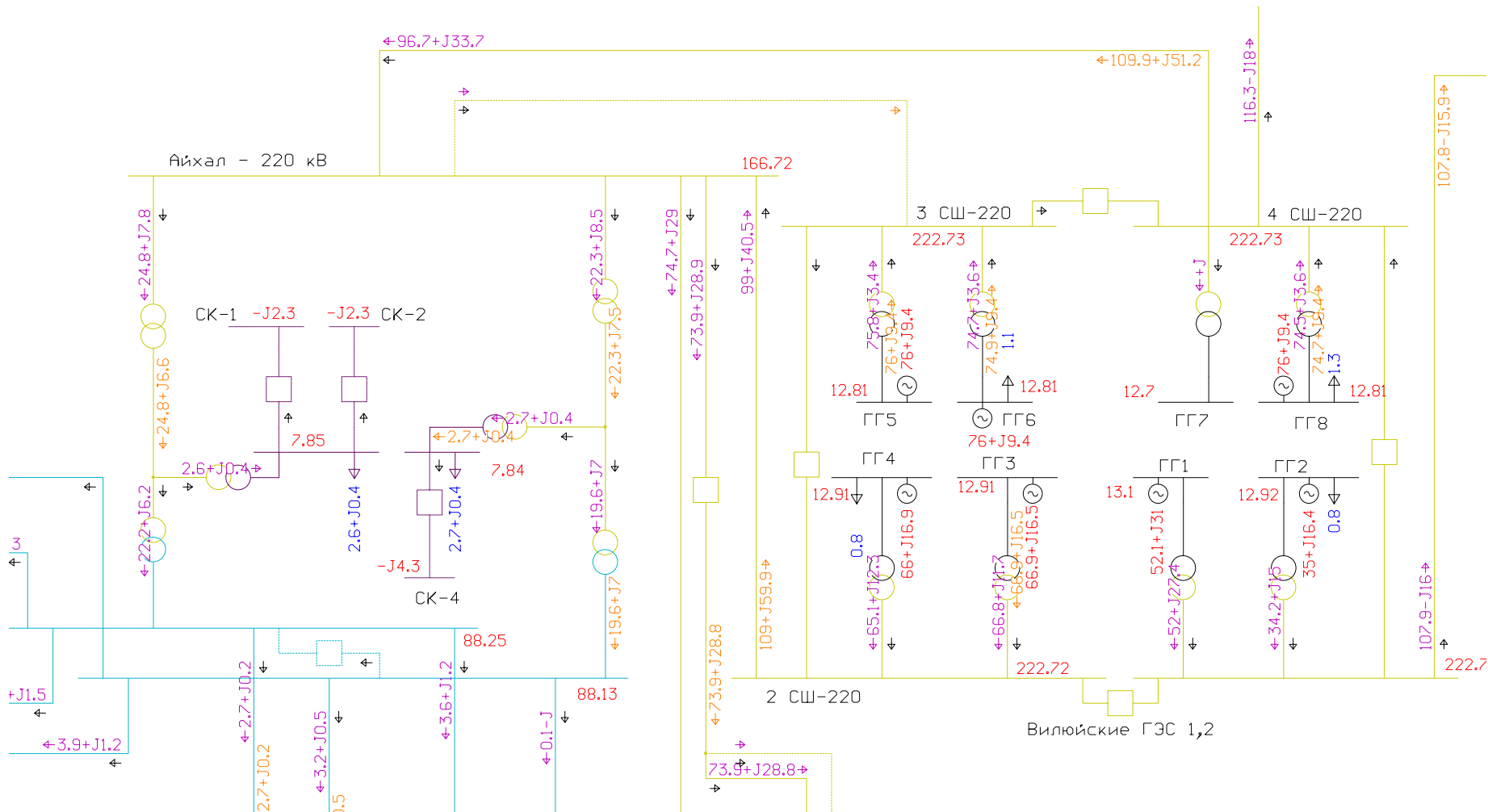


Рисунок 6 – Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вилуйская ГЭС – Айхал в нормальной схеме

Для Центрального района энергорайона были рассмотрены следующие послеаварийные режимы:

- Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с отпайками в нормальной схеме;

- Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага I цепь.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с отпайками в нормальной схеме токовая нагрузка линии электропередач не превышает длительно допустимое значение тока. Напряжение в узлах нагрузки не снижаются ниже 10 %. Результаты расчета приведены на рисунке 8.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага I цепь токовая нагрузка линии электропередач не превышает длительно допустимое значение тока. Напряжение в узлах нагрузки не снижаются ниже 10 %. Результаты расчета приведены на рисунке 9.

На основании результатов расчетов послеаварийных режимов в Центральном энергорайоне «узких мест» не выявлено. Значение тока не превышает длительно допустимое значение. Снижение напряжения при аварийном отключении ЛЭП не наблюдается. Параметры режима находится в области допустимых значений. Разработка дополнительных мероприятий в Центральном энергорайоне не требуется.

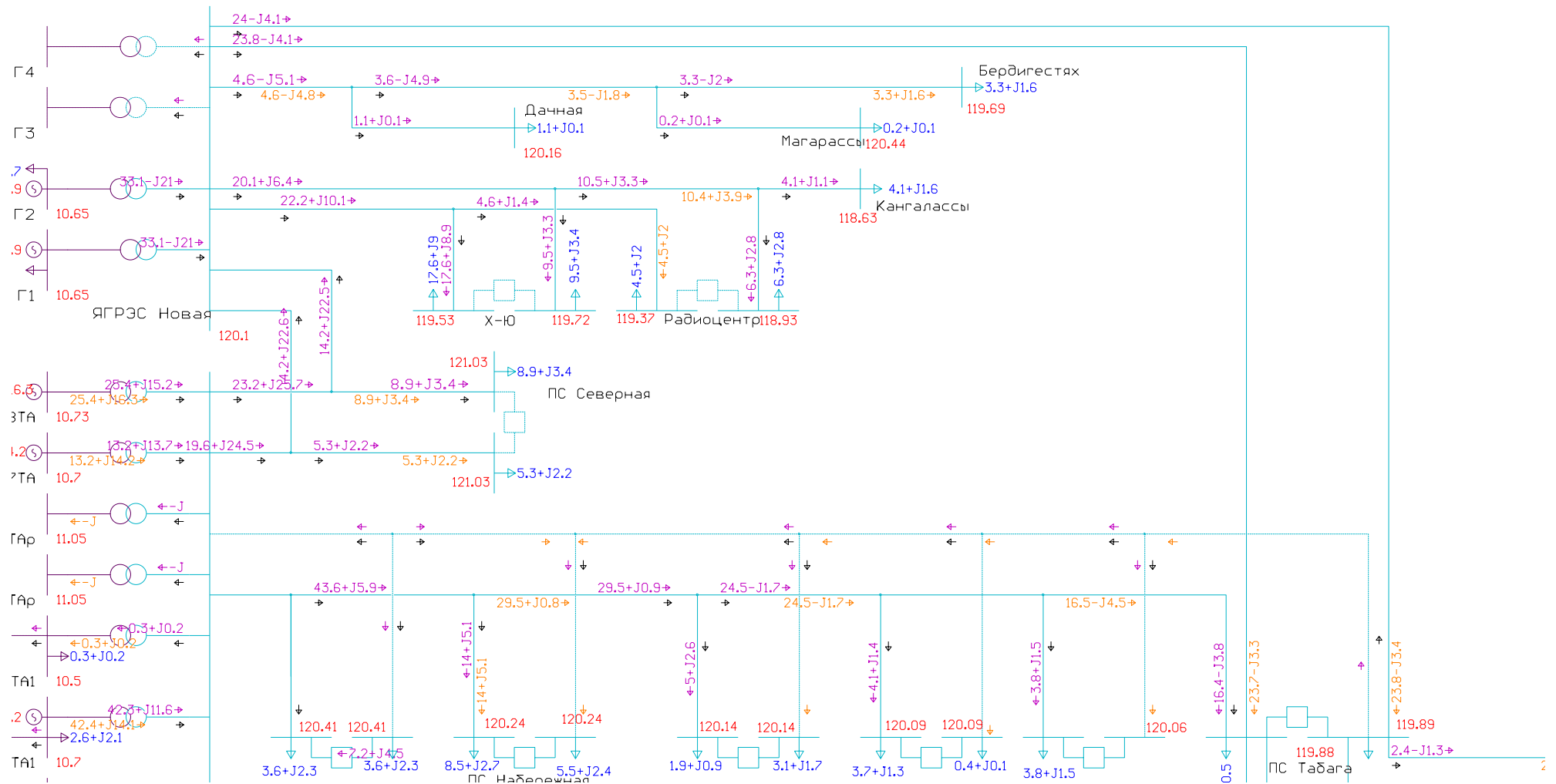


Рисунок 7 – Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с отпайками в нормальной схеме

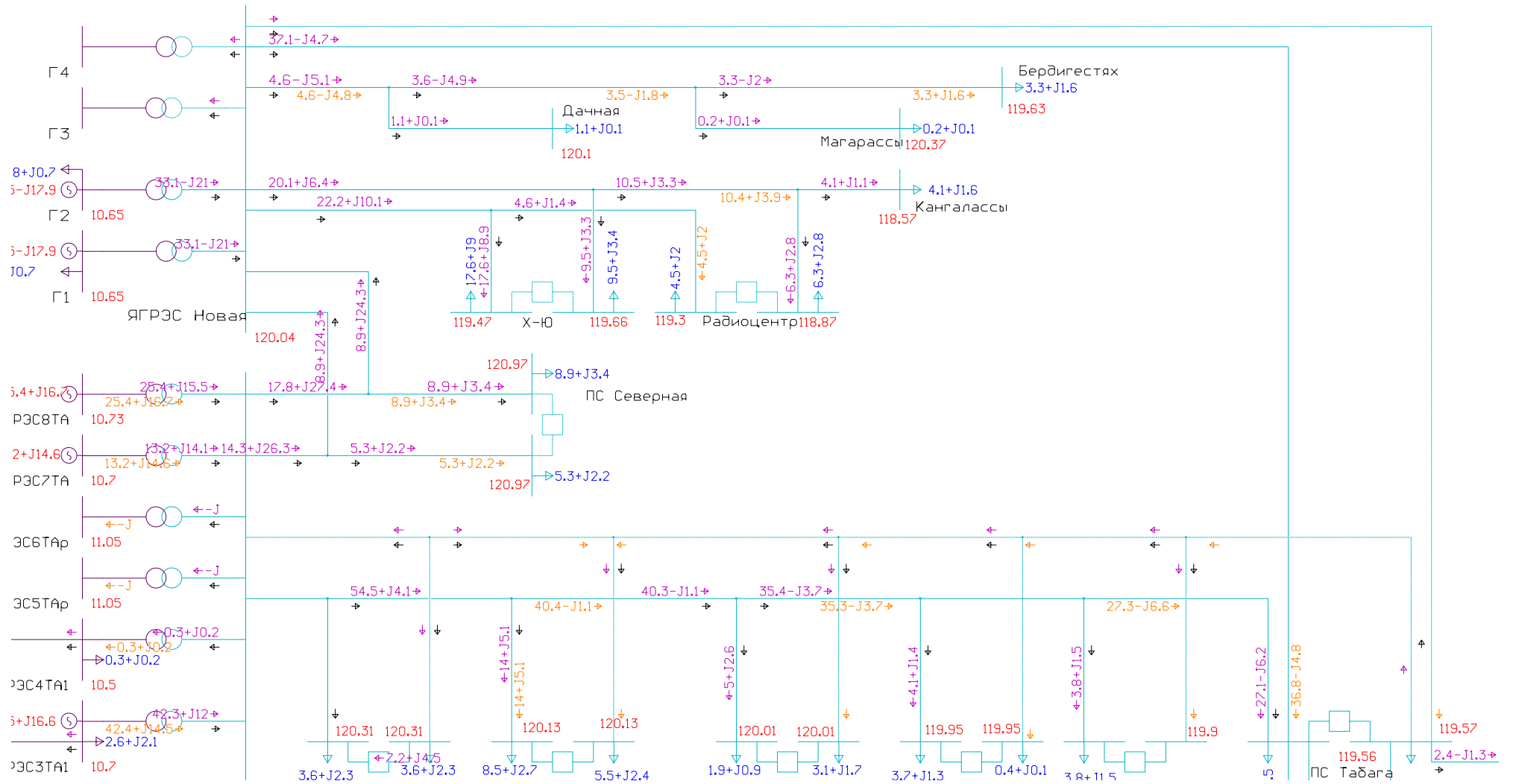


Рисунок 8 – Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ
 Якутская ГРЭС Новая – Табага I цепь

В Южно-Якутском энергорайоне были рассмотрены следующие послеаварийные режимы:

- Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17 в нормальной схеме;

- Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17.

При отключении ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17 в нормальной схеме параметры режима находятся в области допустимых значений.

В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17 наблюдается нарушение статической устойчивости по напряжению (значительное снижение напряжения в сети 110 кВ от ПС 110 кВ Малый Нимныр до шин 110 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах). Для балансировки режима необходимо отключение потребителей. Также наблюдается перегрузка по току по транзиту от ПС 110 кВ Малый Ниммыр до ПС 110 кВ Лебединый.

При режимном анализе в Южно-Якутском энергорайоне выявлено, что при разрыве транзита 220 кВ мощность, генерируемая электростанциями ЮЯЭР проходит по сети 110 кВ, что приводит к перегрузке линий 110 кВ и дефициту мощности в сети 220 кВ. Для устранения дефицита мощности необходимо объединение с Центральным и Западным энергорайонами.

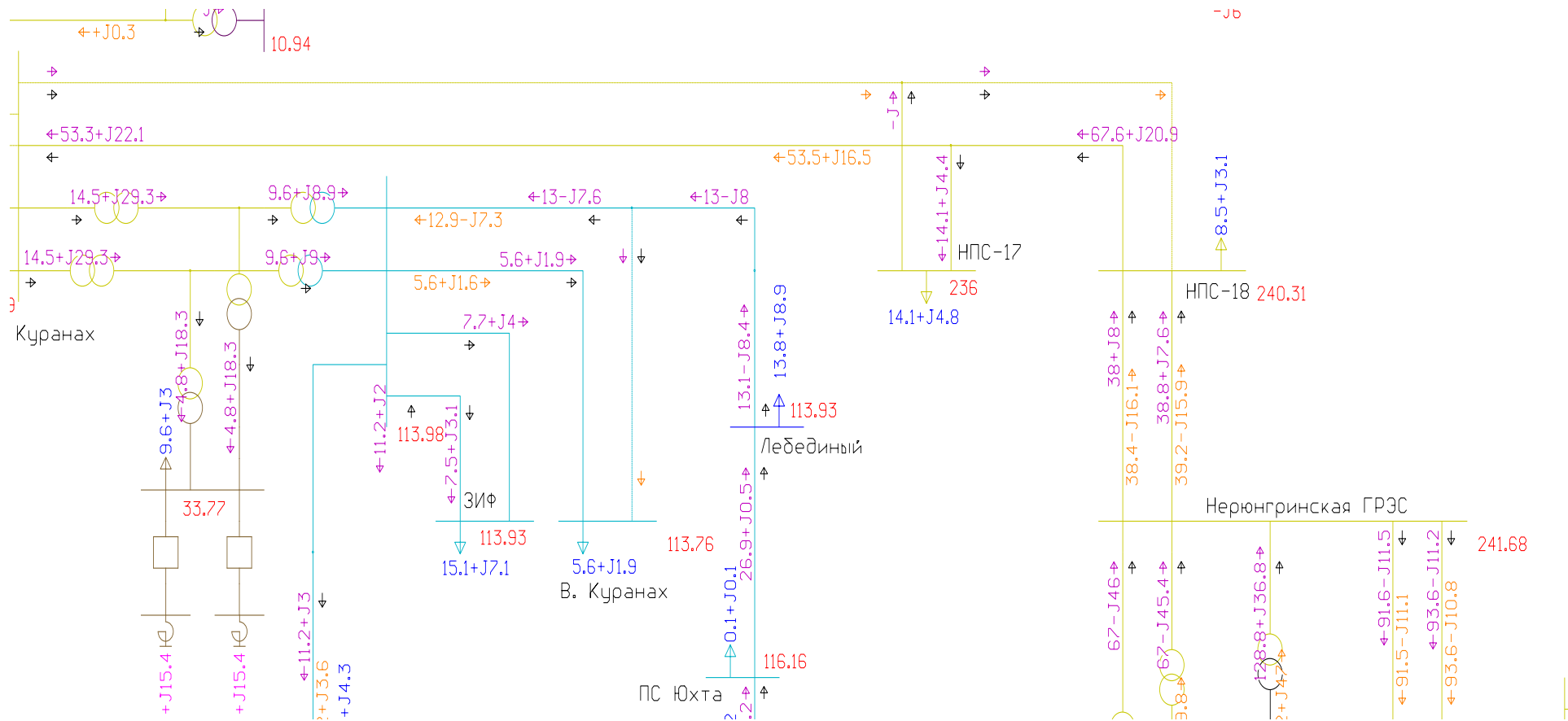


Рисунок 9 – Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17 в нормальной схеме

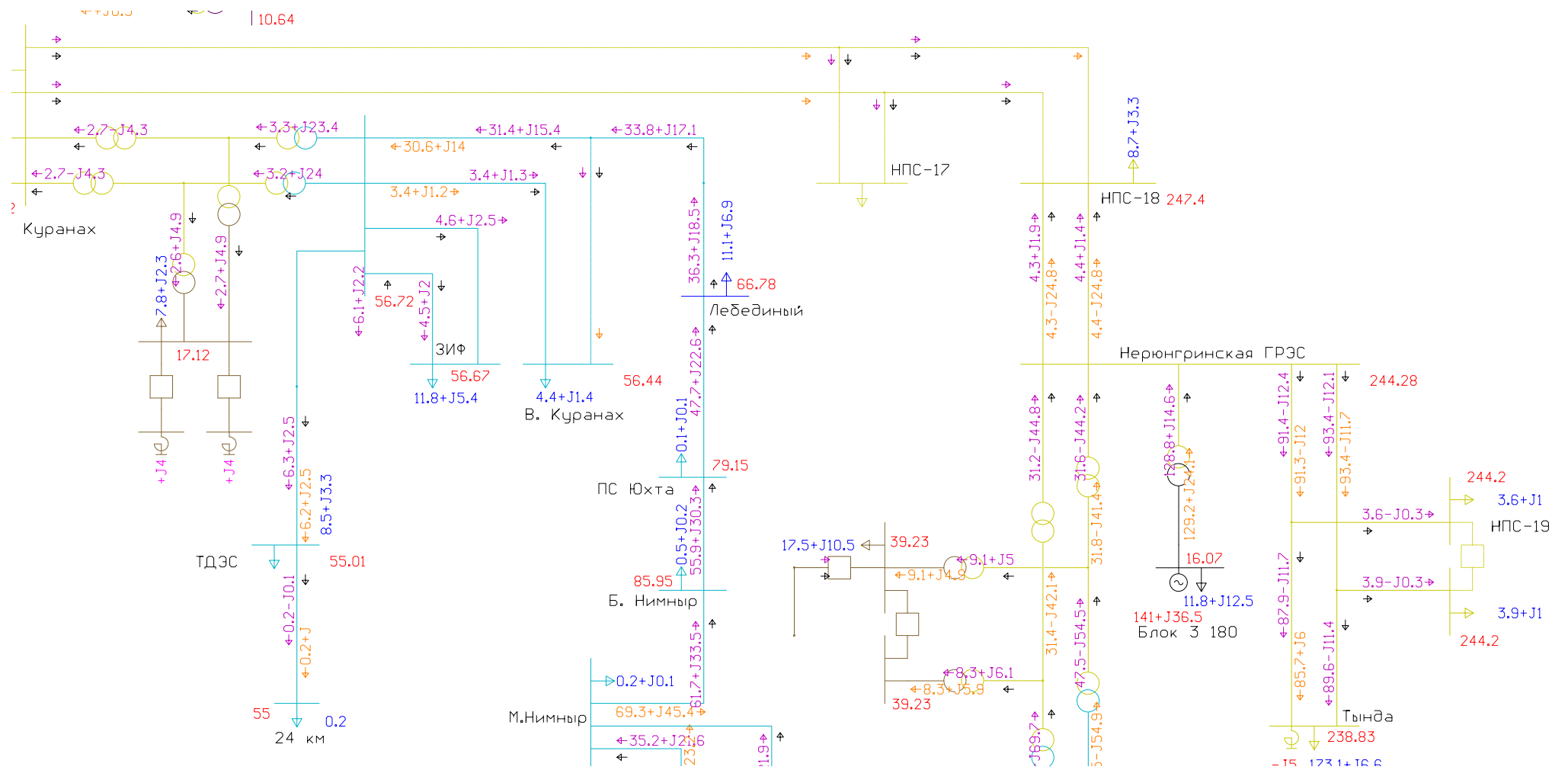


Рисунок 10 – Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ОБЪЕДИНЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ РАЙОНОВ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Проектирование электрической сети – задача комплексная, предполагающая решение технических и экономических вопросов применительно к исходным данным, определяемым техническим заданием на разработку проекта.

Выбор рациональной схемы сети производится на основе технико-экономического сопоставления технически осуществимых вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования, а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, в зависимости от категорийности потребителей электроэнергии.

В варианте № 1 предполагается:

- Связь между Западным и Южно-Якутским энергорайонами осуществляется по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 и ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14, длина каждой линии 157 км, выполнены проводом марки АС-240. Для увеличения пропускной способности необходима замена провода на марку АЕРО-Z. Отличительной особенностью провода является материал токопроводящих слоев – теплостойкий алюминиево-циркониевый сплав. Наличие такого материала в составе провода позволяет эксплуатировать его в длительном режиме при температурах до 210 °С, что дает возможность повысить пропускную способность, передать по ЛЭП большие мощности и повысить надежность в режимах пиковых нагрузок, аварийных и послеаварийных режимах работы линии. Косвенно применение такого провода может решить и проблему обледенения

проводов, при этом, естественно, токовая нагрузка в линии, а, следовательно, и температура провода должна быть достаточно высокой. Это позволит обойтись без отключения линий для проведения специальных плавков гололеда или сократить время плавки. [48]

- Связь между Южно-Якутским и Центральным энергорайонами осуществляется по двум линиям ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя с отпайкой на ПС Томмот. Длина данной ЛЭП составляет 482 км, выполнена марками проводов АС-400 и АС-300.

- Для обеспечения статической устойчивости по напряжению в Западном энергорайоне предполагается проектирование двухцепной ВЛ 220 кВ Сунтар – Якутская ГРЭС Новая, длиной 608 км с учетом поправочного коэффициента и одноцепной ВЛ 220 кВ Сунтар – Айхал, длиной 504 км.

- Для подключения двух линий 220 кВ к Якутской ГРЭС Новая необходим перевод станции на номинальное напряжение 220 кВ. Для распределительного устройства 220 кВ Якутской ГРЭС Новая применим схему «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток, в этом случае питание потребителей осуществляется через обходную систему шин.[23]

- С целью усиления связи между Центральным и Южно-Якутским энергорайонами предполагается строительство ВЛ 110 кВ Табага – Майя протяженностью 62 км.

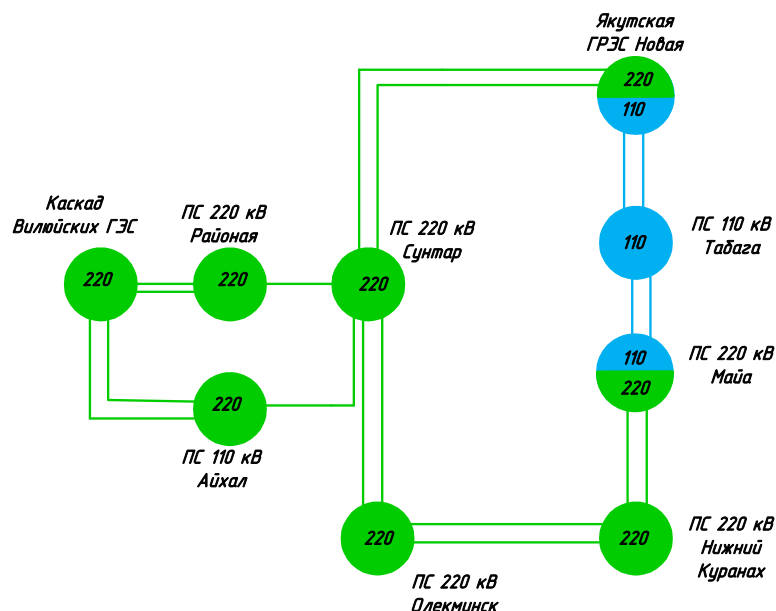


Рисунок 11 – Структурная схема объединения энергосистем

Такой вариант обеспечивает надежность электроснабжения в Республики Саха (Якутия) и обеспечивает статическую устойчивость при передаче мощности по протяженным линиям. За счет наличие связи между Центральным и Западными энергорайонами присутствует возможность передачи мощности из ЗЭР в ЦЭР, что позволит снизить затраты на топливо Якутской ГРЭС и Якутской ГРЭС Новая, за счет увеличения генерации Каскада Вилуйских ГЭС.

Данный вариант предполагает дальнейшее развитие сети 220 кВ центрального энергорайона за счет наличия резервных ячеек 220 кВ на Якутской ГРЭС Новая.

В варианте № 2 рассматривается проектирование системообразующей сети 500 кВ:

- Реконструкция ПС 220 кВ Олекминск, ПС 220 кВ Нижний Куранах и ПС 220 кВ Майя с переводом на номинальное напряжение 500 кВ. Схему ОРУ 500 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах примем «Шестиугольник», на ПС 220 кВ Майя и ПС 220 кВ Олекминск – «Полуторная».

- Перевод ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 и № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 и двухцепную ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя с отпайкой

на ПС Томмот на класс напряжения 500 кВ. Для вышеуказанных ЛЭП рекомендуется использовать провода марки АССР. Применение проводов нового поколения способствует повышению пропускной способности, повышению надежности энергоснабжения и снижению капиталовложений в расчете на 1 МВт передаваемой мощности. Применение проводов нового поколения на больших переходах с учётом оптимизации конструкций опор перехода и фундаментов к ним позволяют существенно сократить стоимость строительства переходов (на 15-40%) за счёт уменьшения материалоемкости конструкций опор и фундаментов, а также сокращения трудозатрат на их изготовление и монтаж [48].

- Строительство двух линий электропередач от Зейской ГЭС до ПС 500 кВ Нижний Куранах длиной 943 км с учетом поправочного коэффициента. Для данных ВЛ рекомендуется применение проводов АССР.

- Реконструкция ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС для подключения двух линий 500 кВ. Схему распределительного устройства Зейской ГЭС «шести угольник».

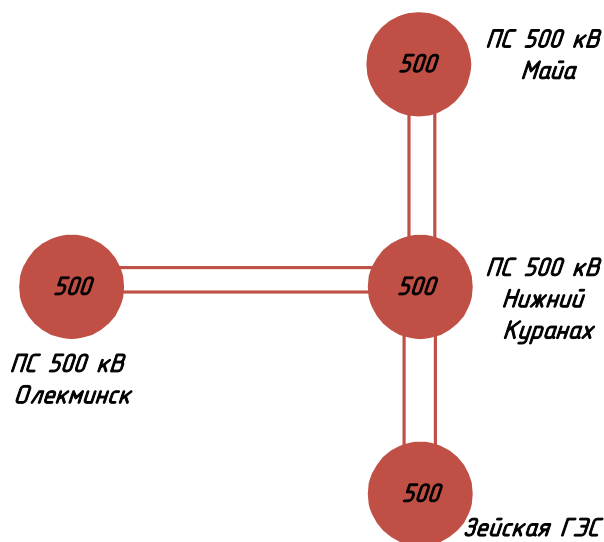


Рисунок 12 – Структурная схема объединения с помощью ВЛ 500 кВ
Строительство сети 500 кВ позволит усилить связи между энергорайонами Республики Саха (Якутия), а так же связь Южно-

Якутского Энергорайона с ОЭС Востока, снизить потери напряжения. Также позволит обеспечить требуемую надежность электроснабжения, за счет наличия сильной связи.

Недостатком данного варианта является большие капиталовложение в строительство линий 500 кВ и реконструкцию подстанций 220 кВ с переводом на номинальное напряжение 500 кВ и сложность строительства в условиях крайнего севера и большими расстояниями между объектами.

В варианте № 3 повышения надежности функционирования Республики Саха (Якутия) предполагается:

- Установка вставки постоянного тока на ПС 220 кВ Олекминск.

Применение вставки постоянного тока позволяет:

- Регулировать напряжение протяженных межсистемных линий;
- Компенсировать зарядную мощность, генерируемая линией;
- Повышение пропускной способности линии и повышение устойчивости передачи;

Недостатки передачи на постоянном токе:

- Дороговизна преобразовательного оборудования;
- Невозможность применения трансформаторов для измерения напряжения;
- Генерация высших гармоник тока;
- Необходимость компенсации потребляемой реактивной мощности;
- Сложность системы регулирования. [47]

Связь между Южно-Якутским и Западным осуществляется по двум ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 и № 2 с отпайкой на НПС-14 между Центральны и Южно-Якутским энергорайонами - по ВЛ двум ВЛ Нижний Куранах – Майя с отпайкой на ПС Томмот.

В данном варианте обеспечивается допустимый уровень напряжения в Западном и Южно-Якутском энергорайоне в послеаварийных режимах.

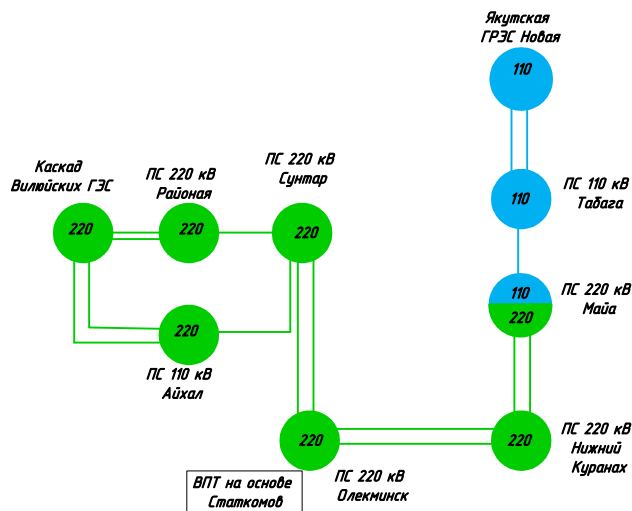


Рисунок 13 – Структурная схема объединения с помощью ВЛ 500 кВ

Исходя из анализа стоимости оборудования и технической осуществимости вариант № 1 является наиболее приемлемым, так как обеспечивает запас статической устойчивости по напряжению в Западном энергорайоне и предполагает перспективное развитие сети 220 кВ в Центральном энергорайоне, обеспечивает переток мощности в Южно-Якутский энергорайон при разрыве транзита 220 кВ.

3.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Целью данного пункта является расчёт вероятностно-статистических и режимных характеристик потребителей, используемых при выборе оборудования.

К вероятностно-статистическим характеристиками потребителей относятся:

1. средние активные и реактивные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

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

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

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где P_{cp}, Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Под среднеквадратичной (эффективной) мощностью понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

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

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где $P_{эф}, Q_{эф}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

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

$$P_{\max} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (3)$$

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

где P_{\max}, Q_{\max} - максимальная мощность;

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

k_{ϕ} - коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}}, \quad (4)$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [12].

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

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

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

где P_{min}, Q_{min} - максимальная мощность.

Прогнозируемая нагрузка определяется по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{прог}^{max} = P_{max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (6)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,0323 [7].

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

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{прог} - t$ равным 5.

Результаты расчетов приведены в таблице 13.

Таблица 14 – Результаты расчетов определения вероятностных нагрузок и прогнозируемой мощности на перспективу 5 лет.

Наименование ПС	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВт	P _{ср} , МВт	Q _{ср} , МВт	P _{эф} , МВт	Q _{эф} , МВт	P _{min} , МВт	Q _{min} , МВт	P _{прог} , МВт	Q _{прог} , МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС 110 кВ Обогажительная фабрика	45,7	29,5	38,1	24,6	44,6	28,8	11,4	7,4	53,6	34,6
ПС 110 кВ Эл.котельная Фабрики-12	21,8	1,6	18,2	1,4	21,3	1,6	5,5	0,4	25,6	1,9
ПС 110 кВ Авангадная	18,9	4,8	15,8	4,0	18,5	4,7	4,7	1,2	22,2	5,6
ПС 220 кВ Сунтар	18,7	4,1	15,6	3,4	18,2	4,0	4,7	1,0	21,9	4,8
ПС 110 кВ ГПП-1	14,9	1,7	12,4	1,4	14,6	1,7	3,7	0,4	17,5	2
ПС 110 кВ Алдан	12,8	5,8	10,7	4,8	12,5	5,7	3,2	1,5	15	6,8
ПС 110 кВ ЗИФ	12,6	5,7	10,5	4,8	12,3	5,6	3,2	1,4	14,8	6,7
ПС 110 кВ СХК	12,0	6,4	10,0	5,3	11,7	6,2	3,0	1,6	14,1	7,5
ПС 110 кВ Городская II	11,9	3,9	10,0	3,3	11,6	3,8	3,0	1,0	14	4,6
ПС 220 кВ НПС-13	11,9	0,2	9,9	0,1	11,6	0,2	3,0	0,0	13,9	0,2
ПС 110 кВ Центральная	11,9	3,8	9,9	3,2	11,6	3,7	3,0	1,0	13,9	4,5
ПС 220 кВ НПС-14	11,5	0,2	9,6	0,1	11,2	0,2	2,9	0,0	13,5	0,2
ПС 110 кВ Лебединый	11,5	7,2	9,6	6,0	11,2	7,0	2,9	1,8	13,5	8,4
ПС 220 кВ НПС-17	11,4	3,6	9,5	3,0	11,1	3,5	2,9	0,9	13,4	4,2
ПС 220 кВ ГПП-6	10,9	6,7	9,1	5,6	10,6	6,6	2,7	1,7	12,8	7,9
ПС 220 кВ Чернышевская	10,8	0,6	9,0	0,5	10,5	0,6	2,7	0,1	12,6	0,7
ПС 220 кВ НПС-15	9,6	2,4	8,0	2,0	9,3	2,3	2,4	0,6	11,2	2,8
ПС 220 кВ НПС-12	9,4	0,3	7,8	0,3	9,2	0,3	2,3	0,1	11	0,4
ПС 110 кВ Нюрба	9,2	2,5	7,7	2,1	9,0	2,4	2,3	0,6	10,8	2,9
ПС 110 кВ ТДЭС	9,1	3,5	7,6	2,9	8,9	3,4	2,3	0,9	10,7	4,1
ПС 110 кВ Юбилейная	8,5	5,3	7,1	4,4	8,3	5,2	2,1	1,3	10	6,2

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС 220 кВ Нижний Куранах	8,4	2,7	7,0	2,3	8,2	2,7	2,1	0,7	9,8	3,2
ПС 110 кВ Тойбохой	8,0	3,7	6,7	3,1	7,8	3,6	2,0	0,9	9,4	4,3
ПС 110 кВ Ленск	7,3	2,1	6,1	1,8	7,2	2,1	1,8	0,5	8,6	2,5
ПС 110 кВ Северная	7,1	2,4	5,9	2,0	6,9	2,3	1,8	0,6	8,3	2,8
ПС 110 кВ Набережная	6,8	2,0	5,7	1,6	6,7	1,9	1,7	0,5	8	2,3
ПС 220 кВ НПС-18	6,8	2,2	5,7	1,8	6,7	2,2	1,7	0,6	8	2,6
ПС 220 кВ НПС-11	6,2	0,2	5,2	0,1	6,1	0,2	1,6	0,0	7,3	0,2
ПС 110 кВ Нижний Бестях	5,5	2,4	4,6	2,0	5,4	2,3	1,4	0,6	6,5	2,8
ПС 220 кВ Олекминск	5,5	0,2	4,6	0,1	5,4	0,2	1,4	0,0	6,5	0,2
ПС 220 кВ НПС-16	5,3	1,4	4,4	1,1	5,2	1,3	1,3	0,3	6,2	1,6
ПС 110 кВ Городская	5,3	2,2	4,4	1,8	5,2	2,2	1,3	0,6	6,2	2,6
ПС 110 кВ Чурапча	5,3	2,9	4,4	2,4	5,2	2,8	1,3	0,7	6,2	3,4
ПС 110 кВ Радиоцентр	5,1	2,0	4,3	1,7	5,0	2,0	1,3	0,5	6	2,4
ПС 110 кВ Хандыга	4,9	3,2	4,1	2,7	4,8	3,2	1,2	0,8	5,8	3,8
ПС 220 кВ НПС-9	4,9	2,9	4,1	2,4	4,7	2,8	1,2	0,7	5,7	3,4
ПС 110 кВ Верхний Куранах	4,7	1,5	3,9	1,3	4,6	1,5	1,2	0,4	5,5	1,8
ПС 110 кВ Борогонцы	4,5	2,3	3,8	1,9	4,4	2,2	1,1	0,6	5,3	2,7
ПС 220 кВ НПС-11	4,3	0,2	3,6	0,1	4,2	0,2	1,1	0,0	5	0,2
ПС 110 кВ Восточная	4,0	1,5	3,3	1,2	3,9	1,4	1,0	0,4	4,7	1,7
ПС 110 кВ Ытык-Кюель	3,8	1,5	3,2	1,3	3,7	1,5	1,0	0,4	4,5	1,8
ПС 110 кВ Беркакит	3,5	1,0	2,9	0,9	3,4	1,0	0,9	0,3	4,1	1,2
ПС 110 кВ Надежная	3,5	0,3	2,9	0,2	3,4	0,2	0,9	0,1	4,1	0,3
ПС 110 кВ Мохсоголлох	3,4	1,3	2,8	1,1	3,3	1,2	0,9	0,3	4	1,5

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС 110 кВ Шахта Айхал	3,4	1,3	2,8	1,1	3,3	1,2	0,9	0,3	4	1,5
ПС 110 кВ Интернациональная	3,4	0,7	2,8	0,6	3,3	0,7	0,9	0,2	4	0,8
ПС 110 кВ Кангалассы	3,3	1,2	2,8	1,0	3,2	1,2	0,8	0,3	3,9	1,4
ПС 110 кВ Витим	3,2	0,5	2,7	0,4	3,2	0,5	0,8	0,1	3,8	0,6
ПС 110 кВ Пульпа	3,2	0,2	2,6	0,1	3,1	0,2	0,8	0,0	3,7	0,2
ПС 220 кВ НПС-19	3,1	0,7	2,6	0,6	3,0	0,7	0,8	0,2	3,6	0,8
ПС 110 кВ Онхой	3,1	1,1	2,6	0,9	3,0	1,1	0,8	0,3	3,6	1,3
ПС 110 кВ Птицефабрика	3,1	1,1	2,6	0,9	3,0	1,1	0,8	0,3	3,6	1,3
ПС 220 кВ Айхал	2,6	0,4	2,1	0,4	2,5	0,4	0,6	0,1	3	0,5
ПС 110 кВ Хвостовое Хозяйство	2,4	0,5	2,0	0,4	2,3	0,5	0,6	0,1	2,8	0,6
ПС 110 кВ Шея	2,0	0,4	1,6	0,4	1,9	0,4	0,5	0,1	2,3	0,5
ПС 110 кВ Алмаз	2,0	0,4	1,6	0,4	1,9	0,4	0,5	0,1	2,3	0,5
ПС 110 кВ ВГК	1,9	1,1	1,6	0,9	1,8	1,1	0,5	0,3	2,2	1,3
ПС 110 кВ Фабрика 8	1,9	0,9	1,6	0,7	1,8	0,8	0,5	0,2	2,2	1
ПС 110 кВ Вилюй	1,8	0,1	1,5	0,1	1,7	0,1	0,4	0,0	2,1	0,1
ПС 110 кВ Насосная	1,8	0,8	1,5	0,6	1,7	0,7	0,4	0,2	2,1	0,9
ПС 220 кВ Пеледуй	1,7	0,9	1,4	0,7	1,7	0,8	0,4	0,2	2	1
ПС 110 кВ Кюндядя	1,6	0,8	1,4	0,6	1,6	0,7	0,4	0,2	1,9	0,9
ПС 110 кВ Серебряный бор	1,5	0,5	1,3	0,4	1,5	0,5	0,4	0,1	1,8	0,6
ПС 110 кВ Дежневская	1,5	0,1	1,2	0,1	1,4	0,1	0,4	0,0	1,7	0,1
ПС 110 кВ РМЗ-2	1,4	0,4	1,1	0,4	1,3	0,4	0,3	0,1	1,6	0,5
ПС 110 кВ Таас-Юрях	1,4	0,1	1,1	0,1	1,3	0,1	0,3	0,0	1,6	0,1
ПС 110 кВ Мохсоголлох	1,4	0,6	1,1	0,5	1,3	0,6	0,3	0,1	1,6	0,7

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС 110 кВ Угольная	1,4	0,3	1,1	0,2	1,3	0,2	0,3	0,1	1,6	0,3
ПС 110 кВ Инаглинская	1,3	0,4	1,1	0,4	1,2	0,4	0,3	0,1	1,5	0,5
ПС 110 Эльдикан	0,9	0,6	0,8	0,5	0,9	0,6	0,2	0,1	1,1	0,7
ПС 110 кВ НПС-8	0,9	0,5	0,7	0,4	0,8	0,5	0,2	0,1	1	0,6
ПС 10 кВ Дачная	0,9	0,1	0,7	0,1	0,8	0,1	0,2	0,0	1	0,1
ПС 110 кВ Хатыми	0,6	0,3	0,5	0,2	0,6	0,2	0,1	0,1	0,7	0,3
ПС 110 кВ Большой Нимныр	0,5	0,2	0,4	0,1	0,5	0,2	0,1	0,0	0,6	0,2

3.2. Расчет токов короткого замыкания в сети 110-220 кВ

Для выбора оборудования в сети 220-110 кВ необходимо произвести расчет токов короткого трехфазного короткого замыкания, так как он является наибольшим током КЗ и оказывает сильнейшее воздействие на оборудование.

В данной магистерской работе расчет токов КЗ будет произведен с помощью ПВК «Rastr Win».

Апериодическую составляющую тока К.З. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам (кА):

$$i_{ai} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (7)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд}, \quad (8)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, $T_{ai} = 0,03$ сек.

Результаты расчетов токов короткого замыкания приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Результат расчетов ТКЗ

Точка короткого замыкания	$I_{по}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{ат}$, кА
Шины 220 кВ Якутской ГРЭС Новая	2,73	4,32	0,52
Шины 110 кВ Якутской ГРЭС новая	4,23	6,69	0,81
Шины 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	3,81	6,02	0,72
Шины 220 кВ ПС 220 кВ Айхал	2,96	4,68	0,56

3.3 Вариант перевода Якутской ГРЭС Новая на номинальное напряжение 220 кВ

В выбранном варианте параллельной работы для обеспечения надежной работы Западного и Центрального энергорайонов, а также поддержания напряжения и уменьшения дефицита мощности предполагается строительство двух линий Якутская ГРЭС Новая – Сунтар № 1 и № 2. Поскольку класс напряжения системообразующей сети 110 кВ необходимо перевести Якутскую ГРЭС Новую перевести на номинальное напряжение 220 кВ.

Целью данного проекта является оценка надежности при параллельной работе изолированных энергорайонов, в соответствии с эти в данном разделе будет произведен ориентировочный расчет и выбор оборудования.

3.3.1 Выбор схемы распределительного устройства 220 кВ

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является

исходной при составлении принципиальной схемы электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и так далее.

Для распределительного устройства 220 кВ Якутской ГРЭС Новая применим схему «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток, в этом случае питание потребителей осуществляется через обходную систему шин. Схема с одной рабочей секционированной выключателем и обходной системой шин позволяет широко использовать комплектные распределительные устройства [23]. Схема распределительного устройства приведена на рисунке 15.

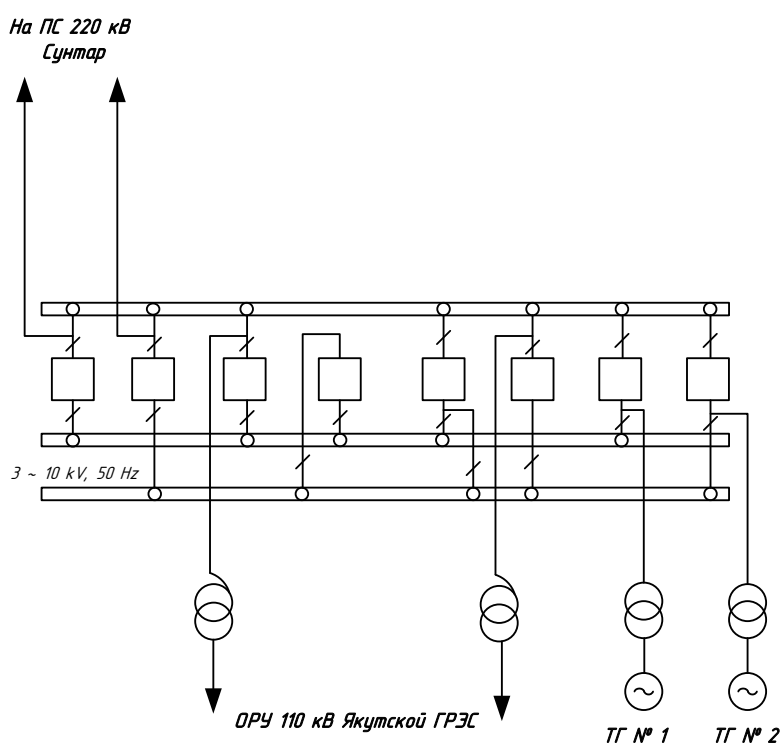


Рисунок 14 – Распределительное устройство 220 кВ Якутской ГРЭС
Новая

3.3.2 Выбор и проверка трансформаторов

Число трансформаторов определяется требованием надёжности

электроснабжения. С таким подходом наилучшим является вариант с установкой двух трансформаторов, обеспечивающий бесперебойное электроснабжение.

Мощность трансформаторов определим по формуле:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{2 \cdot 0,7}, \quad (9)$$

где P_H – активная мощность;

Q_H – реактивная мощность.

3.3.2.1 Выбор и проверка трансформаторов связи

Значение активной и реактивной мощности определим на основании расчета режимов в ПВК RastrWin3, приведенного на рисунке 16. Наибольшее значение перетока мощности достигается при максимальном потреблении Западного энергорайона и отсутствии передачи мощности в Южно-Якутский энергорайон из Центрального энергорайона.

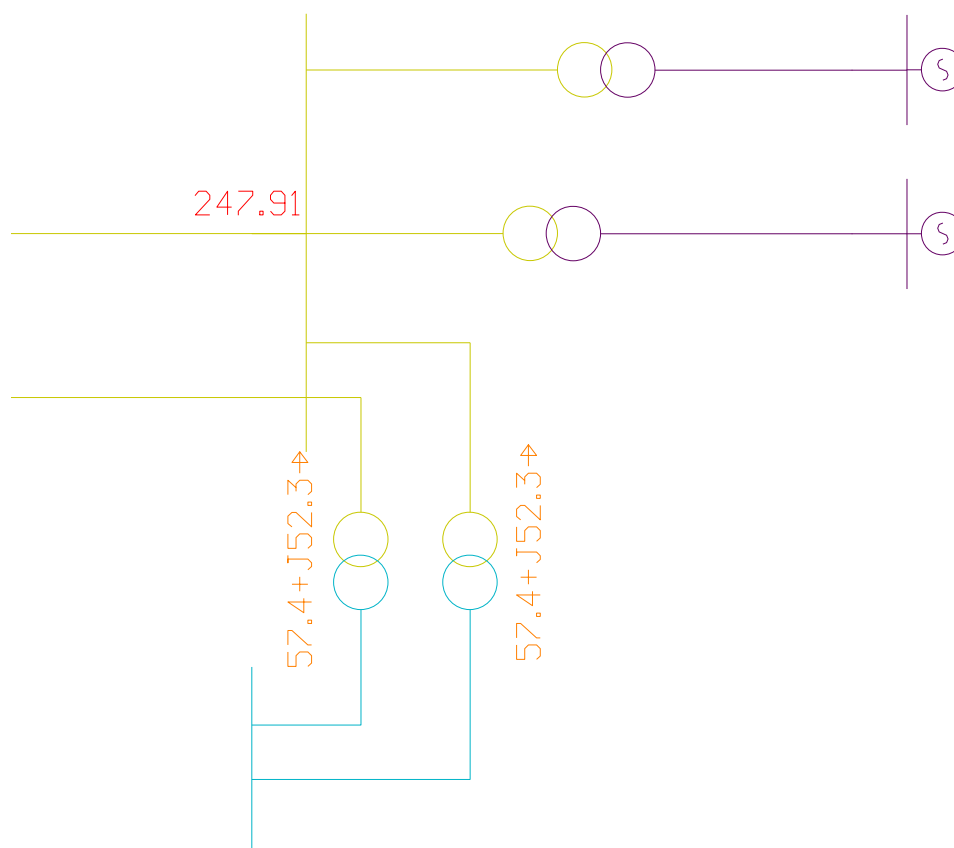


Рисунок 16 – Переток мощности по силовым трансформаторам на Якутской ГРЭС Новой

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{(2 \cdot 57,4)^2 + (2 \cdot 52,3^2)}}{2 \cdot 0,7} = 110,93 \text{ МВА.}$$

По полученному значению принимаем по справочным данным трансформатор с ближайшим значением мощности. Выбираем автотрансформатор марки АТДЦТН-125000/220/110.

3.3.2.2 Выбор и проверка блочных трансформаторов

Значение перетока по блочным трансформаторам определим на основании расчета режима в ПК RastrWin3 приведенного на рисунке 17.

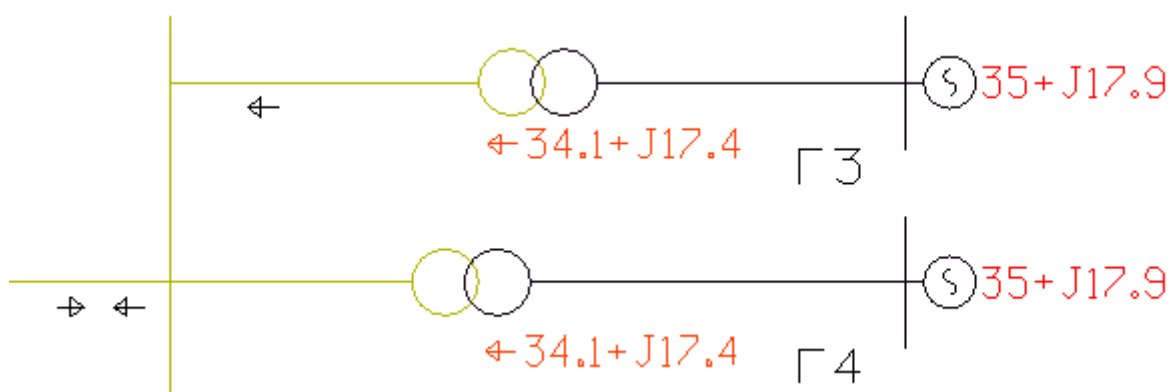


Рисунок 17 – Переток мощности по блочным трансформаторам Якутской ГРЭС Новой

$$S_{mp} = \sqrt{(34,1)^2 + (17,4^2)} = 38,3 \text{ МВА.}$$

По полученному значению принимаем по справочным данным трансформатор с ближайшим значением мощности. Выбираем трансформатор марки ТДЦ-40000/220.

3.3.3 Выбор ячеек КРУЭ

Для уменьшения габаритов ОРУ 220 кВ Якутской ГРЭС Новой на стороне 220 кВ выбираем компактное элегазовое распределительное устройство типа PASS MOS 245.

Система PASS располагает всеми функциями ячейки комплектного распределительного устройства, выполненной в едином модуле.

Гибридная конструкция использует традиционные шины с воздушной изоляцией для подключения к оборудованию подстанции, при этом все компоненты находятся в одном корпусе с газоизолирующей средой:

1. Высоковольтный выключатель;
2. Комбинированный разъединитель/заземлитель;
3. Трансформаторы напряжения и датчики напряжения;
4. Трансформаторы тока;
5. Электропривод выключателя;
6. Быстродействующий заземлитель;
7. Кабельные вводы.

Поворотная камера PASS M0 предлагает линейку модулей для высоковольтных подстанций с одной и двумя системами шин. Она может поставляться с кабельными вводами с элегазовой изоляцией. Новый PASS M0 можно использовать в качестве симметричного многофункционального модуля для подстанций, например как входной и выходной модуль с одним высоковольтным компонентом.

Отключение на стороне линии осуществляется без использования дополнительной нагрузки, поскольку отключения уже обеспечены на обеих сторонах стандартной поворотной камеры PASS M0. Кроме того, возможна функция быстродействующего заземлителя без выделения его в специальное устройство с отдельным приводом заземлителя, с помощью одной лишь отключающей способности существующей камеры выключателя.

В поворотной камере PASS M0 используется автоматический выключатель с дутьевой системой дугогашения. Мощность, подаваемая на автоматический выключатель, обеспечивается трехполюсным пружинным механизмом BLK 222, который уже использовался для обычных

выключателей, или тремя пружинными механизмами ВЛК 82, что делает возможной работу в однополюсном режиме. Все это обеспечивает высокую надежность работы, о чем свидетельствуют опыт использования тысяч систем управления этого типа, установленных в выключателях АББ по всему миру [6].

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

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

Предварительно выбранную ячейку проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (10)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюдать условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (11)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}},$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a) \quad (12)$$

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Необходимо определить наибольший рабочий ток, проходящий через каждый выключатель:

$$I_{раб.маx} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (13)$$

$$I_{раб.маx} = \frac{1,4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 468 \text{ А.}$$

Для проверки высоковольтного оборудования на электродинамическую и термическую стойкость необходимо рассчитать токи короткого замыкания на шинах электростанции.

$$B_k = 2,73^2 (0,007 + 1,5) = 11,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (14)$$

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

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

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

Для проверки возможности отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном}, \quad (15)$$

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

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

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

Проверка по отключению периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{\text{откл. ном}}, \quad (16)$$

$$2,73 \leq 102 \text{ кА.}$$

Проверка по отключению периодической составляющей расчётного тока КЗ:

По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв}, \quad (17)$$

$$4,32 \leq 102 \text{ кА.}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 16.

Таблица 16 - Выбор ячейки PASS MOS 245

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 245 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 468 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,73 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,32 \text{ кА}$	$i_{скв} \leq i_{уд}$
$B_K = 4500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,7 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 22,56 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,52 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

По данным сравнения PASS MOS 245 подходит по всем параметрам.

3.3.4. Выбор линейных и генераторных выключателей

Выбор выключателей аналогичен выбору ячейки КРУЭ. Ток, протекающий линиям, полученный на основании результатов расчета составляет 106 А (рисунок 22), что меньше наибольшего рабочего тока, поэтому при выборе оборудования будет использован ток равный 468 А.

По генераторным выключателям протекает ток равный:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 220} = 105.$$

К установке во всех ячейках принимается элегазовый выключатель LTB 245D1/B производства АББ.

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\text{А.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 20 = 11,2 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс составит:

$$B_k = 2,73^2 (0,007 + 1,5) = 11,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сравнение расчетных параметров с каталожными данными приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные LTB 245D1/B производства АББ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\text{мах}} = 468 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{окл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,73 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 4,32 \text{ А}$	$i_{\text{скв}} \leq I_{\text{уд}}$
$B_k = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 11,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,73 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$

$i_{аном} = 11,2 \text{ кА}$	$i_{At} = 0,52 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$
------------------------------	----------------------------	------------------------

Выбранный выключатель удовлетворяет условиям проверки

3.3.5 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей. Выбираем Горизонтально-поворотные разъединители наружной установки с центральным разрывом контактной системы типа РГ-220. Результаты проверки приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные РГ-220.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{pmax} = 468 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$B_k = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 11,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,32 \text{ кА}$	$i_{скв} \leq I_{уд}$

Выбранный разъединитель подходит по выбранным условиям

3.3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [6].

Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

по току:

$$I_{норм} \leq I_{Iном}, I_{max} \leq I_{Iном}. \quad (18)$$

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

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв},$$

По термической стойкости:

$$B_{кном} \leq B_{кр}. \quad (19)$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (20)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$z_{2доп} \approx r_{2доп}:$$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (21)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Вторичная нагрузка трансформатора тока приведена в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (22)$$

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

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

В трансформаторных, линейных и секционных ячейках выберем элегазовый трансформатор тока марки ТРГ-220-0,5/500 УХЛ1.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} \quad (23)$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные ТРГ-220-0,5/500 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 500 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 468 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{\text{н}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$

$i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 11,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

В связи с тем, что расчетный ток по генераторным ячейкам составляет 105 А, то в данных ячейках к установке примем трансформатор тока ТРГ-220-0,5/150 У1.

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные ТРГ-220-0,5/150 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 150 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 105,9 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{\text{н}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$
$i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 11,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

ТРГ-220-0,5/150 У1 удовлетворяет условиям проверки.

3.3.7 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основная задача емкостных трансформаторов напряжения - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (24)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ВТК-01-ТК	3
Ваттметр	ВТК-01-ТК	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4

Счётчик активной энергии	БИМ С1	20
Счётчик реактивной энергии	БИМ С1	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		66,75

На стороне ВН выбираем индуктивный антирезонансный элегазовый трансформатор напряжения типа ЗНГ–220-УХЛ1.

Результаты выбора трансформатора напряжения приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=220$ кВ	$U_p=220$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400$ ВА	$S_p = 66,75$ ВА	$S_p \leq S_n$

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке

3.3.8 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием

рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию [6]:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (25)$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (26)$$

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

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на рисунке 7), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

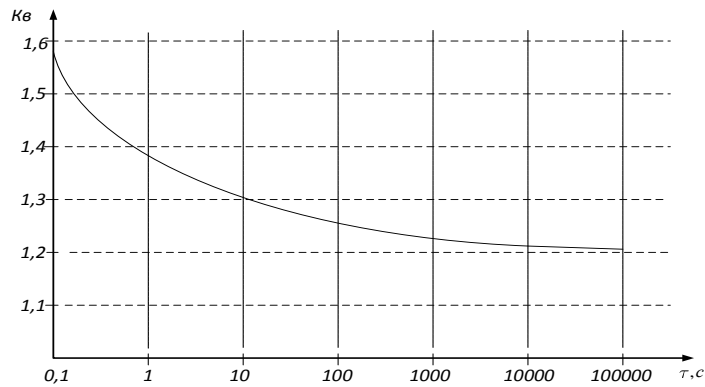


Рисунок 15 – График зависимости коэффициента K_B от длительности

Произведем выбор ОПН:

Допустимое рабочее напряжение:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{1,2 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 155,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительнооо времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{155,3}{1,21} = 128,3 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-220/146/10/550 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	ОПН- 220/146/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	146
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	456
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	40
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

3.3.9 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Наибольшее рабочий ток составляет 468 А на основании этого выбираем гибкую ошиновку сечением 3хАС-240 с длительно допустимым током 495 А.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (27)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{11,7 \cdot 10^3}}{90} = 1,2 \text{ мм}^2.$$

где $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{\min} < q,$$

$$1,2 \text{ мм}^2 < 2 \times 240 \text{ мм}^2$$

Выбранная гибкая ошиновка удовлетворяет условиям проверки.

В данном разделе был произведен выбор основного оборудования распределительного устройств 220 кВ Якутская ГРЭС Новая. Выбранное

оборудование соответствует условиям проверки, что обеспечивает требуемый уровень надежности.

3.4. Реконструкция ОРУ 110 кВ Якутской ГРЭС Новая

В связи с переводом Якутской ГРЭС Новая на номинальное напряжение 220 кВ необходимо предусмотреть расширение ОРУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух трансформаторов. РУ 110 кВ Якутской ГРЭС Новой выполнено по схеме № 13 «Две рабочие системы шин».

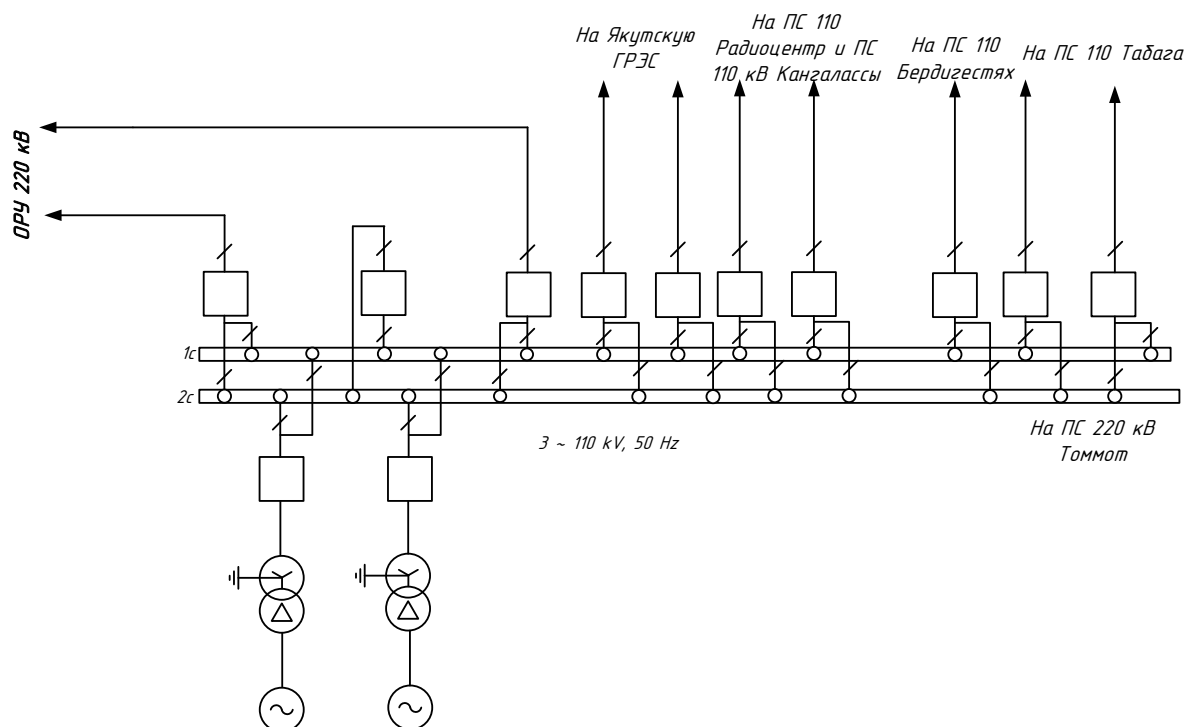


Рисунок 16 – Распределительное устройство 110 кВ Якутской ГРЭС Новой

3.4.1 Выбор и проверка выключателей

Токи, протекающий линиям, полученный на основании результатов расчета режима в ПВК RastrWin3 приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Значения токов протекающие по линиям 110 кВ, отходящих от шин Якутской ГРЭС Новая

Наименование ВЛ	Значение тока, А
1	2
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага I и II цепь с отпайками	229

1	2
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Бердигестях	32
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Кангалассы	102
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Радиоцентр	118
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Якутская ГРЭС I и II цепь с отпайкой на ПС Северная	91

По генераторным выключателям протекает ток равный:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 213,9.$$

По трансформаторным выключателям протекает ток равный:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 935,8.$$

Во всех ячейках к установке принимается Элегазовый выключатель LTB 145D1/V производства АББ.

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{\text{А.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 20 = 11,2 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс составит:

$$V_{\kappa} = 4,23^2 (0,007 + 1,5) = 26,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сравнение расчетных параметров с каталожными данными приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Каталожные и расчетные данные LTB 145D1/B производства АББ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{Pmax} = 935,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{окл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,23 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{отклном}$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 6,69 \text{ А}$	$i_{скв} \leq I_{уд}$
$Вк = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк = 26,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,23 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 11,2 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,81 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

Выбранный выключатель удовлетворяет условиям проверки

3.4.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей. Во всех ячейках выбираем Горизонтально-поворотные разъединители наружной установки с центральным разрывом контактной системы типа NSA 123. Результаты проверки приведены в таблице 24.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные NSA 123

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{Pmax} = 935,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Вк = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк = 26,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк \leq I_T^2 \cdot t_T$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 6,69 \text{ А}$	$i_{скв} \leq I_{уд}$

Выбранный разъединитель подходит по выбранным условиям

3.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных

проводов. Вторичная нагрузка трансформатора тока приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Сопротивление контактов принимается 0,05.

В трансформаторных и секционной ячейках выберем элегазовый трансформатор тока марки ТРГ-110-0,5/100 УХЛ1.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2ном} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение проводов:

$$s_{\min} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 26.

Таблица 25 – Каталожные и расчетные данные ТРГ-110-0,5/500 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 935,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,69 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 26,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Выбор трансформаторов тока в линейных и генераторных ячейках произведен аналогичным образом. Результаты выбора приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты выбора трансформаторов тока ОРУ 110 кВ
Якутская ГРЭС Новая

Наименование ВЛ	Расчетное значение тока, А	Выбранный трансформатор тока
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага I и II цепь с отпайками	229	ТРГ-110-0,5/300 У1
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Бердигестях	105	ТРГ-110-0,5/150 У1
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Кангалассы	102	ТРГ-110-0,5/150 У1
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Радиоцентр	118	ТРГ-110-0,5/150 У1
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Якутская ГРЭС I и II цепь с отпайкой на ПС Северная	91	ТРГ-110-0,5/100 У1

3.4.4 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 27.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
1	2	3
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75

1	2	3
Варметр	ВТК-01-ТК	3
Ваттметр	ВТК-01-ТК	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	H-394	10
Частотомер регистрирующий	H-397	4
Счётчик активной энергии	БИМ С1	20
Счётчик реактивной энергии	БИМ С1	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		66,75

Выбираем индуктивный антирезонансный элегазовый трансформатор напряжения типа ЗНГ–110-УХЛ1.

Результаты выбора трансформатора напряжения приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 66,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке

3.4.5 Выбор и проверка ОПН

Определим наибольшее допустимое рабочее напряжение:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 77,5 \text{ кВ.}$$

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительнооо времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{77,5}{1,21} = 64,05 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-110/73/10 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Характеристика ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-110/73/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	73
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	274
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	40
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

3.4.6 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Наибольшее рабочий ток составляет 935,8 А на основании этого выбираем гибкую ошиновку сечением 3хАС-400 с длительно допустимым током 940 А.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T} \quad (28)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{26,96 \cdot 10^3}}{90} = 1,82 \text{ мм}^2.$$

где $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{\min} < q,$$

$$1,82 \text{ мм}^2 < 400 \text{ мм}^2$$

Выбранная гибкая ошиновка удовлетворяет условиям проверки.

В данном разделе был произведен выбор основного оборудования распределительного устройств 220 кВ Якутская ГРЭС Новая. Выбранное оборудование соответствует условиям проверки, что обеспечивает требуемый уровень надежности.

3.5 Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар

В выбранном варианте предполагается строительство ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС Новая – Сунтар № 1, № 2 и ВЛ 220 кВ Сунтар – Айхал. В связи с этим предусмотрена реконструкция подстанции 220 кВ Сунтар с расширением ОРУ 220 кВ на три ячейки ПС 220 кВ Сунтар приведена на рисунке 18.

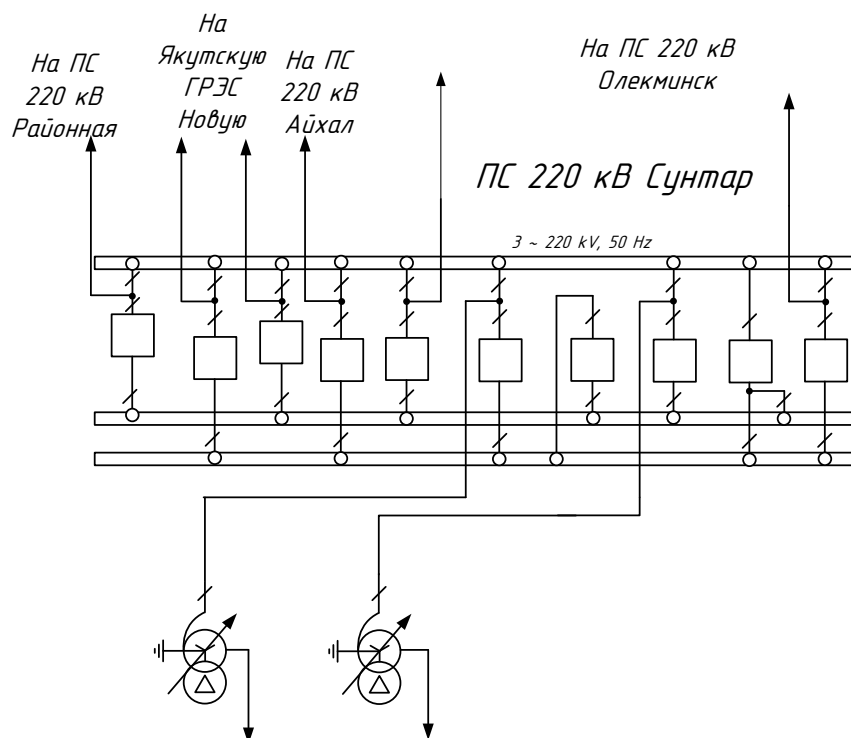


Рисунок 17 – Распределительное устройство 220 кВ подстанции Сунтар

3.5.1 Выбор и проверка выключателей

Для выбора оборудования в первую очередь необходимо рассчитать максимальный рабочий ток по формуле (12):

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 236 \text{ А.}$$

Выбор выключателей.

К установке во всех ячейках принимается элегазовый выключатель ЛТВ 245D1/В производства АББ.

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

$$i_{\text{А.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 20 = 11,2 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс составит:

$$B_K = 3,81^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 9,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сравнение расчетных параметров с каталожными данными приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Каталожные и расчетные данные LTB 245D1/B производства АББ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 236 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{окл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6,02 \text{ А}$	$i_{\text{скв}} \leq I_{\text{уд}}$
$B_k = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 9,14 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{аном}} = 11,2 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,72 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Выбранный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

3.5.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей. Во всех ячейках выбираем Горизонтально-поворотные разъединители наружной установки с центральным разрывом контактной системы типа РГ-220. Результаты проверки приведены в таблице 31.

Таблица 32 – Каталожные и расчетные данные РГ-220.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{p\max} = 236 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$B_k = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 9,14 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6,02 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \leq I_{\text{уд}}$

3.5.3 Выбор трансформаторов тока.

Для выбора трансформаторов тока необходимо определить число и тип измерительных приборов. Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

В трансформаторных и секционных ячейках выберем элегазовый трансформатор тока марки ТРГ-220-0,5/300 УХЛ1.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2ном} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом.}$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 32.

Таблица 34 – Каталожные и расчетные данные ТРГ-220-0,5/300 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_P = 236 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$i_{\text{СКВ}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,03 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 9,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Выбор трансформаторов тока в линейных ячейках произведен аналогичным образом. Результаты выбора приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Результаты выбора трансформаторов тока на ПС 220 кВ
Сунтар

Наименование ВЛ	Расчетное значение тока, А	Выбранный трансформатор тока
ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС Новая – Сунтар № 1 и № 2	106	ТРГ-220-0,5/150 У1
ВЛ 220 кВ Сунтар - Айхал	199	ТРГ-220-0,5/200 У1
ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар № 1 и № 2	196	ТРГ-220-0,5/200 У1
ВЛ 220 кВ Сунтар - Районная	465	ТРГ-220-0,5/500 У1

3.5.4 Выбор трансформаторов напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 36.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
1	2	3
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ВТК-01-ТК	3
Ваттметр	ВТК-01-ТК	3

1	2	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	H-394	10
Частотомер регистрирующий	H-397	4
Счётчик активной энергии	БИМ С1	20
Счётчик реактивной энергии	БИМ С1	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		66,75

На стороне ВН выбираем индуктивный антирезонансный элегазовый трансформатор напряжения типа ЗНГ220-УХЛ1. В таблице 38 приведен выбор трансформатора напряжения.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=220$ кВ	$U_p=220$ кВ	$U_p \leq U_H$
$S_H = 400$ ВА	$S_p = 66,75$ ВА	$S_p \leq S_H$

3.5.5 Выбор и проверка ОПН

Определим наибольшее допустимое рабочее напряжение:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 155,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительноо времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{155,3}{1,21} = 128,3 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-220/146/10/550 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 39.

Тип ОПН	ОПН- 220/146/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	146
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	456
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	40
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

3.5.6 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Наибольшее рабочий ток составляет 236 А на основании этого выбираем гибкую ошиновку сечением АС-300 с длительно допустимым током 240 А.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{9,14 \cdot 10^3}}{90} = 1,06 \text{ мм}^2.$$

$$1,06 \text{ мм}^2 < 300 \text{ мм}^2$$

Выбранная гибкая ошиновка удовлетворяет условиям проверки.

В данном разделе был произведен выбор основного оборудования распределительного устройств 220 кВ подстанции Сунтар. Выбранное оборудование соответствует условиям проверки, что обеспечивает требуемый уровень надежности.

3.6 Реконструкция ПС 220 кВ Айхал

В данной работе предусмотрена реконструкция подстанции 220 кВ Айхал с расширением ОРУ 220 кВ на одну ячейку для подключения и ВЛ 220 кВ Сунтар – Айхал. Схема Распределительного устройства 220 кВ приведена на рисунке 19.

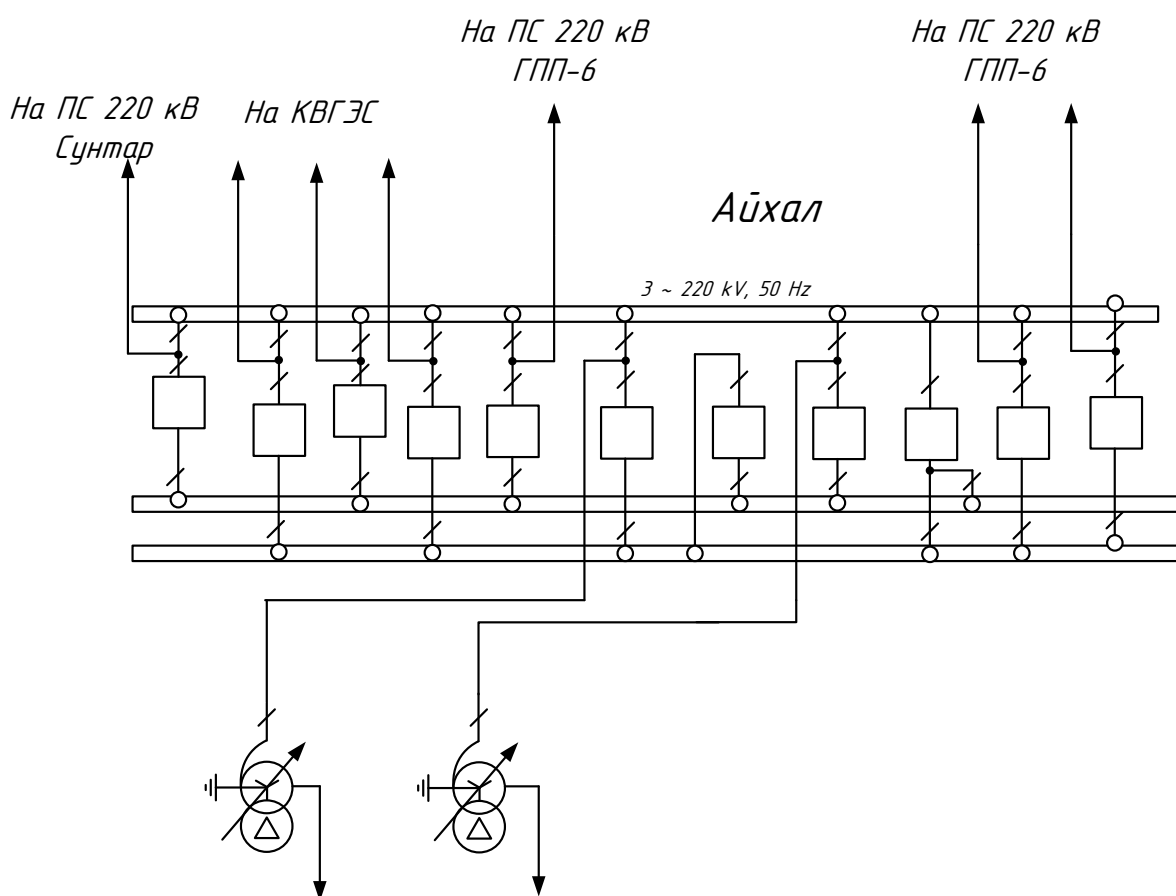


Рисунок 18 – Распределительное устройство 220 кВ подстанции Айхал

3.6.1 Выбор и проверка выключателей

Для выбора оборудования в первую очередь необходимо рассчитать максимальный рабочий ток по формуле (12):

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{1,4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 467 \text{ А.}$$

Во всех ячейках к установке примем К установке примем элегазовый выключатель LTB 245D1/B производства АББ.

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

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 20 = 11,2 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс составит:

$$B_K = 2,96^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 5,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сравнение расчетных параметров с каталожными приведены в таблице 40.

Таблица 41 – Каталожные и расчетные данные LTB 245D1/B производства АББ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 236 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{окл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,96 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 467 \text{ А}$	$i_{скв} \leq I_{уд}$
$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 5,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 11,2 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,56 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

3.6.2 Выбор и проверка разъединителей.

Во всех ячейках распределительного устройства 220 выбираем горизонтально-поворотные разъединители наружной установки с центральным разрывом контактной системы типа РГ-220. Результаты проверки приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Каталожные и расчетные данные РГ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{p\max} = 236 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$W_k = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k = 5,57 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6,02 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \leq I_{\text{уд}}$

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям проверки.

3.6.3 Выбор трансформаторов тока.

Для выбора трансформаторов тока необходимо определить число и тип измерительных приборов. Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 43.

Таблица 44 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

В трансформаторных и секционной ячейках выберем элегазовый трансформатор тока марки ТРГ-220-0,5/500 УХЛ1.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом.}$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В. Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 36.

Таблица 45 – Каталожные и расчетные данные ТРГ-220-0,5/500 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 500 \text{ А}$	$I_P = 467 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,68 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq \text{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 5,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки.

Выбор трансформаторов тока в линейных ячейках произведен аналогичным образом. Результаты выбора приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Результаты выбора трансформаторов тока на ПС 220 кВ Сунтарс

Наименование ВЛ	Расчетное значение тока, А	Выбранный трансформатор тока
ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС – Айхал № 1, № 2 и № 3	198	ТРГ-220-0,5/2000 У1
ВЛ 220 кВ Сунтар - Айхал	199	ТРГ-220-0,5/200 У1
ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 1, № 2 и № 3	243	ТРГ-220-0,5/300 У1

3.6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 47.

Таблица 47 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
1	2	3
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ВТК-01-ТК	3

1	2	3
Ваттметр	ВТК-01-ТК	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	БИМ С1	20
Счётчик реактивной энергии	БИМ С1	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		66,75

На стороне ВН выбираем индуктивный антирезонансный элегазовый трансформатор напряжения типа ЗНГ220-УХЛ1.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=220$ кВ	$U_p=220$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400$ ВА	$S_p = 66,75$ ВА	$S_p \leq S_n$

3.6.5 Выбор и проверка ОПН

Определим наибольшее допустимое рабочее напряжение:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 155,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительноо времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{155,3}{1,21} = 128,3 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-220/146/10/550 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 49.

Тип ОПН	ОПН- 220/146/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	146
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	456
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	40
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

3.6.6 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Наибольшее рабочий ток составляет 467 А на основании этого выбираем гибкую ошиновку сечением 2хАС-240 с длительно допустимым током 240 А.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{5,57 \cdot 10^3}}{90} = 0,82 \text{ мм}^2.$$

$$0,82 \text{ мм}^2 < 3 \times 240 \text{ мм}^2$$

Выбранная гибкая ошиновка удовлетворяет условиям проверки.

3.7 Выбор сечений проводов ЛЭП

Критерием для выбора сечения проводников ВЛ и КЛ является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям для дальнейшего анализа. При этом, нормировать следует экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений. [31]

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается [31] в зависимости от расчетного тока I_p , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы. [36]

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение I_p определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (29)$$

где I_5 - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом K_M).

Введение коэффициента α_i учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ

принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение K_m принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии.[36]

Для Республики Саха (Якутия) принимается 1 район по гололёду.

Для всех вариантов представим расчётные сечения на головных участках и длительно допустимые токи для выбранных сечений. По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов. То есть, если ток в линии в послеаварийном режиме меньше, чем длительно допустимый, то данное сечение провода можно выбрать для данной линии.

3.7.1 Выбор сечения провода и конструктивного исполнения ВЛ 110 кВ Табага – Майя № 2.

Ток по ВЛ 110 кВ Табага на сновании режимов в ПВК RastrWin3 для выбранного варианта составляет 140 А (рисунок 18):

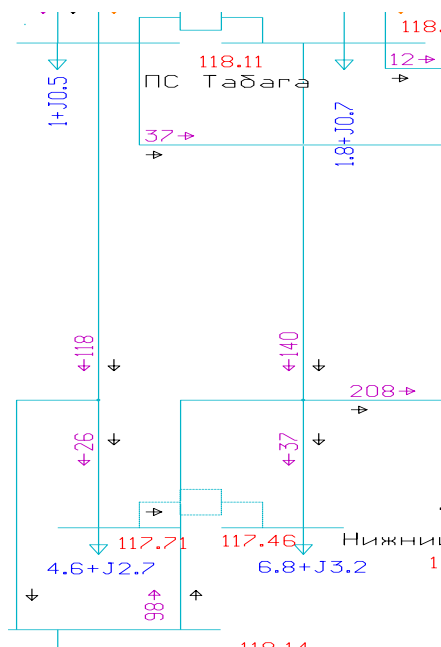


Рисунок 19 – определение расчетного тока по ВЛ 110 кВ Табага – Майя № 2.

Расчетный ток составляет:

$$I_p = 140 \cdot 1,05 = 147.$$

Для данной линии выбираем сечение провода АС-240 с длительно допустимым током 285 А. Проверим выбранное сечение в послеаварийном режиме (Рисунок 19). При отключении ВЛ 110 кВ Табага – Майя № 1 ток по ВЛ 110 кВ Табага – Майя составит 257 А.

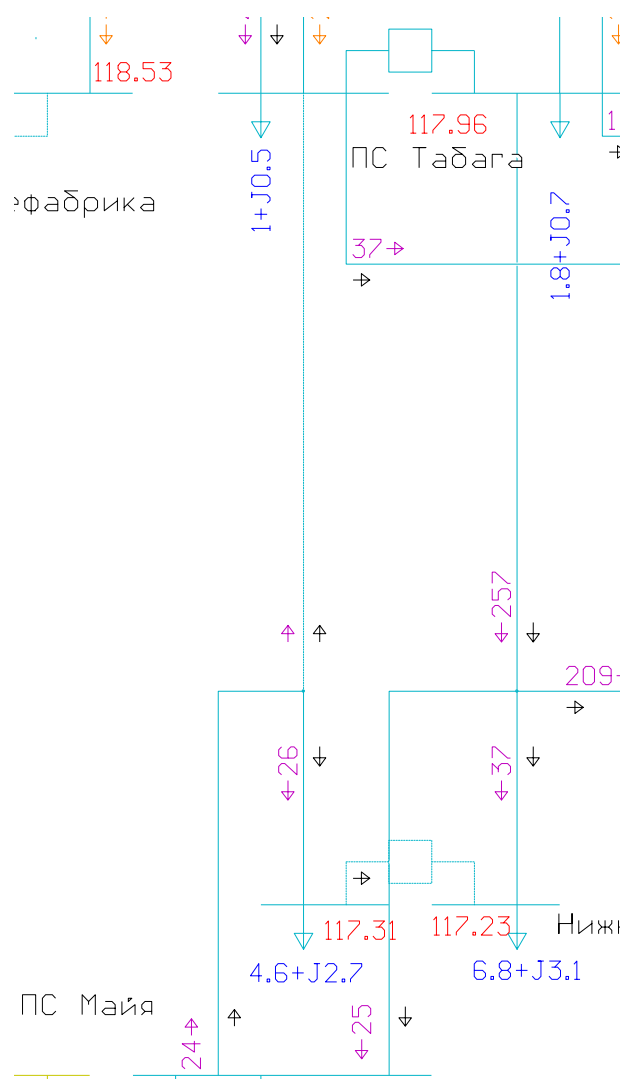


Рисунок 20 – Определение расчетного тока в послеаварийном режиме по ВЛ 110 кВ Табага – Майя № 2

Пропускной способности ВЛ 110 кВ Табага – Майя № 2 достаточно при работе в послеаварийном режиме.

Для данной марки провода принимает многогранные промежуточные ПМ110-1 и стальные анкерно-угловые опоры УАМ110-1, приведенные на рисунке 21.

3.7.2 Выбор сечения провода и конструктивного исполнения ВЛ 220 кВ ВЛ Якутская ГРЭС Новая – Сунтар № 1 и № 2

Ток в нормальном режиме составляет 106 А (рисунок 20).

Расчетный ток равен:

$$I_p = 106 \cdot 1,05 = 111,3 \text{ А.}$$

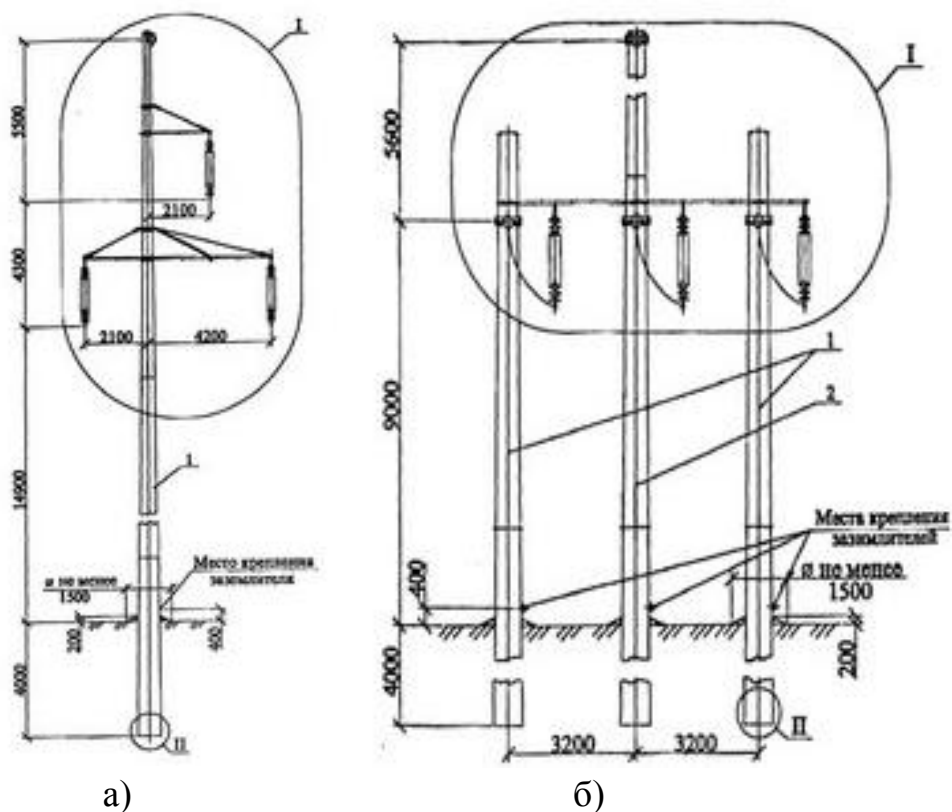


Рисунок 21 – Стальная многогранная промежуточная опора ВЛ 110 кВ (а), стальная анкерно-угловая опора ВЛ 110 кВ (б)

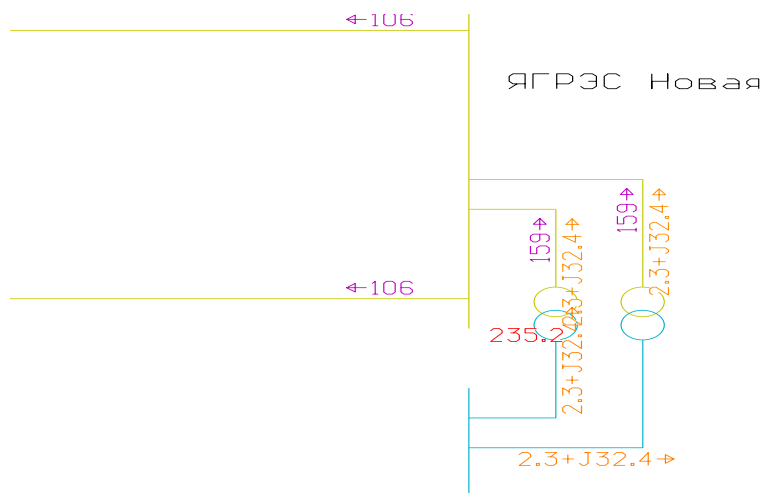


Рисунок 22 – Определение расчетного тока в нормальном режиме по ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС Новая – Сунтар № 1 и № 2

Для данных ВЛ 220 кВ выбираем провод марки АЕРО-Z-177-1Z с длительно допустимым током 494 А. Провода данной марки обеспечивают повышение пропускной способности за счет повышения температурной устойчивости. Также немаловажным преимуществом для районов крайнего севера является противостояние проводов марки АЕРО-Z обледенению и образованию ледяных рукавов.

Сечение провода необходимо проверить в послеаварийном режиме (рисунок 23):

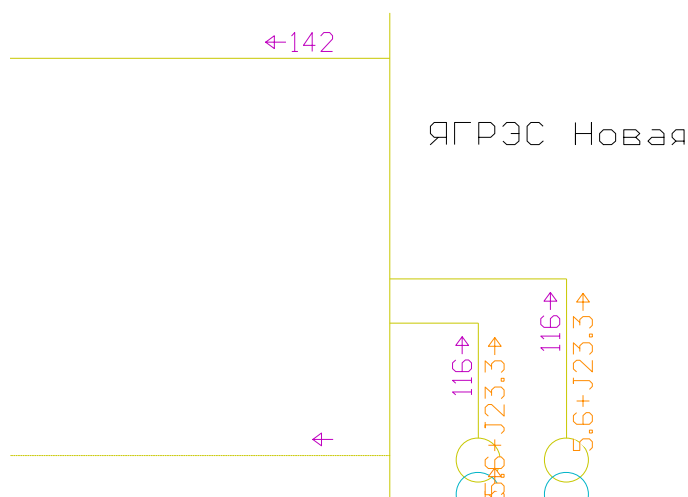


Рисунок 23 – Определение расчетного тока в послеаварийном режиме по ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС Новая – Сунтар № 1 и № 2

Ток при отключении ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС Новая - Сунтар № 1 составляет 142 А, что не превышает длительно допустимый ток. Пропускной способно линии достаточно при работе в послеаварийном режиме.

Для данной марки провода выбираем многогранные промежуточные ПМ2200-1, стальные анкерные опоры АМ220-1, приведенные на рисунке 24.

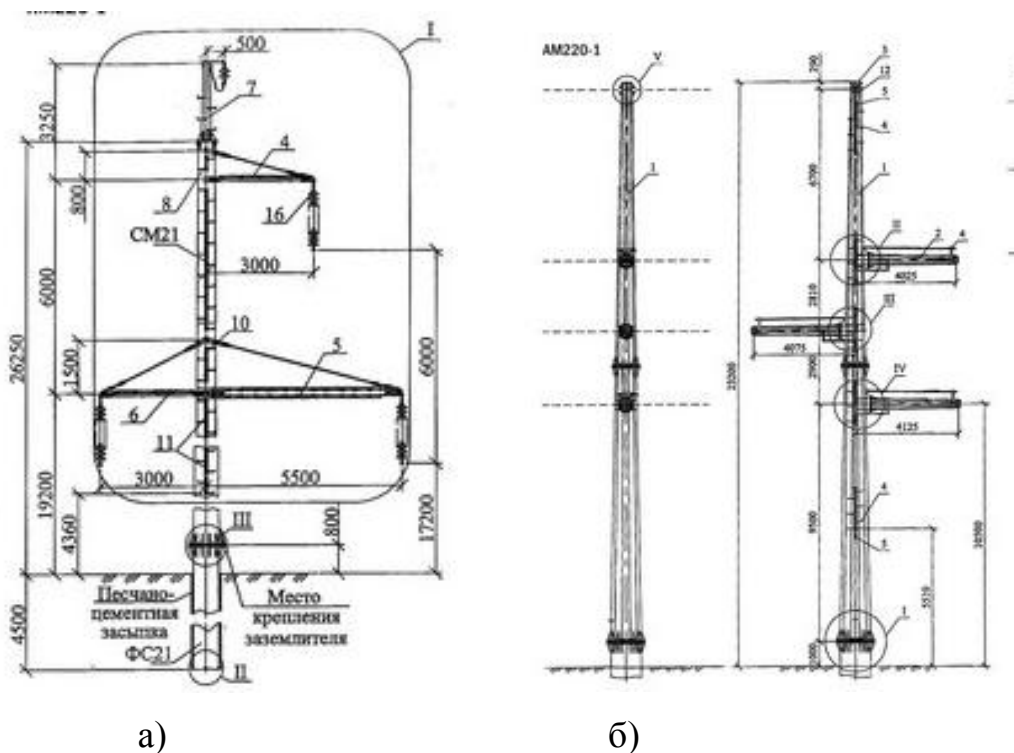


Рисунок 24 – Стальная многогранная промежуточная опора ВЛ 220 кВ (а), стальная анкерно-угловая опора ВЛ 220 кВ (б)

3.7.3 Выбор сечения провода и конструктивного исполнения ВЛ 220 кВ ВЛ Сунтар – Айхал

Ток в нормальном режиме составляет 149 А (рисунок 22).

Расчетный ток равен:

$$I_p = 140 \cdot 1,05 = 156,45 \text{ А.}$$

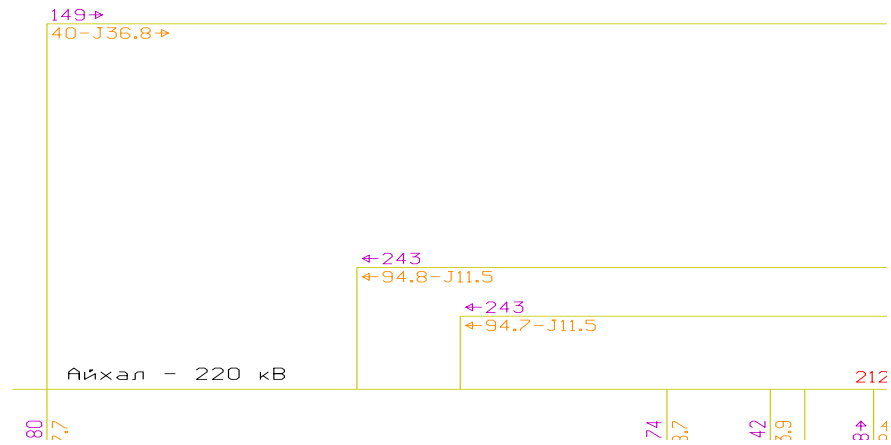


Рисунок 25– Расчетный ток по ВЛ 220 кВ Сунтар – Айхал в нормальном режиме

Для данной линии выбираем провод марки АЕРО-Z-177-1Z с длительно допустимым током 494 А.

Сечение провода необходимо проверить в послеаварийном режиме (рисунок 26):

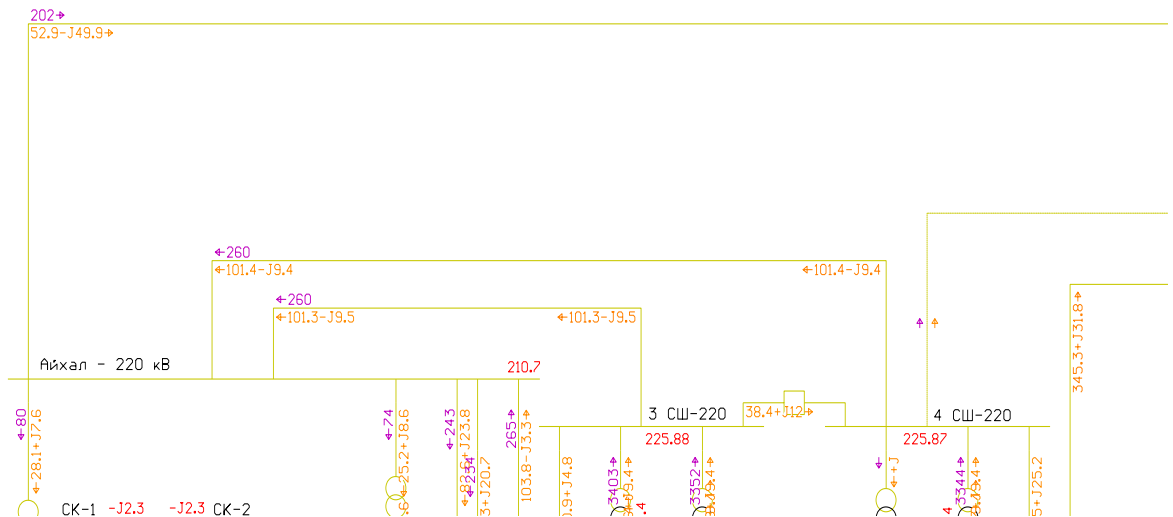


Рисунок 26 – Расчетный ток по ВЛ 220 кВ Сунтар – Айхал в послеаварийном режиме

Ток при отключении ВЛ 220 кВ на транзите Каскад Вилюйских ГЭС - Сунтар составляет 202 А, что не превышает длительно допустимый ток. Пропускной способно линии достаточно при работе в послеаварийном режиме. Для данной марки провода выбираем многогранные

промежуточные ПМ2200-1, стальные анкерные опоры АМ220-1, приведенные на рисунке (26).

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Целью данной магистерской диссертации является расчет эффективности инвестиций в объединение изолированных районов Республики Саха (Якутия)

4.1 Расчет капитальных вложений в строительство

Любые решения, связанные с созданием новых и реконструкцией старых сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Совокупные затраты этих ресурсов принято называть капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛЗ} + K_{ПС}, \quad (30)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложения на сооружение ВЛ 220-110 кВ, тыс. руб.;

$K_{ПС}$, – капиталовложения на сооружение ПС, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение ЛЭП напряжением 220-110 кВ определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цеп}, \text{ тыс. руб.}, \quad (31)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения ВЛ, тыс. руб./км [23];

L – длина трассы, км;

$K_{район}$ – коэффициент района (зональный) ($K_{район} = 1,2$) [23];

$n_{цеп}$ – количество цепей в линии.

$$K_{ВЛ110} = 1495 \cdot 61.75 \cdot 1,2 = 110780, \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{ВЛ110} = 2000 \cdot 2 \cdot 608 + 2000 \cdot 504 = 3440000 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{ВЛ} = 110780 + 3152700 = 3263480 \text{ тыс. руб.}$$

Удельная стоимость строительства ВЛ 110 кВ взята из Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» СТО 56947007- 29.240.124-2012 и равна 1495 тысяч рублей за 1 км двухцепной линии для ВЛ 110 кВ и 1550 – 220 кВ.

Капиталовложения на сооружения на реконструкцию распределительных устройств 220 и 110 кВ состоят из капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, сооружения открытого распределительного устройства, приобретение коммутационных аппаратов и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, определяется по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КА} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (32)$$

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

$K_{КА}$ – стоимость коммутационных аппаратов, зависящая от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Капиталовложения в реконструкцию Якутской ГРЭС Новой составят:

$$K_{ЯГРЭС} = 2 \cdot K_{ТР} + K_{КРУЭ} + K_{ОРУ} + K_{КА} + K_{пост}, \quad (33)$$

$$K_{ЯГРЭС} = 2 \cdot 3750 + 194000 + 2160 + 28000 + 2300 = 233960 \quad \text{тыс. руб.}$$

Капиталовложения в реконструкцию ПС 220 кВ Сунтар:

$$K_{Сунтар} = K_{КА} + K_{ОРУ220} + K_{ПОСТ}, \quad (34)$$

$$K_{Сунтар} = 42000 + 2160 + 2300 = 46460 \quad \text{тыс. руб.}$$

Капиталовложения в реконструкцию ПС 220 кВ Айхал:

$$K_{Айхал} = K_{КА} + K_{ОРУ220} + K_{ПОСТ}, \quad (35)$$

$$K_{Айхал} = 14000 + 2160 + 2300 = 18460 \quad \text{тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в реконструкцию распределительных устройств составят:

$$K_{\Sigma nc} = K_{ЯГРЭС} + K_{Айхал} + K_{Сунтар}, \quad (36)$$

$$K_{\Sigma nc} = 233960 + 18460 + 46460 = 298880 \quad \text{тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения составят:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma_{nc}} + K_{ВЛ}, \quad (37)$$

$$K_{\Sigma} = 298880 + 3263480 = 3563360 \text{ тыс. руб.}$$

4.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (38)$$

где $\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (39)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для ВЛ $T_{сл} = 25$ лет; для подстанций $T_{сл} = 20$ лет, [23].

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (34)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для ВЛ $\alpha_{экс}^{вл} = 0,004$; для ТП $\alpha_{экс}^{ПС} = 0,037$;

Издержки на амортизацию воздушных линий:

$$I_{\text{амВЛ}} = 3263480 \cdot 0,04 = 130539,2 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки воздушных линий:

$$I_{\text{эксВЛ}} = 3263480 \cdot 0,004 = 13053,92 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию подстанций и распределительных устройств станций :

$$I_{\text{ам}}^{\text{ПС}} = 298880 \cdot 0,05 = 14944 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{ПС}} = 298880 \cdot 0,037 = 11058,56 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амВЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{ПС}}, \quad (40)$$

$$I_{\text{ам}} = 130539,2 + 14944 = 145483,2 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксВЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{ПС}}, \quad (41)$$

$$I_{\text{экс}} = 11058,56 + 13053,92 = 24112,48 \text{ тыс. руб.}$$

Затрат на покупную электроэнергию и потери.

Энергия, теряемая на участке ВЛ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (42)$$

где τ - время потерь, час;

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (38)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки (2300 ч.).

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1097,77$ ч.

ΔP - потери мощности в сети 220-110 кВ, определяются исходя из расчетов в ПВК «RastrWin».

	N...	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
1	1	Забайкалье			173		173	-173
2	5	ЮЭР РС (Я)		275	264	18,18	282	-7
3	6	ЦЭР РС(Я)		270	154	3,39	158	113
4	7	ЗЭР РС (Я)		751	597	86,18	684	67

Рисунок 27 – потери электрической энергии в ПВК RastrWin3

Суммарные потери в энергосистеме составят:

$$\Delta P = \Delta P_{ЦЭР} + \Delta P_{ЗЭР} + \Delta P_{ЮЭР}, \quad (43)$$

$$\Delta P = 3,39 + 86,18 + 18,18 = 107,75$$

$$\Delta W = 107,75 \cdot 1098 = 118309,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_d \cdot \Delta W, \quad (44)$$

где T_d - тариф на потери в электрических сетях равен 2 руб./кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 2 \cdot 118309,5 = 236619 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие затраты.

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек:

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{экс}} + I_{\Delta W}) + 0,03 \cdot K, \quad (45)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (24112,48 + 145483,2 + 236619) + 0,03 \cdot 3563360 = 228765,2$$

тыс.руб.

4.3 Расчет себестоимости электрической энергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} \quad (45)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (46)$$

где $P_{\text{р}}$ – суммарная мощность, передаваемая по сети.

$$W_{\text{год}} = 1015 \cdot 8760 = 8891400 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + I_{\text{ПР}}, \quad (47)$$

$$I_{\Sigma} = 24112,48 + 145483,2 + 236619 + 228765,2 = 6349790,8 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}}, \quad (48)$$

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}} = \frac{6349790,8}{8891400} = 0,71 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч,}$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W_{\text{год}}}, \quad (49)$$

$$C_{перед} = \frac{(6349790,8 - 236619)}{8891400} = 0,45 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице 50.

Таблица 50 – Расчет себестоимости электроэнергии

Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
2	3	4	5
Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	24112,48
Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{экс}$	тыс. руб.	145483,2
Затраты на потери электроэнергии	$I_{ΔW}$	тыс. руб.	236619
Прочие расходы	$I_{пр}$	тыс. руб.	228765,2
Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	6349790,8
Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{перед}$	руб/кВт·ч	0,71
Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$C_{распр}$	руб/кВт·ч	0,45

4.4 Оценка экономической эффективности параллельной работы энергосистем

Оценка экономической эффективности проекта представляет собой вывод о целесообразности разработки и внедрения предложенного варианта или спроектированного (реконструированного) объекта и т.д. То есть оценка экономической эффективности проекта позволяет оценить проект со стороны экономики, дать экономическое обоснование разработанного и выбранного варианта. Для осуществления этих целей необходимо провести экономическую оценку по следующим методам:

Простая норма прибыли (ПНП) или простая норма рентабельности определяется по характерному году расчетного периода, т. е. когда достигнут проектный уровень производства, но инвестиционный капитал еще продолжается возвращаться.

Простая норма прибыли определяется как отношение чистой прибыли к капиталовложениям. Простой срок окупаемости это есть

период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.

Срок окупаемости капитальных вложений определяется как последовательное суммирование величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) можно отнести к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций, так как он оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Определить ЧДД можно путем дисконтирования чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Выручка от реализации находится по формуле:

$$O_{pt} = T_{\text{пот}} \cdot W_{\text{год}}, \text{тыс.руб.}, \quad (50)$$

где $T_{\text{пот}}$ – тариф для потребителей (0,75 руб/кВт).

Определим ее:

$$O_{pt} = 8891400 \cdot 0,75 = 6668550 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль можно определить по следующей формуле:

$$H_t = (O_{pt} - I_{\Sigma}) \cdot 0,24, \quad (51)$$

$$H_t = (6668550 - 634979,8) \cdot 0,24 = 2648056,8 \text{ тыс. руб.}$$

Величина прибыли от реализации рассчитывается по формуле:

$$П_{чt} = O_{pt} - И_{\Sigma} - H_t, \quad (52)$$

$$П_{чt} = 6668550 - 634979,8 - 2648056,8 = 2885514,2 \text{ тыс.руб}$$

Простую норму прибыли можно определить по выражению:

$$ПНП = \frac{П_{чt}}{K_t} \cdot 100\%, \quad (53)$$

$$ПНП = \frac{531844,77}{3563360} \cdot 100\% = 20\%.$$

Простой срок окупаемости рассчитаем по формуле:

$$T_{ок.п.} = \frac{K_t}{П_{чt}}, \quad (54)$$

$$T_{ок.п.} = \frac{3563360}{531844,77} = 6,7 \text{ года.}$$

Капиталовложения в проект производятся в три этапа: 1-й год – 40 % от основного капитала, 2-й год – 30 %, и 3-й год – 30 %. За это время идет осуществление строительства проекта.

4.5 Чистый дисконтированный доход

В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (55)$$

где K_t – величина инвестиций в год t ;

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (56)$$

где d – норматив дисконтирования (для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. $d=31\%$ [6]);

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: $\text{ЧДД} > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Результаты расчета ЧДД приведены в таблице 51.

Таблица 51 – результаты расчета ЧДД

Год	ЧДД, тыс. руб.	ЧДД с нарастающим налогом, тыс. руб.
1	-3303765	-3303765
2	-2521958	-5825723
3	-2083665	-7909388
4	1157768	-6751620
5	883792	-5867827
6	674651	-5193177
7	515001	-4678176
8	393130	-4285046
9	300099	-3984947
10	229083	-3755863
11	174873	-3580990
12	133491	-3447500
13	101901	-3345598
14	77787	-3267811
15	59380	-3208431
16	45328	-3163103
17	34601	-3128502
18	26413	-3102089
19	20163	-3081926

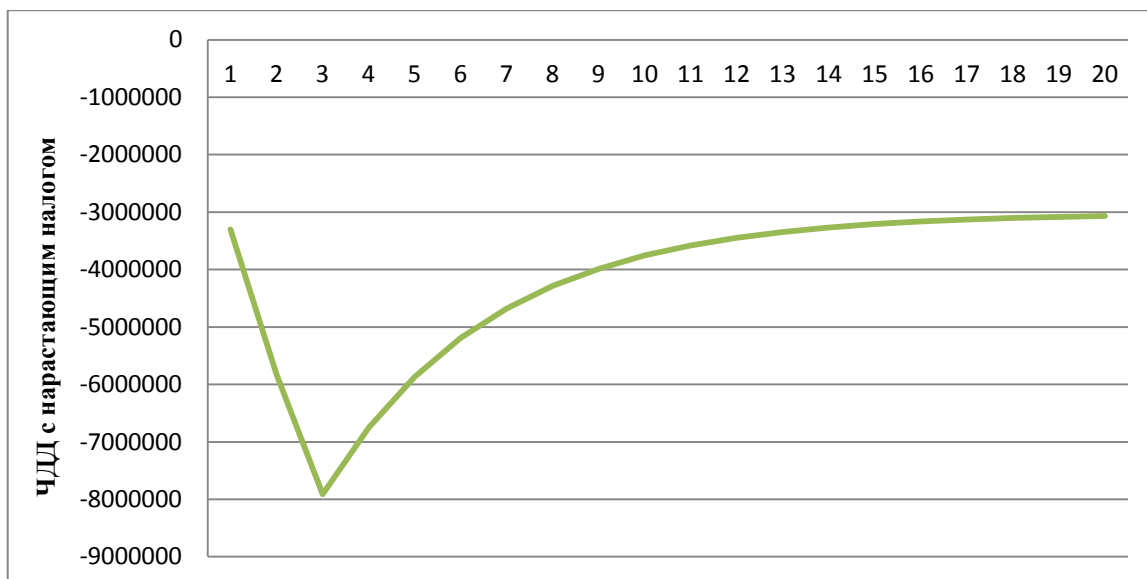


Рисунок 28– ЧДД с нарастающим налогом

Данный вариант объединения электрической сети является эффективным т.к. окупается за 7 лет, а также рентабельность проекта составляет 20 %.

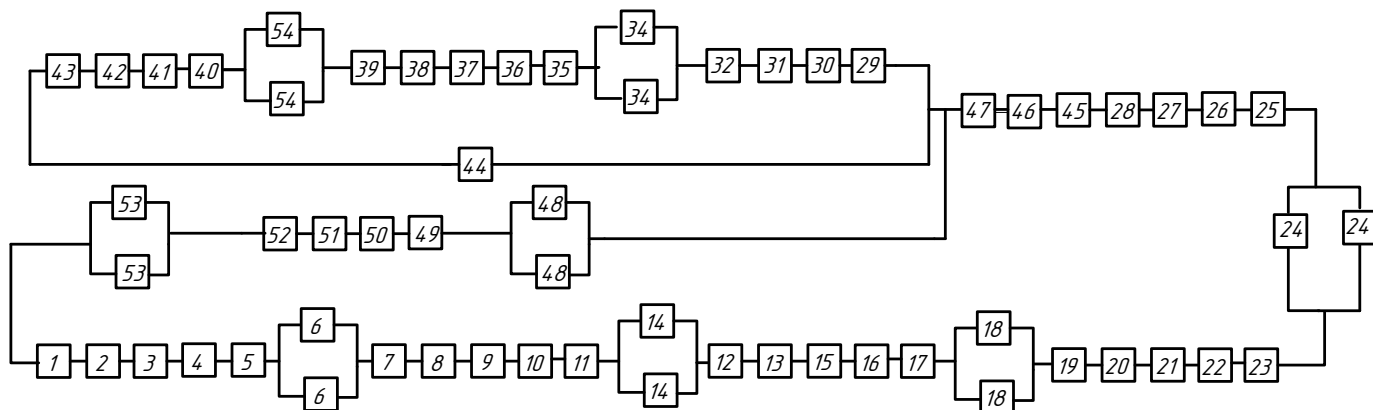


Рисунок 30 – схема замещения для расчета надежности

Показатели надежности воздушных линий 110-220 кВ приведены в таблице 52.

Таблица 52 – Справочные показатели воздушных линий

Наименование ВЛ	Параметр потока отказа, ω , 1/год	Среднее время восстановления, тв, год* 10^{-3}	Частота плановых и преднамеренных отключений, $\mu_{пл}$, 1/год	Время плановых и преднамеренных отключений, $t_{прл}$, год* 10^{-3}
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Майа	2,9	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Олекминск	0,9	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ Олекминск - Сунтар	1,6	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС Новая - Сунтар	3,6	1,3	2,8	1,9
ВЛ 110 кВ Табага - Майа	0,4	1,9	3,8	1,7
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Табага	0,6	1,9	3,8	1,7
ВЛ 220 кВ Районная - Сунтар	1,3	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС - Районная	0,6	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС - Айхал	1,2	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ Айхал - Сунтар	2,8	1,3	2,8	1,9

В таблице 53 приведены справочные показатели надежности для выключателей 110-220 кВ.

Таблица 53 – Справочные показатели выключателей

Номинальное напряжения выключателя	Параметр потока отказа, ω , 1/год	Среднее время восстановления, тв, год* 10^{-3}	Частота плановых и преднамеренных отключений, μ пл, 1/год	Время плановых и преднамеренных отключений, тпрл, год* 10^{-3}
220	0,004	2,9	0,8	1,7

5.2 Расчет показателей надежности схем замещения

Для каждого элемента схемы замещения необходимо рассчитать следующие показатели надежности:

1. параметр потока отказа, ω_c ;
2. коэффициент вынужденного простоя, $K_{пс}$;
3. коэффициент готовности, $K_{гс}$;
4. время восстановления, $t_{вс}$.

Коэффициент готовности определяется по формуле:

$$K_{гс} = \frac{t_p}{t_p + t_{вс}}, \quad (57)$$

где t_p - время безотказной работы определяется по формуле:

$$t_p = \frac{1}{\omega}. \quad (58)$$

Для ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майа:

$$t_p = \frac{1}{2,9} = 0,3 \text{ год};$$

$$K_{гс} = \frac{0,3}{0,3 + 2,3 \cdot 10^{-3}} = 0,996.$$

В таблице 54 приведены результаты расчета коэффициента готовности для элементов схемы замещения.

Таблица 54 – Результаты расчета коэффициента надежности

Элемент схемы замещения	Время безотказной работы, год	Коэффициент готовности
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Майа	0,3	0,996
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Олекминск	0,6	0,996
ВЛ 220 кВ Олекминск - Сунтар	0,5	0,996
ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС Новая - Сунтар	0,2	0,994
ВЛ 110 кВ Табага - Майа	2,3	0,999
ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Табага	1,5	0,999
ВЛ 220 кВ Районная - Сунтар	0,8	0,998
ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС - Районная	1,7	0,996
ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС - Айхал	0,8	0,998
ВЛ 220 кВ Айхал - Сунтар	0,2	0,994
Выключатели 220 кВ	250	1

Параметр потока отказа выключателей определяется по формуле:

$$\omega_Q = \omega_{B220} + \omega_{ABT} \cdot \left(1 + a K_{АПВ}\right) + a_{ОП} N_{ОП}, \quad (59)$$

где a - относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, составляет 0,014;

$K_{АПВ}$ - коэффициент неуспешного действия АПВ, составляет 0,01;

$a_{ОП}$ - относительная частота отказов при оперативных переключениях, составляет 0,011;

$N_{оп}$ - число оперативных переключений, составляет 3.

$$\omega_Q = 0,004 + 0,025 \cdot (1 + 0,014 \cdot 0,01) + 0,011 \cdot 3 = 0,062 \text{ 1/год.}$$

Определим параметр потока отказа схемы замещения по формуле:

$$\omega_c = \omega_I + \omega_{II}, \quad (60)$$

где ω_I - первый эквивалент схемы замещения, который определяется по формуле:

$$\omega_I = 31 \cdot \omega_Q + (\omega_6 + \omega_{14} + \omega_{18} + \omega_{19}) \cdot (5 \cdot \omega_Q \cdot t_{6Q}) + \omega_{48} + \omega_{53} \cdot (4 \cdot \omega_Q \cdot t_Q + \omega_{48} \cdot t_{648}), \quad (61)$$

ω_{II} - второй эквивалент схемы замещения, который определяется по формуле:

$$\omega_{II} = 13 \cdot \omega_Q + \omega_{34} \cdot (4 \cdot \omega_Q \cdot t_Q) + \omega_{54} \cdot (5 \cdot \omega_Q \cdot t_Q) + \omega_{44}. \quad (62)$$

$$\omega_I = 31 \cdot 0,062 + (2,9 + 0,4 + 0,6 + 3,6) \cdot (5 \cdot 0,062 \cdot 2,9 \cdot 10^{-3}) + 1,6 + \phi + 0,9 \cdot (4 \cdot 0,062 \cdot 2,9 \cdot 10^{-3} + 1,6 \cdot 1,3 \cdot 10^{-3}) = 3,6$$

1/год,

$$\omega_{II} = 13 \cdot 0,062 + 1,3 \cdot (4 \cdot 0,062 \cdot 2,9 \cdot 10^{-3}) + 1,3 \cdot (5 \cdot 0,062 \cdot 2,9 \cdot 10^{-3}) + 0,2 = 1,1$$

$$\omega_c = 3,6 + 1,1 = 4,7 \text{ 1/год.}$$

Далее необходимо определить коэффициент вынужденного простоя. Для последовательно соединенных элементов коэффициент определяется по формуле:

$$K_{П.С.} = \omega_I \cdot t_{6I} + \omega_{II} \cdot t_{6II}, \quad (63)$$

$$K_{П.С.} = 4,7 \cdot (2,9 \cdot 31 + 1,3 + 1,6 \cdot 2) \cdot 10^{-3} + 1,1 \cdot (13 \cdot 2,9 + 2 \cdot 1,3) \cdot 10^{-3} = 0,4$$

Коэффициент готовности:

$$K_{Г.С.} = 1 - K_{П.С.}, \quad (64)$$

$$K_{Г.С.} = 1 - 0,4 = 0,6.$$

Время восстановления систем в целом определяется по выражению:

$$t_{В.С.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_C}, \quad (65)$$

$$t_{В.С.} = \frac{0,4}{4,7} = 0,085 \text{ год.}$$

Оценка вероятности отказа с учетом АПВ:

$$Q_{сАВР} = q_c \cdot (1 - q_{АПВ})$$

где $q_{АПВ}$ - вероятность отказа с учетом АПВ, справочная величина определяется в соответствии с [49];

q_c - вероятность отказа системы в целом, определяется по формуле:

$$q_c = \frac{\omega_c \cdot t_B}{8760}, \quad (66)$$

$$q_c = \frac{4,7 \cdot 0,085}{8760} = 4 \cdot 10^{-4}.$$

$$Q_{сАВР} = 4 \cdot 10^{-4} \cdot (1 - 0,82) = 0,72 \cdot 10^{-4}.$$

Время восстановления составит:

$$t_{B.C.} = \frac{Q_{cABP}}{\omega_C};$$

$$t_{B.C.} = \frac{0,72 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{4,7} = 0,13.$$

Время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_C}; \tag{67}$$

$$T_c = \frac{1}{4,7} = 0,2 \text{ года.}$$

Для оценки надежности с точки зрения потребительской стоимости электроэнергии необходимо определить ущерб от перерыва электроснабжения. В первую очередь определим расчетный дефицит мощности связанный с отключением линии на транзите Олекминск – Нижний Куранах.

Под дефицитом мощности понимается разность между требуемой мощностью и пропускной способностью элемента [50]. Расчетное значение дефицита определим на основании расчета режима в ПВК RastrWin3 (рисунок 29):

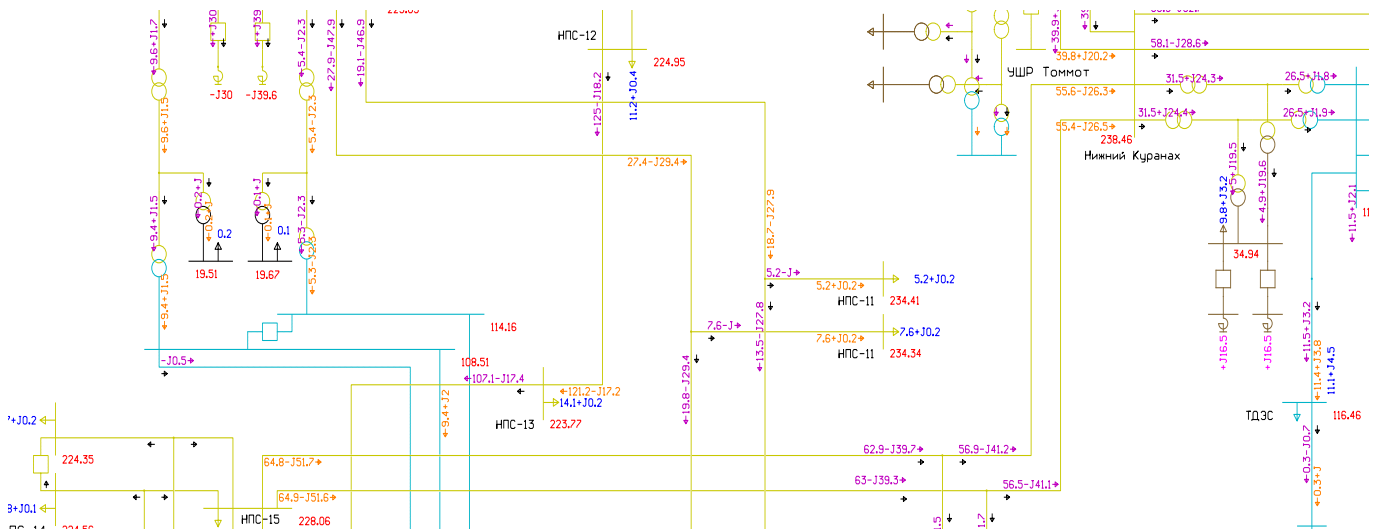


Рисунок 31 – результаты расчета режима электроэнергетической системы 220-110 кВ после объединения энергосистем.

Дефицит мощности равен перетоку активной мощности от шин ПС 220 кВ Олекминск в сторону ПС 220 кВ Нижний Куранах и составит 130 МВт.

Определим ущерб мощности при отключении транзита 220 кВ Олекминск – Нижний Куранах:

$$Y = Y_0 \cdot P_{\text{деф}} \cdot t_{\text{вс}} + \left(Y_0 + \frac{Y_{\text{огз}}}{t_{\text{вс}}} \right) \cdot P_{\text{деф}} \cdot t_{\text{вс}} \cdot 59,16 \cdot 10^3, \quad (68)$$

где Y_0 - средний удельный ущерб при внезапном отключении потребителей, составляет 0,15;

$Y_{\text{огз}}$ - средний удельный ущерб ограничиваемых потребителей, составляет 0,6.

$$Y = 0,15 \cdot 130 \cdot 0,085 + \left(0,15 + \frac{0,6}{0,085} \right) \cdot 130 \cdot 0,085 \cdot 56,19 \cdot 10^{-3} = 4,56$$

млн. руб.

Исходя из результатов расчета надежности энергосистемы Республики Саха (Якутия) можно сделать вывод, что при данном варианте значительно снижен ущерб от перерывов в электроснабжение. Также ущерб уменьшить за счет снижения дефицита мощности (увеличение генерируемой мощности электростанций Южного и Центрального энергорайонов).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации разработан и предложен оптимальный вариант объединения Центрального, Западного и Южно-Якутского энергорайонов. Предметом данной работы являлась сеть 220-110 кВ. На основе схемно-режимного анализа были выявлены «узкие места»:

- Слаборазвитая электросетевая инфраструктура;
- Наличие недогруженных Воздушных линий
- В послеаварийных режимах в Западном и Южно-Якутском энергорайоне наблюдается нарушение статической устойчивости по напряжению;
- Перегрузка транзита 110 кВ в Южно-Якутском энергорайоне при разрыве транзита 220 кВ.

На основании проведенного схемно-режимного анализа были разработаны 3 варианта параллельной работы энергосистем, и выбран наиболее экономически целесообразный вариант. Проектирование производилось с учетом географических особенностей районов электрических сетей, а также с учетом прогнозируемого роста нагрузок. Для анализа использовались данные контрольного замера 2017 года.

Для выбранного варианта были определены основные мероприятия и произведен выбор оборудования. Также для данного варианта была посчитана надежность и определен ущерб от перерыва в электроснабжении. Снижение ущерба возможно за счет наличие перетоков между энергорайонами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учеб./ В. И. Идельчик. - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009. – 592 с. www.techliter.ru
2. Методические указания по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов, 2014г.
3. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование : учеб. пособие / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. - 2-е изд., испр. и доп. - Минск : Высш. шк., 1988. - 308 с.
4. Правила устройства электроустановок. – СПб.; ДЕАН, 2008. – 704 с.
5. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное Советом директоров ОАО «Россети» (Протокол №138 от 23.10.2013г)
6. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)». – М. : Минэнерго, 2007. – 59 с.
7. Постановление Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.2001г. № 526
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей

Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799

9. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России до 2030г., от 19.06.2008 №291

10. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.

11. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003г. № 35

12. Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина, И. В. Антик. – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. – 880 с.

13. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Приказ Минэнерго России № 326 от 30 декабря 2008 г

14. Воротницкий В.Э. Структура и снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. // Современные методы и средства расчёта, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Материалы международного семинара. – М.: НЦ ЭНАС, 2000

15. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.

16. Арзамасцев Д.А., Липес А.В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. – М.: Высш.шк., 1989. – 127 с.
17. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003
18. Воротницкий В.Э., Загорский Д.Г., Апрытник В.Н., Западинов В.А. Расчет, нормирования и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях // Электрические станции. – 2000. - №5.
19. Типовая инструкция по эксплуатации линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ РД 34.20.504-94
20. Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.55.016-2008)
21. ГОСТ Р 54419-2011 (МЭК 60076-12:2008) Национальный стандарт РФ. Трансформаторы силовые.
22. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. — М.: Энергоатомиздат, 2004. — 616 с.
23. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»
24. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)
25. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, от 30.12.2008 г. № 326
26. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010

27. Нормирование показателей качества электроэнергии и их оптимизация/ под ред. А. Богуцкого, А. З. Гамма, И. В. Жежеленко. – Гливице; Иркутск, 1988. – 249 с.
28. Постановление Правительства РФ «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009г. №823
29. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
30. РД34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995. – 35 с.
31. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В. Г. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: МЭИ, 2002 – 964 с.
32. Лопатин О.А. Использование параметров сети и обобщенных показателей режима для расстановки компенсирующих устройств/ О.А. Лопатин, Н.Ш. Чемборисова // Электричество. – 2011. - №3. - С.10.
33. Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.
34. ГОСТ 32145-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2013. – 63 с.
35. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Высш. шк., 1998. – 511с.: ил

36. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем/ В.И. Идельчик.–М.: Энергоатомиздат, 1988.
37. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Изд. 2-е. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715с., с.322.
38. Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm- 20.04.15.
39. Гамм А.З. Оценивание состояния в электроэнергетике/ А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. – М.: Наука, 1983. – 320с
40. Способ нормализации уровней напряжения в ЭЭС/ В.Е. Фарафонов, Н.Ш. Чемборисова //8-й международный симпозиум по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. Труды симпозиума 16-19 июня 2009г. Санкт-Петербург. - 2009 г.
41. Железко, Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения КЭ в электрических сетях \ \ Электричество. – 1992.- №5. – с.6.
42. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
43. Приказ 23 апреля 2018 г. № 2515 "О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 годы."
44. Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
45. Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

46. Письмо Минстроя РФ от 19.02.2016 №4688-ХМ/05 Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости пректных и изыскательских работ и иных индексах на I квартал 2016 года.

47. Виджей К. Суд Применение статических преобразователей в электроэнергетических системах / Виджей К. Суд.; Под ред. СО ЕЭС., 2004. – 2009 с.

48. Зуев Э.Н. Неизолированные провода воздушных линий электропередачи: проблема выбора (аналитический обзор) \ RusCable. – 2015.- №5. – с.20.

49. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем: Учебник для вузов / Китушин В.Г – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 256 с.

50. Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. / Н.В. Савина – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. – 106 с.

51. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения / А.Н. Алюнов. - Режим доступа: <https://online-electric.ru>

52. Н.С. Кузьминов, Г.И. Никифорова / Характеристика электроэнергетической отрасли республики саха (Якутия)

53. Миллер, Б.М. Теория случайных процессов в примерах и задачах / Б.М. Миллер, А.Р. Панков. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007. – 320 с.

54. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 648 с.

55. Савина, Н.В. Математическое представление информационных потоков при управлении ЭЭС в условиях неопределенности / Н.В. Савина, Л.А.Гурина // Информационные и математические технологии в научных исследованиях. Сб. трудов XI Междунар. конференции. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – Ч. I. – С. 27-35.

56. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству.

Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. Государственный Комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу. ФГУП «Центр проектной продукции в строительстве». – М., 2004, – 51 с.

57. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации: офиц. текст, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013. № 511-р – текст распоряжения опубликован в «Собрании законодательства Российской Федерации». – 08.04.2013. – № 14, ст. 1738.

58. Чуев, И.Н. Экономика предприятия / И.Н. Чуев, Л.Н. Чуева. – М.: Изд.-торг. корпорация «Дашков и Ко», 2007. – 416 с.

59. Электротехнический справочник: В 4 т. // Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В. Г. Герасимова и др. – Изд. 8-е, испр. и доп. – М.: МЭИ, 2002. – Т. 3. – 964 с.

60. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, офиц. текст, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р. – 115 с.

61. Савина Н.В. Надежность электроэнергетических систем: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с.

62. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.

63. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей

64. Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799

65. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010

66. Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

67 Якутская ГРЭС. ПАО Якутскэнерго. Характеристики [Электронный ресурс]. – Режим доступа :https://energybase.ru/power-plant/Yakutsk_TPP (дата обращения: 30.04.2018).

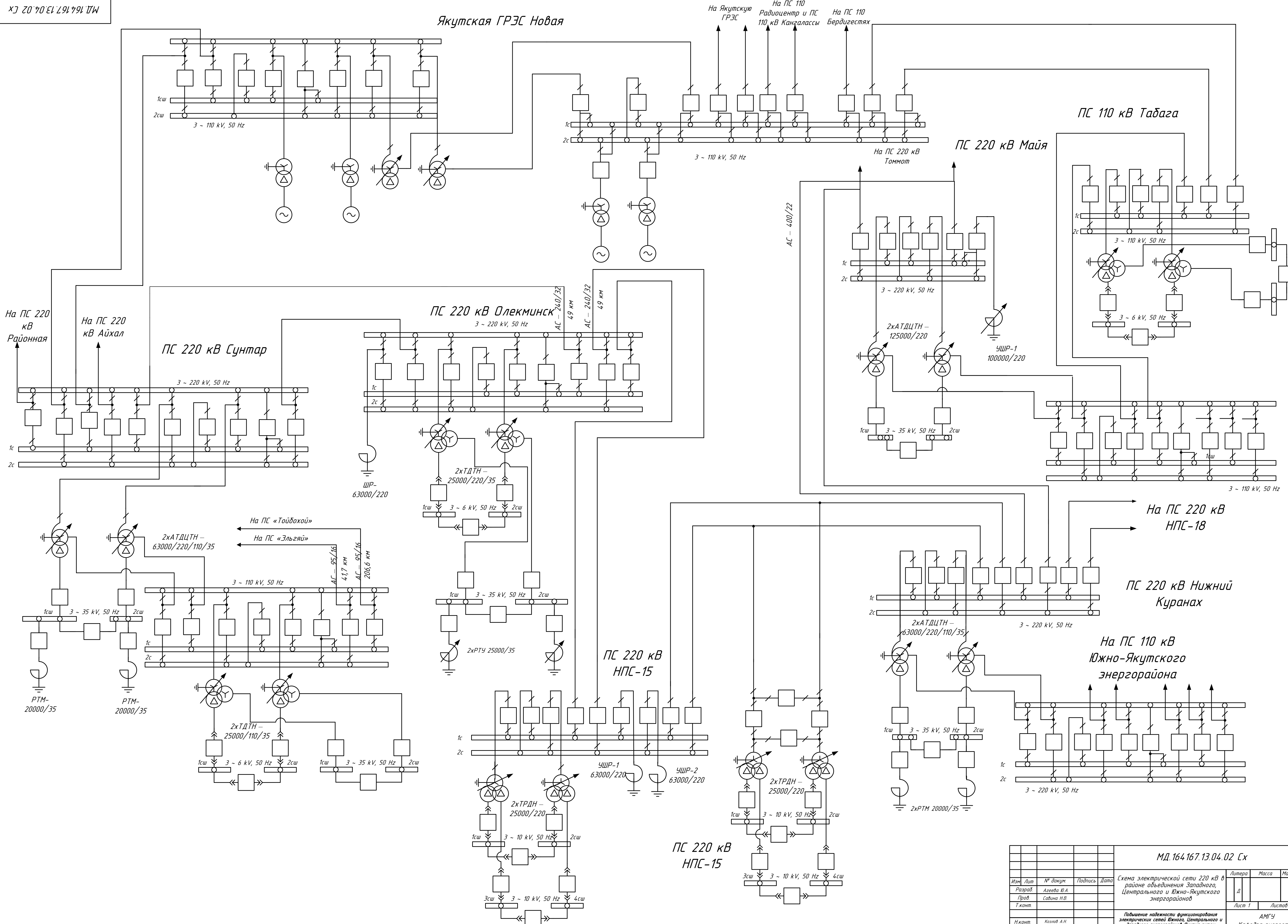
68. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования

69. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.fskes.ru/consumer/disclosures_in_accordance_with_government_decree_of_21_01_2004_24/tariffs_for_electric_energy_transmission/ (дата обращения: 30.04.18).

70. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

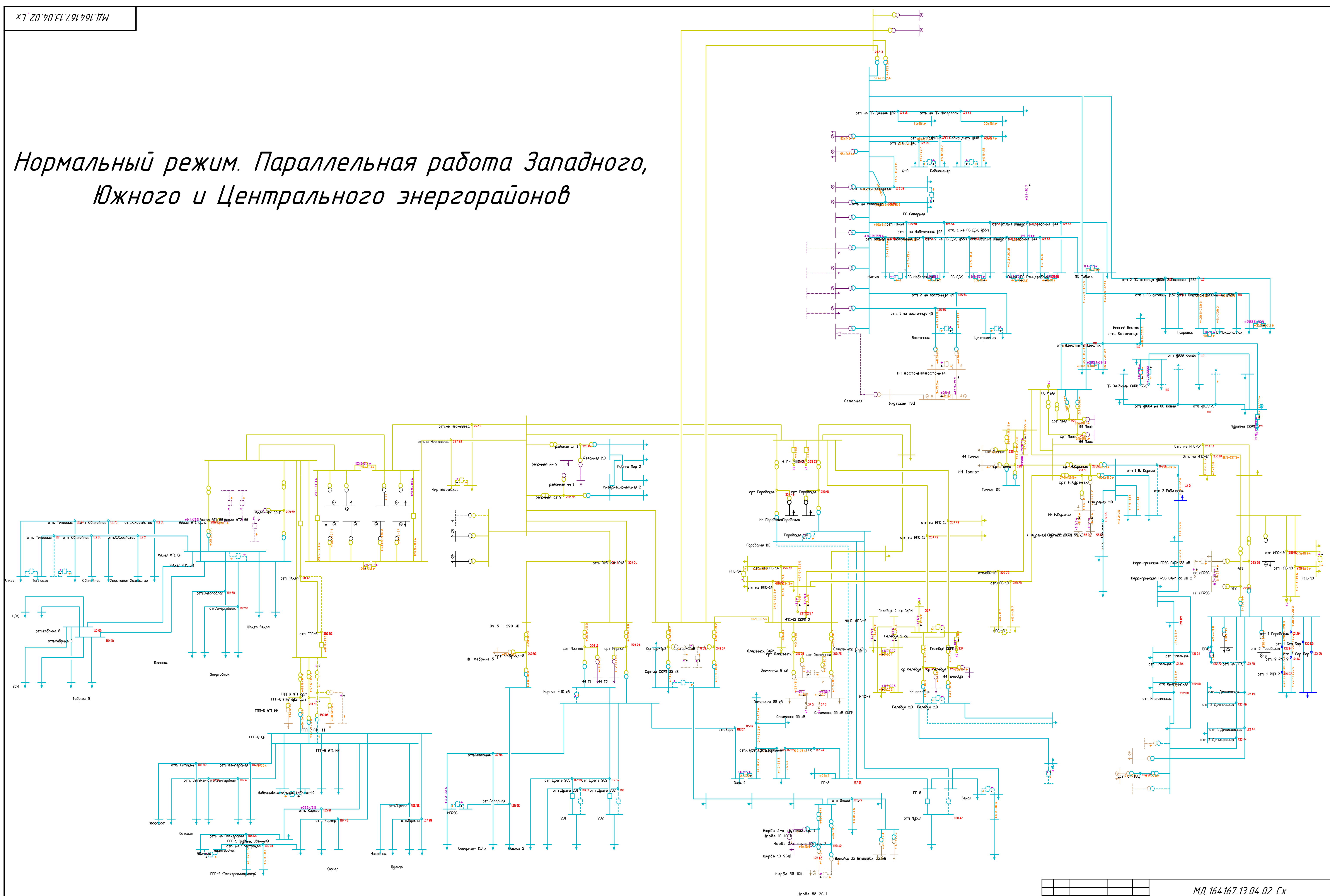
71. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введён 2014-07-01. – М.: Изд-во Стандартиформ. – 2014.

Якутская ГРЭС Новая



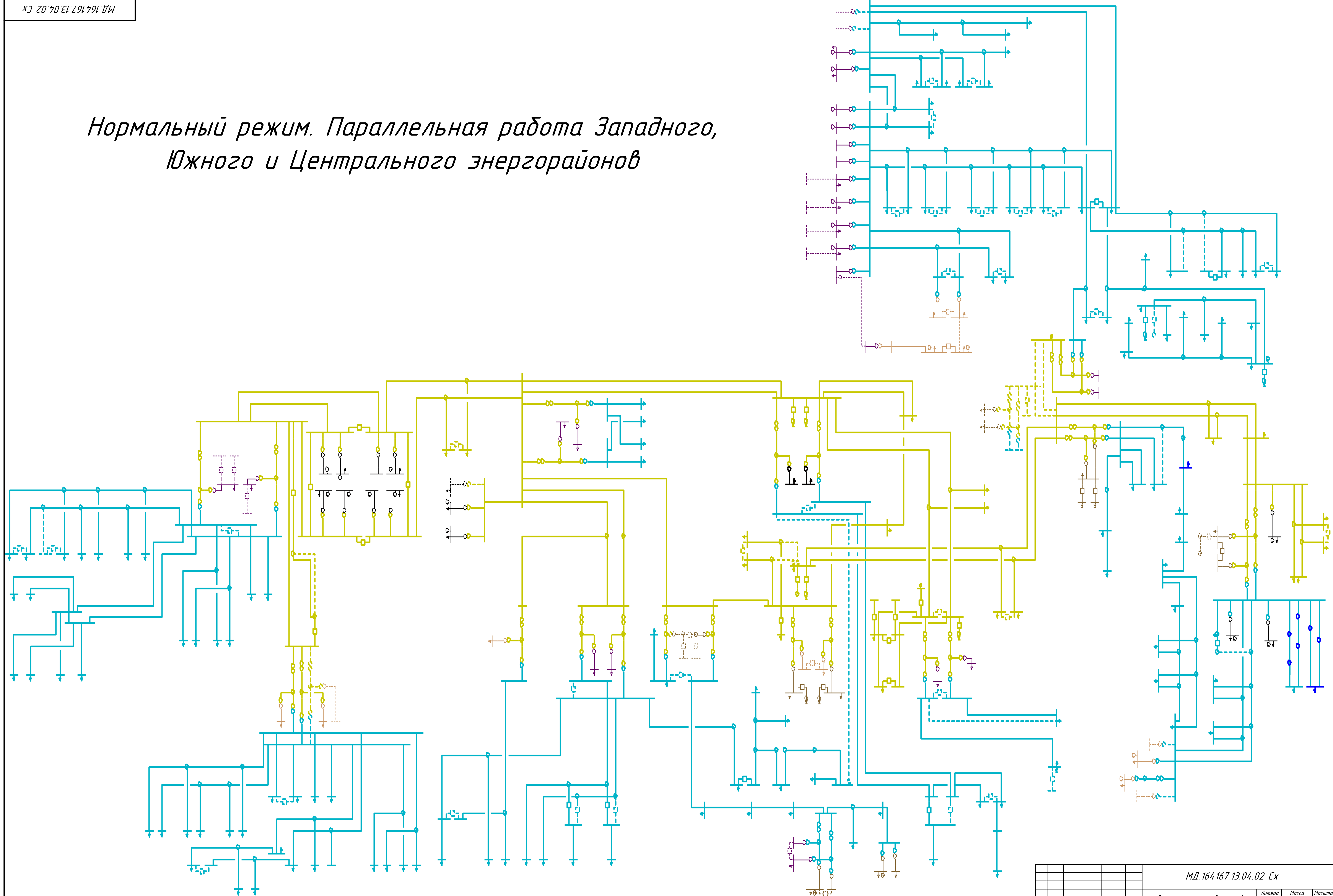
				МД 164.167.13.04.02 Сх				
Изм.	Лит	№ докум	Подпись	Дата	Схема электрической сети 220 кВ в районе объединения Западного, Центрального и Южно-Якутского энергорайонов	Литера	Масса	Масштаб
Разраб		Агеева В.А.				Д		
Пров		Савина Н.В.				Лист 1		Листов 3
Т.конт						АМГУ Кафедра энергетики		
И.конт		Калаш А.И.			Повышение надежности функционирования электрических сетей Южного, Центрального и Западного энергорайонов Якутия путем обеспечения их параллельной работы			
Этб		Савина Н.В.						

Нормальный режим. Параллельная работа Западного, Южного и Центрального энергорайонов



				МД.164.167.13.04.02 Сх				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Схема потокораспределения в нормальном режиме при изолированной работе энергорайонов	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Алеева В.А.					Д		
Проб.	Савина Н.В.					Лист 2	Листов 3	
Т.конт.						АМГУ Кафедра энергетики		
И.конт.	Калев А.И.				Подписание надежности функционирования электрических сетей Южного, Центрального и Западного энергорайонов Якутия путем обеспечения их параллельной работы			
Этб.	Савина Н.В.							

Нормальный режим. Параллельная работа Западного, Южного и Центрального энергорайонов



					МД.164.167.13.04.02 Сх			
Изм	Лит	№ докум	Подпись	Дата	Схема потокораспределения в нормальном режиме при параллельной работе энергорайонов	Литера	Масса	Масштаб
Разраб		Алеева В.А.				Д		
Проб		Савина Н.В.				Лист 3		Листов 3
И конт		Козлов А.И.			Повышение надежности функционирования электрических сетей Южного, Центрального и Западного энергорайонов Якутия путем обеспечения их параллельной работы	АМГУ		
Этб		Савина Н.В.				Кафедра энергетики		

Тема магистерской диссертации: «Повышение надежности функционирования электрических сетей Южного, Центрального и Западного энергорайонов Якутии путем обеспечения их параллельной работы»

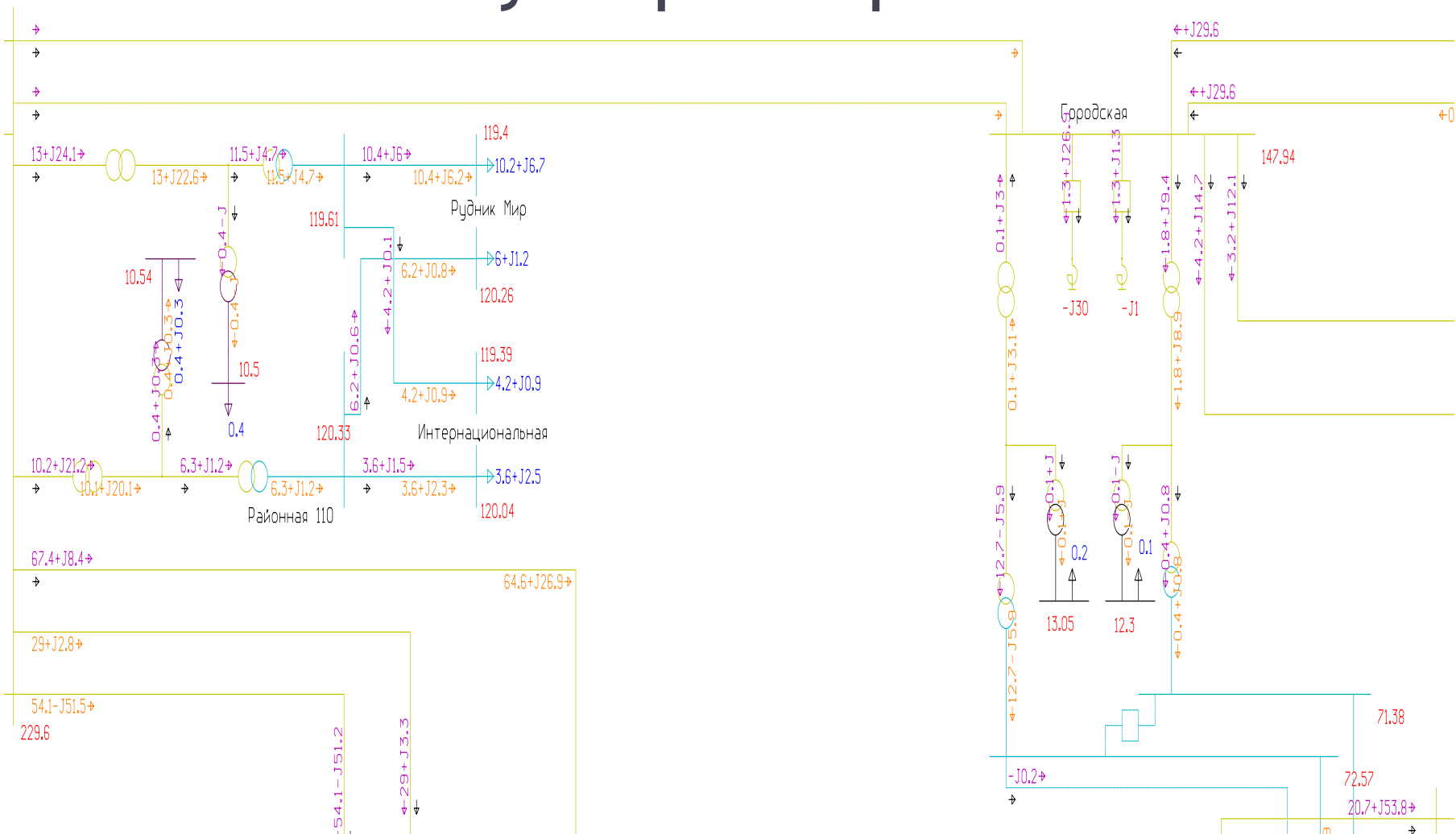
Исполнитель: Агеева Ю.А. студент группы 642 ом
Руководитель: Савина Н.В., профессор, доктор
технических наук

- Целью магистерской диссертации является разработка варианта объединения изолированных энергорайонов для повышения надежности их функционирования.
- Объектом исследования данной магистерской диссертации была выбрана электроэнергетическая сеть 220-110 кВ. Предметом исследования является объединение изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия).

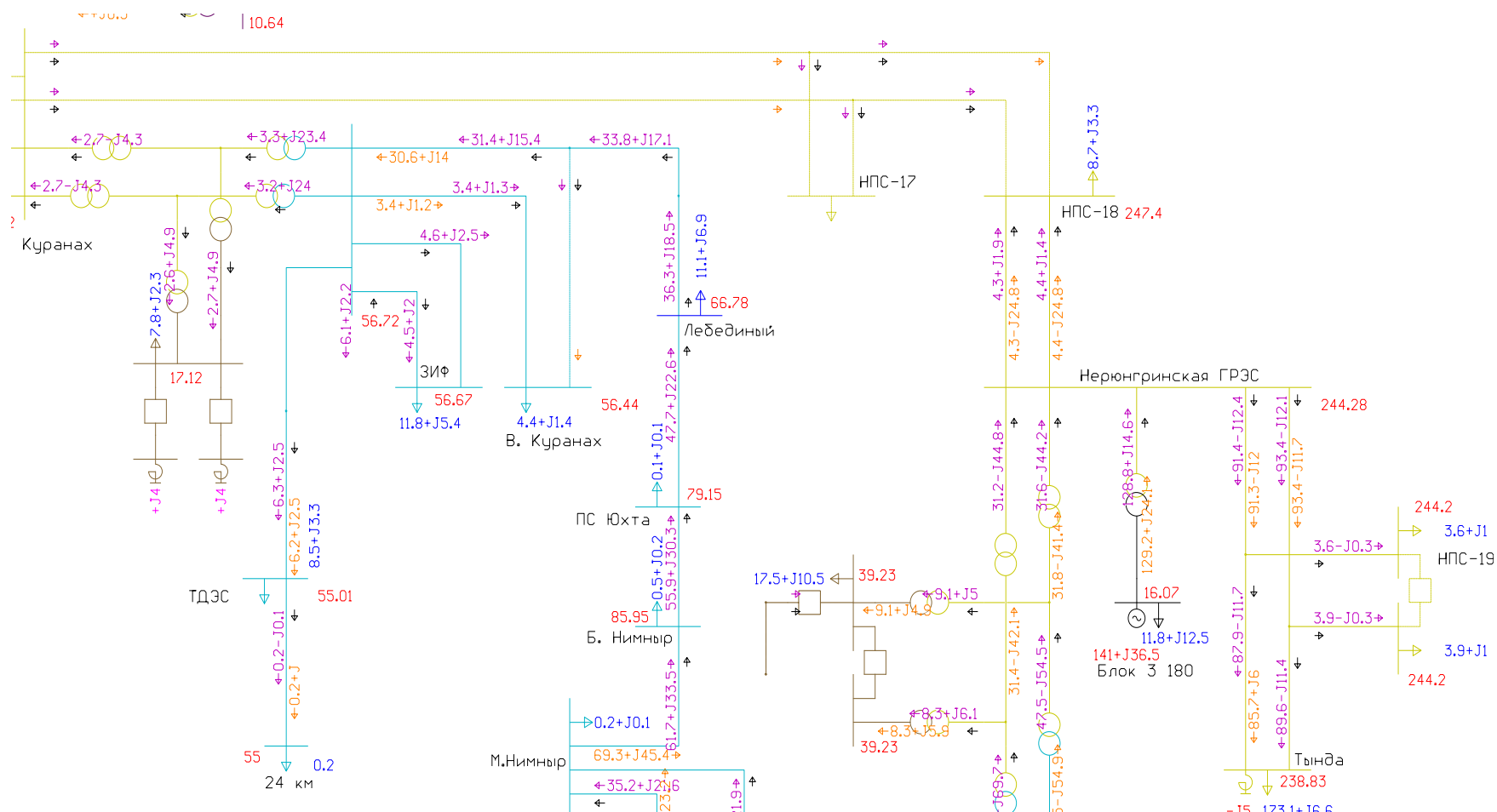
Задачи

- Провести анализ схемно-режимной энергосистемы Республики Саха (Якутия);
- Разработать варианты обеспечения параллельной работы Южного, Западного и Центрального энергорайонов;
- Обеспечить надежность, эффективность и экономичность функционирования системы Республики Саха (Якутия).

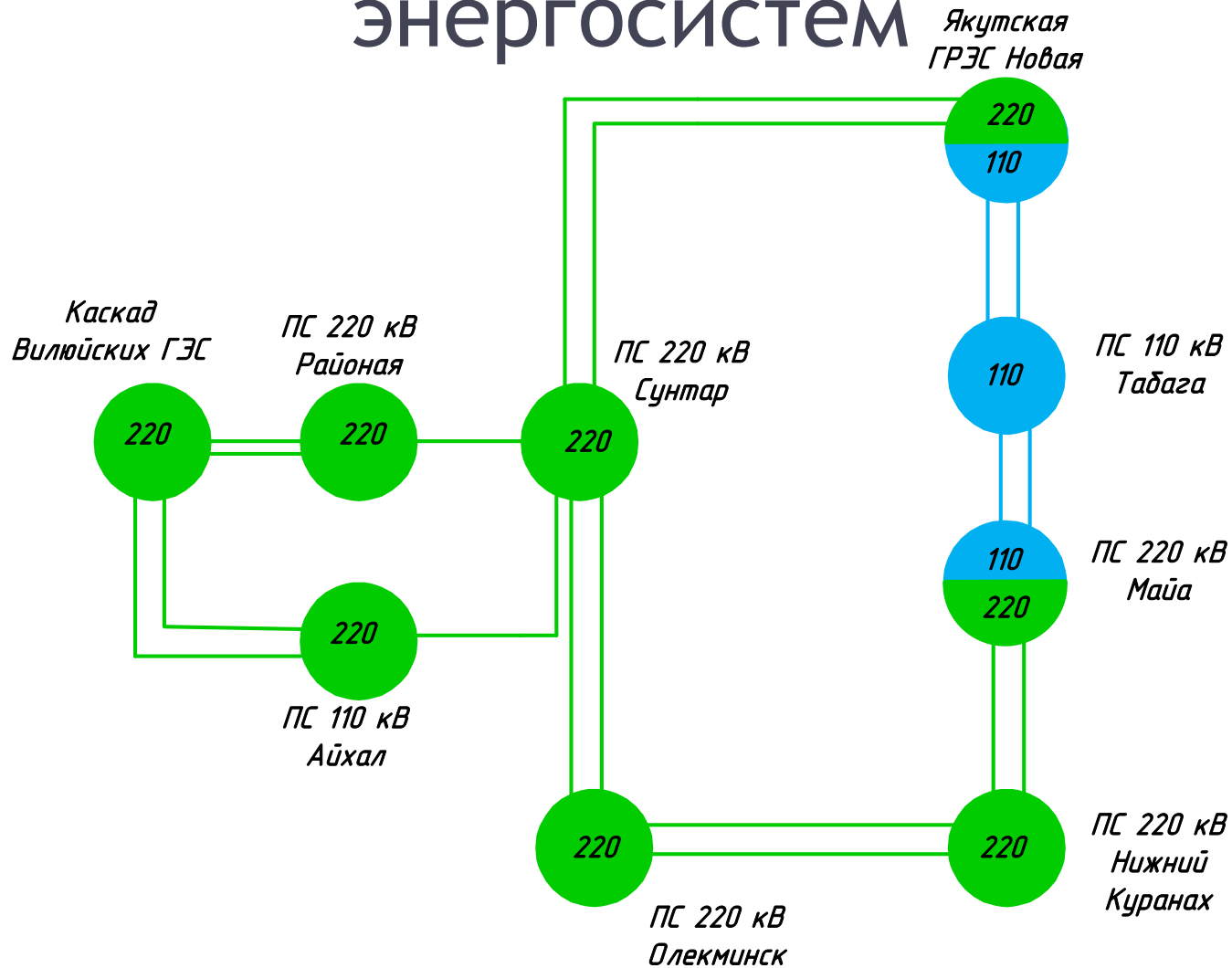
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Районная - Сунтар в нормальной схеме



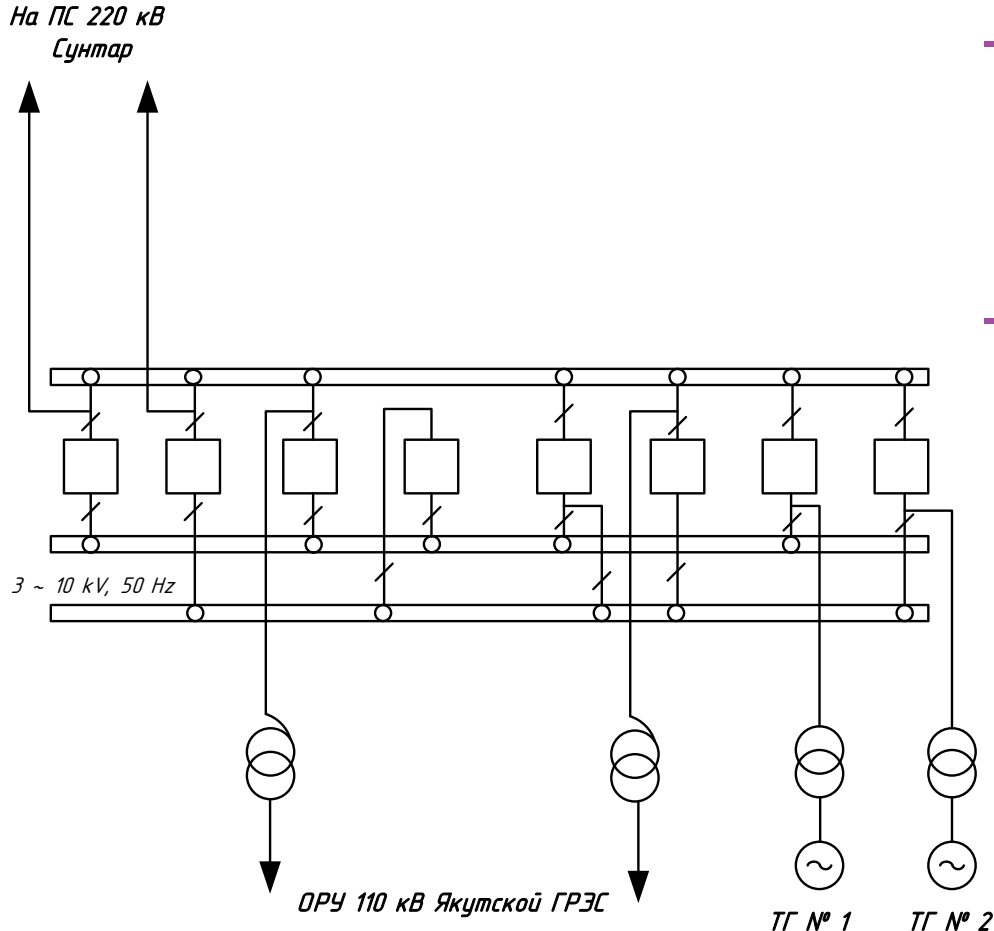
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17



Структурная схема объединения энергосистем



Перевод Якутской ГРЭС Новая на номинальное напряжение 220 кВ



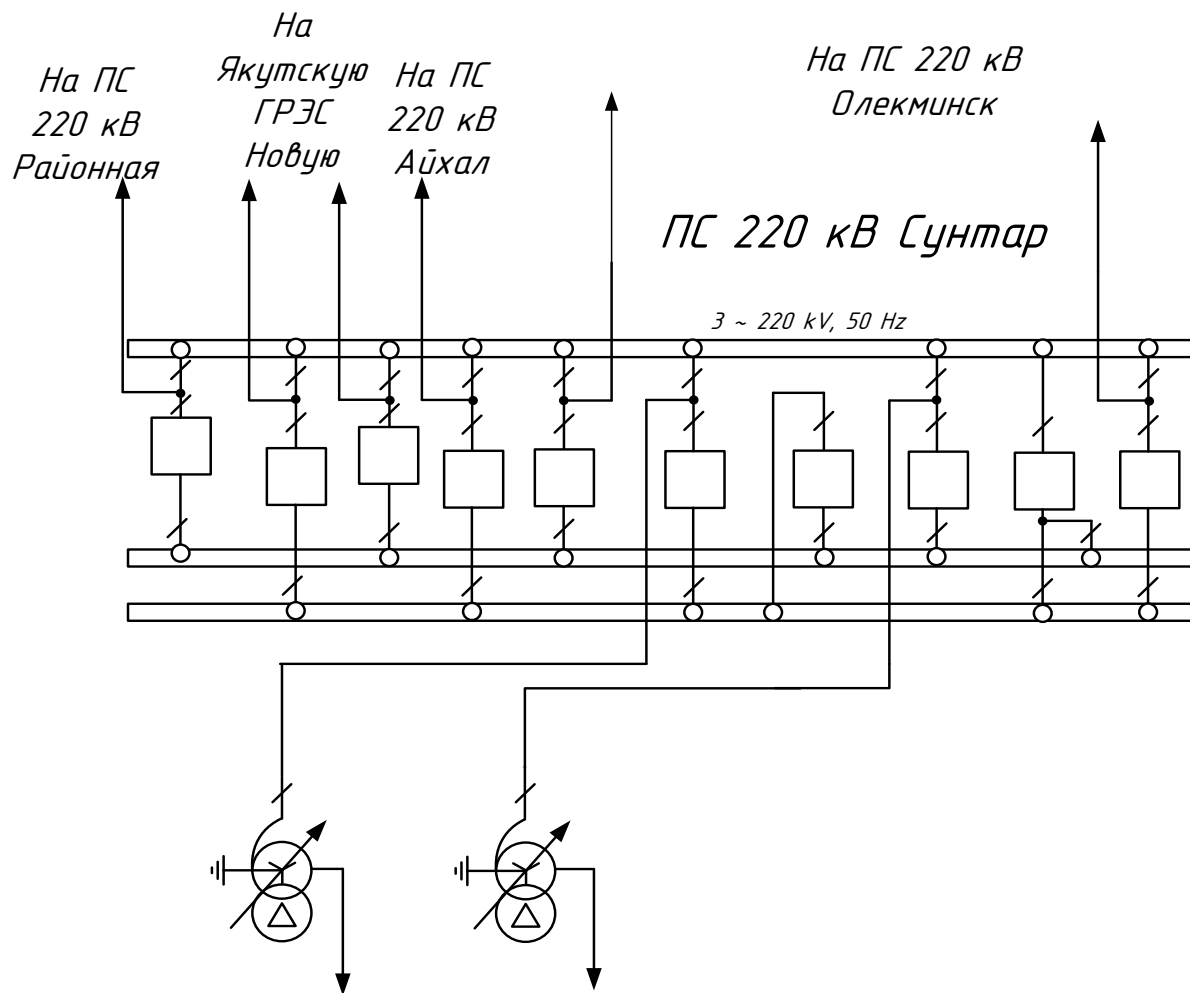
- Трансформаторы связи марки АТДЦТН-125000/220/110;
- Блочные трансформаторы связи марки ТДЦ-40000/220.



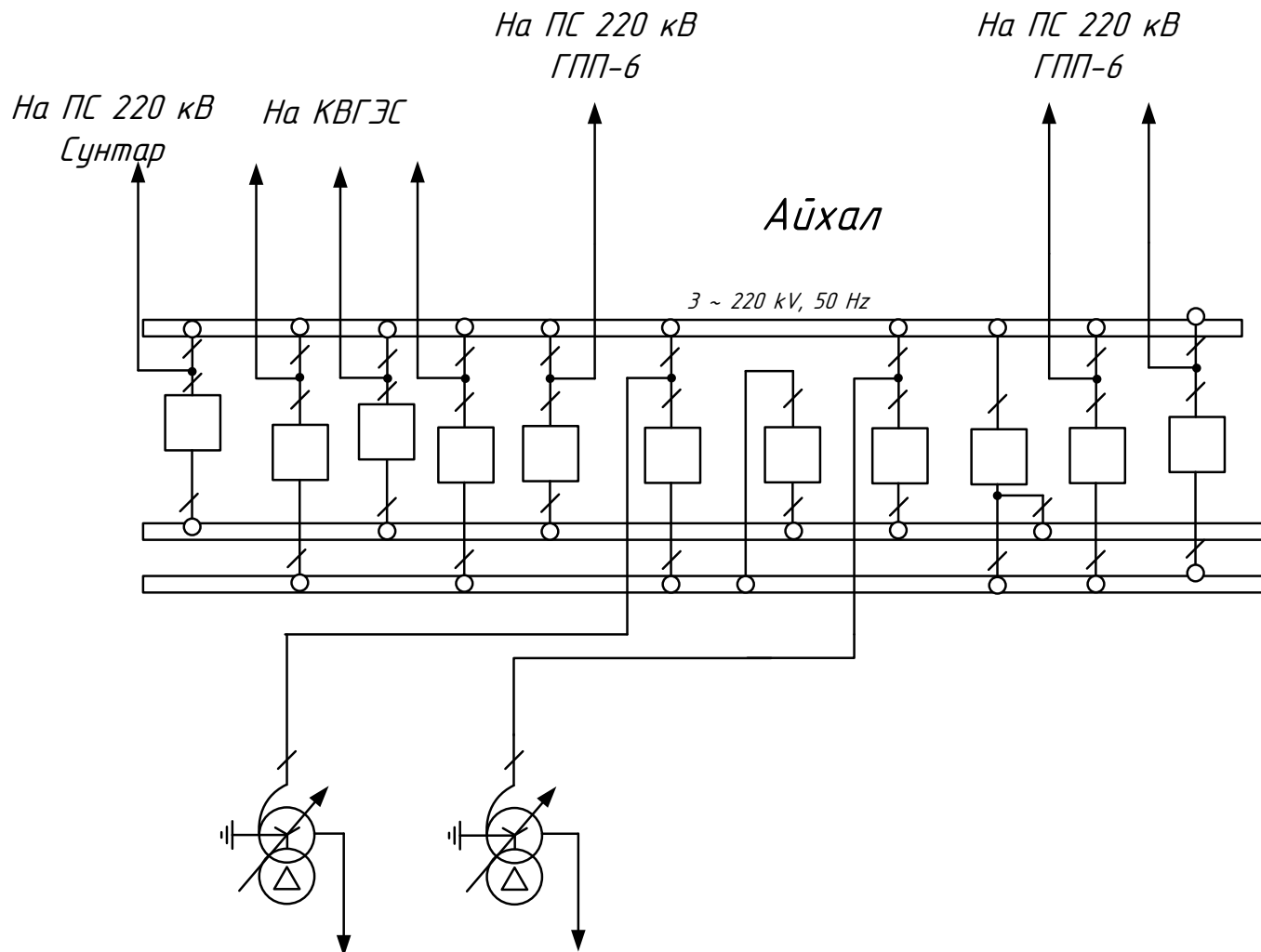
Гибридная конструкция КРУЭ использует традиционные шины с воздушной изоляцией для подключения к оборудованию подстанции, при этом все компоненты находятся в одном корпусе с газоизолирующей средой:

- Высоковольтный выключатель;
- Комбинированный разъединитель/заземлитель;
- Трансформаторы напряжения и датчики напряжения;
- Трансформаторы тока;
- Электропривод выключателя;
- Быстродействующий заземлитель;
- Кабельные вводы.

Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с расширением на три линейные ячейки



Реконструкция ПС 220 кВ Айхал с расширением на три линейные ячейки



Спасибо за внимание!