

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 202__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование развития электрических сетей Амурской области напряжением 220 кВ, включающих подстанцию Белогорск, с применением инновационных технологий

Исполнитель

студент группы 142-ом

подпись, дата

Е.В. Кореляков

Руководитель

профессор,
доктор техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2023 г.
Н.В. Савина

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента *Корелякова Евгения Викторовича*

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Проектирование развития электрических сетей Амурской области напряжением 220 кВ, включающих подстанцию Белогорск, с применением инновационных технологий*

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе *Результаты контрольных замеров, однолинейная электрическая схема Амурской области, материалы преддипломной практики.*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика района развития сетей 220 кВ Амурской области; Характеристика инновационных технологий, применяемых в сетях 220 кВ Амурской области; Разработка оптимального варианта конфигурации района развиваемой сети 220 кВ Амурской области; Техническая проработка вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области; Технико – экономическое сравнение вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) *программные продукты MathCad, RastrWin3, Microsoft Office; 2 листа графической части (формат А0, А1); презентация.*

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

7. Дата выдачи задания

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

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

Задание принял к исполнению (дата):

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 153 с., 27 рисунков, 80 формул, 33 таблицы, 65 источников, 3 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, УСТРОЙСТВО КОМПЕНСАЦИИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОТКЛОНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Актуальность данной работы обусловлена целесообразностью применения инновационных технологий при развитии электрических сетей 220 кВ Амурской области и подтверждается тем, что данная тема была предложена ПАО «Россети» в качестве темы для выпускной работы.

Целью данной работы является повышение надежности и гибкости схемы электрической сети 220 кВ, а также повышение ее пропускной способности, а значит и эффективности транспорта электроэнергии.

В диссертации было разработано наиболее выгодное инженерное решение, позволяющее эффективно осуществлять управление режимами работы электрической сети 220 кВ Амурской области, включающих подстанцию Белогорск, поднять показатели надежности электроснабжения ее потребителей, повысить пропускную способность и экономическую эффективность в целом.

За время прохождения обучения по направлению программы магистратуры были опубликованы статьи в сборниках трудов двух научных конференций по темам «Применение фазоповоротного трансформатора для повышения управляемости электрических сетей», «Особенности применения асинхронизированных генераторов в энергосистеме».

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района развития сетей 220 кВ Амурской области	10
1.1 Климатическая характеристика района развития электрических сетей 220 кВ Амурской области	10
1.2 Характеристика источников питания и основных потребителей электрических сетей 220 кВ Амурской области	12
1.3 Характеристика и схемно-режимный анализ участка развития электрических сетей 220 кВ Амурской области	13
1.4 Структурный анализ участка развития сетей 220 кВ Амурской области	21
1.5 Анализ режимной ситуации участка развития сетей 220 кВ Амурской области	26
1.6 Выводы	33
2. Характеристика инновационных технологий, применяемых в сетях 220 кВ Амурской области	34
2.1 Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности ЛЭП	35
2.2 Устройства интеллектуальной системы учета энергоресурсов	37
2.3 Цифровая подстанция	41
2.3.1 Стандарт МЭК 61850	41
2.3.2 Цифровые измерительные преобразователи	46
2.4 Фазоповоротный трансформатор	47
2.5 Выводы	50
3 Разработка оптимального варианта конфигурации района развиваемой сети 220 кВ Амурской области	51
3.1 Разработка возможных вариантов схем электрических сетей 220 кВ Амурской области	51

3.2 Представление и сравнение вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области	52
3.3 Выбор конкурентоспособных вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области сети	66
3.4 Выводы	67
4. Техническая проработка вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области	68
4.1 Определение уровня перспективных электрических нагрузок	68
4.2 Выбор силовых трансформаторов на ПС Белогорск	72
4.3 Тепловой расчет силового трансформатора	81
4.4 Расчет установившихся режимов вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области	85
4.5 Расчет потерь активной мощности в нормальном режиме работы предлагаемых вариантов развития	97
4.6 Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ	98
4.7 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3	99
4.8 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов 220 кВ	100
4.9 Выбор и проверка силовых выключателей 220 кВ	106
4.10 Выбор и проверка разъединителей 220 кВ	111
4.11 Выбор и проверка цифровых комбинированных измерительных преобразователей 220 кВ	112
4.12 Выбор и проверка ОПН 220 кВ	114
4.13 Выводы	117
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области	119
5.1 Капитальные вложения	119
5.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	120
5.1.2 Расчет капиталовложений на сооружение ПС	123
5.2 Расчет амортизационных отчислений	127
5.3 Расчет эксплуатационных затрат	128

5.4 Расчет затрат на компенсацию потерь	129
5.5 Суммарные издержки	130
5.6 Расчёт недоотпуска электроэнергии	131
5.7 Приведённые затраты	139
5.8 Чистый дисконтированный доход за расчётный период	140
5.9 Дисконтированный срок окупаемости	141
5.10 Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД)	143
5.11 Выводы	143
Заключение	144
Библиографический список	146
Приложение А	154
Приложение Б	159
Приложение В	160

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;

ВН – высокое напряжение;

ЕЭС – единая энергетическая система;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КУ – компенсирующее устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПНП – провода нового поколения;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

ЦПС – цифровая подстанция;

ЦТТН – цифровой комбинированный измерительный трансформатор;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Для выбора темы данной магистерской диссертации анализировались темы, предлагаемые для работы от ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС». Актуальность выбранной темы магистерской диссертации обусловлена реальной постановкой вопроса об имеющихся проблемах в сети 220 кВ в пределах выбранного участка электрической сети, а также целесообразностью применения инновационных технологий при развитии сетей данного класса напряжения.

Объект исследования – участок электрической сети напряжением 220 кВ Амурской области с центрами питания на подстанциях Амурская и Завитая.

Предмет исследования – инновационные технологии, применяемые в электрических сетях 220 кВ.

Цель - повышение надежности и гибкости схемы электрической сети 220 кВ, а также повышение ее пропускной способности, а значит и эффективности транспорта электроэнергии.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- выявление проблемных участков сети 220 кВ путем структурного анализа схемно-режимной ситуации;
- выбор инновационных технологий, которые необходимо применить в ходе развития сети;
- выбор оптимального варианта развития на основе технико-экономического сопоставления предложенных вариантов развития электрической сети 220 кВ;
- оценка экономической эффективности применяемого варианта развития.
- выбор и проверка основного оборудования номинальным напряжением 220 кВ при необходимости его замены или установки нового.

Для решения подлежащих решению задач применены следующие методы:

- аналитический метод исследования;
- вероятностный метод исследования;
- метод оптимизации;
- метод моделирования;
- метод технико-экономического обоснования;

Для выполнения магистерской диссертации в рамках исследования использовались программно-вычислительный комплекс RastrWin3, пакет программ Microsoft Office, а также система компьютерной математики Mathcad 15.0.

Практическая значимость настоящей работы выражается в возможности применения на практике полученных в ходе ее выполнения результатов, а научная новизна – в обоснованном выборе инновационных технологий и адаптации их к существующему участку электрической сети.

В первом разделе диссертации было проанализировано современное состояние схемно–режимной ситуации на участке развития электрических сетей 220 кВ Амурской области. Второй раздел посвящен характеристике инновационного оборудования, применяемого для развития электрических сетей. В третьем разделе показана разработка оптимального варианта конфигурации района развития электрических сетей 220 кВ. Четвертый раздел затрагивает вопрос технической проработки выбранных вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области. В пятом разделе осуществлялся выбор оптимального варианта развития электрической сети.

Также, было принято участие и опубликованы статьи в сборниках трудов двух научных конференций: 21 апреля 2022 г. XXXI региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее» тема статьи: «Применение фазоповоротного трансформатора для повышения управляемости электрических сетей»; 25 ноября 2022 г. X Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием: «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», тема статьи: «Особенности применения асинхронизированных генераторов в энергосистеме».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗВИТИЯ СЕТЕЙ 220 кВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

В настоящем разделе приводится краткая характеристика района развития сети 220 кВ Амурской области с точки зрения климата и существующей энергосистемы, поскольку при проектировании развития электрических сетей необходимо понимать на какие особенности региона необходимо заострить внимание для осуществления наиболее грамотного выбора нового оборудования и объектов строительства.

1.1 Климатическая характеристика района развития электрических сетей 220 кВ Амурской области

Амурская область является субъектом Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа.

Район развития сетей 220 кВ включает в себя такие муниципальные образования как Завитинский муниципальный округ, Тамбовский муниципальный округ, Бурейский район, Октябрьский район, Благовещенский район, Свободненский район, Белогорский район, а также города Благовещенск, Белогорск и Свободный.

На севере район развития граничит с Шимановским и Серышевским муниципальными округами, а также Мазановским районом; на юге - с Константиновским и Михайловским районами; на востоке – с Ромненским муниципальным округом. Западная часть района развития сетей 220 кВ практически полностью располагается вдоль пограничной реки Амур [1].

Климатические условия района развития практически не изменяются по мере движения с севера на юг.

Зима в рассматриваемом районе области — долгая, скупа на осадки, сурова. Холодное время года длится шесть месяцев (с конца октября по конец апреля). Средняя температура января порядка -24 °С, при абсолютном минимуме зимней температуры в области $-45,4$ °С. Лето знойное и влажное. Средняя температура июля $+21$ °С. Количество осадков - до 500 мм в

прилегающих к реке Амур образованиях и нижнему течению реки Зея. Порядка 90 % воды выпадает в теплое время года.

Среднегодовая скорость ветра в регионе составляет 1,8 м/с. Скоростной наибольший нормативный напор ветра равен 650 Па. Район по ветру – III [26]. Преобладает северо – западное направление ветров.

Общее количество осадков рассматриваемого района развития в году составляет 500-1000 мм, большая часть которых выпадает преимущественно летом. Высота снежного покрова составляет в среднем 30 см.

Район по гололеду – IV [26]. Температура при образовании гололеда минус 10 °С.

На территории региона преобладают бурые оподзоленные лесные почвы, черноземы – на юге. Глубина промерзания 2,33 м [31].

Сейсмичность района согласно карте сейсмического районирования – 6 баллов [57], количество грозных часов: 40 – 60 [58].

Площадь всей области относится к районам с умеренной пляской проводов [58].

Основные климатические характеристики сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Район по гололеду	IV
Средняя высота снежного покрова, см	30
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	2,33
Район по ветру	III
Температура воздуха, °С	
- абсолютная минимальная	- 45,4
- абсолютная максимальная	+ 40
- средняя температура января	- 31
- средняя температура июля	+ 21
- среднегодовая	+ 0,3
Число грозных часов в году	40-60
Среднее число ударов молнии земной поверхности, год/км ²	6
Среднегодовая скорость ветра, Па (м/с)	650 (1,8)
Сейсмичность района строительства, баллов	6

В результате анализа климатических показателей района развития электрической сети 220 кВ, можно сделать вывод, что, в целом, рассматриваемый район развития является районом, который характеризуется континентальным климатом с мусонными чертами [11], а значит все оборудование электрических станций и подстанций может быть выбрано с климатическими исполнениями типа УХЛ [22].

1.2 Характеристика источников питания и основных потребителей электрических сетей 220 кВ Амурской области

Электрические сети 220 кВ рассматриваемого района развития как и вся энергосистема региона есть часть Единой Энергетической Системы России и входит в состав Объединенного Диспетчерского Управления Востока, находясь в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

Основными источниками питания для участка развития электрических сетей являются узловые подстанции Амурская и Завитая, между которыми он и заключен.

Южнее по отношению к подстанции Завитая электрически сети 220 кВ связаны с энергосистемой Хабаровского края и Еврейской АО, а на север от подстанции Амурская продолжаются сети напряжением 220 кВ Амурской энергосистемы, где в дальнейшем связываются с энергосистемами Якутии и Сибири.

Рассматриваемые электрические сети напряжением 220 кВ, помимо снабжения потребителей своего региона выполняет еще и функции транспорта электроэнергии в соседние регионы, а также за границу (КНР).

Также, в непосредственной электрической близости к рассматриваемому участку развития электрических сетей 220 кВ находятся следующие крупные электростанции, способные к выдаче электроэнергии на рассматриваемом уровне напряжения:

Бурейская ГЭС (п. Талакан Бурейского района). Установленная мощность станции — 2010 МВт (6 гидрогенераторов номинальной мощностью по 335 МВт каждый). В здании ГЭС установлены. Владелец - ПАО «РусГидро» [37].

Нижне-Бурейская ГЭС (п. Новобурейский Бурейского района). Установленная мощность станции — 320 МВт (4 гидрогенератора номинальной мощностью по 80 МВт каждый). Владелец - АО «Нижне-Бурейская ГЭС» (дочернее общество ПАО «РусГидро»).

Райчихинская ГРЭС (п. Прогресс Амурской области). Установленная электрическая мощность станции — 102 МВт (4 турбоагрегата 7, 12, 33, 50 МВт каждый соответственно). Владелец - АО «ДГК» [38].

Потребление электроэнергии в Амурской области в 2021 году составило 9602 млн кВт·ч, максимум нагрузки — 1653 МВт.

Крупнейшими потребителями электроэнергии с максимальным потреблением мощности в рассматриваемом участке сетей 220 кВ и в регионе в целом по праву считаются: ООО «РЖД» (540 МВт), подстанции, обеспечивающие работу нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан (117 МВт), ООО «Покровский рудник» (61 МВт), ООО «Албынский рудник» и ООО «Маломырский рудник» (56 МВт), ООО «ГЭХ Инжиниринг» - Амурский ГПЗ (52 МВт), ООО «Березитовый рудник» (15 МВт), АО «Амуруголь» - Ерковецкий разрез и АО «ЦЭНКИ» - космодром «Восточный» (по 11 МВт) [21]. Гарантирующим поставщиком в регионе выступает АО «ДРСК», которое с недавнего времени является дочерним обществом ПАО «РусГидро».

Приведенный в разделе анализ рассматриваемого участка развития электрических сетей 220 кВ находится, судя по составу потребителей электроэнергии, в экономически развитом регионе области, где присутствуют большие генерирующие мощности крупных электростанций. Имея необходимую информацию о составе потребителей и генерирующих мощностей можно приступить к анализу схемно-режимной ситуации

1.3 Характеристика и схемно-режимный анализ участка развития электрических сетей 220 кВ Амурской области.

При осуществлении развития сети необходимо тщательное исследование с рассмотрением всех необходимых характеристик для обоснования направления вектора ее развития. Данное обоснование невозможно без анализа топологии

самой сети и ее режима, поэтому при разработке вариантов развития сети необходимо руководствоваться результатами структурной и схемно-режимной ситуации исследуемого участка.

Структурная характеристика способна показать связи развиваемого участка со всей окружающей ее системой, на сколько сильно она связана с ней и ее элементы между собой, узкие места на которые необходимо обратить особое внимание.

Схемно - режимная же характеристика сети, позволяет составить общую картину в отношении параметров режима сети (значения частоты, напряжения, перетоков мощности) и сделать выводы о проблемных участках с точки зрения выполнения требований нормативных государственных документов, допустимости работы оборудования и ЛЭП в том или ином режиме сети, а также принять решение о необходимости проведения мероприятий по корректировке параметров режима в данной ситуации или при перспективном развитии.

Рассматриваемый участок сети находится в Амурской области России и охватывает Бурейский, Свободненский, Белогорский, Завитинский, Благовещенский районы региона.

Топографическая схема расположения энергообъектов рассматриваемая для развития части электрических сетей 220 кВ представлена на рисунке 2.

Непосредственно в районе развития располагаются подстанции:

ПС 500 кВ: Амурская.

ПС 220 кВ: Свободный, НПС-26, Благовещенская, Белогорск, Белогорск/т, Короли/т, Хвойная, Завитая, Варваровка.

На рисунке 1 изображена топографическая схема расположения энергообъектов района развития.



Рисунок 1 – Топографическая схема расположения энергообъектов района развития.

ПС 500 кВ Амурская - узловая подстанция напряжением 500, 220, 35, 10 кВ. Вид распределительного устройства 220 кВ и 110 кВ – «Две рабочие и обходная системы шин» [39]. На ПС установлено шесть однофазных трансформатора АОДЦТН-167000/500/220/10 мощностью 167 МВА (АТ-1, АТ-2), и два трехфазных автотрансформатора 220/110/35 АТДЦТН-63000/220/110/35 (АТ-3, АТ-4). ПС Амурская связана двумя линиями 500 кВ с Зейской ГЭС и одной линией 500 кВ с энергосистемой КНР (г. Хэйхэ), линиями 220 кВ со Свободненской ТЭС (2 ВЛ), ПС Благовещенская (2 ВЛ), ПС Шимановск/т, ПС НПС-26, ПС Михайло-Чесноковская/т (I,II цепь), ПС Белозорск/т. По стороне 35 кВ подстанция питает преимущественно городских и пригородных потребителей с бытовой нагрузкой. Сторона номинальным напряжением 110 кВ подстанции не используется. Сторона 10 кВ подстанции предназначена для обеспечения собственных нужд подстанции, присоединения компенсирующих и токоограничивающих реакторов, а также обеспечения правильной работы системы автоматического управления УШР 500 кВ.

ПС 220 кВ Белогорск – отпаечная подстанция, подключаемая в транзит между центрами питания – ПС Амурская и Завитая. Существующее открытое распределительное устройство 220 кВ ПС Белогорск (ОРУ-220 кВ) выполнено по нетиповой схеме №220-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» [39], поскольку вместо силовых выключателей на трансформаторных присоединениях стоят отделители. Присоединение ПС к энергосистеме Амурской области выполнено ответвлениями от ВЛ 220 кВ Амурская - Белогорск/т и от ВЛ 220 кВ Амурская - Короли/т.

В настоящее время на ПС 220 кВ Белогорск находится в эксплуатации следующие силовые трансформаторы:

- Два автотрансформатора АТ-1 и АТ-2 напряжением 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый с устройством РПН типа АТДЦТН-63000/220/110/10;

- Два трехфазных трансформатора Т-3 и Т-4 напряжением 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый с устройством РПН типа ТДТН- 40000/220/35/10;

- Четыре двухобмоточных трансформатора ТСН-1, ТСН-2, ТСН- 3, ТСН-4 типа ТМ-630/10/0,4, используемые в качестве трансформаторов собственных нужд.

К ОРУ-220 кВ выполнено шесть присоединений: трансформаторы АТ-1, АТ-2, Т-3, Т-4 и две ВЛ 220 кВ. На ОРУ-220 кВ установлены высоковольтные выключатели У220М- 1000-2000-25У1 (3 шт.), разъединители двухколонковые с заземляющими ножами, ОД-220 (4 шт), трансформаторы напряжения каскадный с фарфоровой крышкой НКФ-220-58У1 (2 шт).

Существующее открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ-110 кВ) выполнено по схеме №110-12 «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин» [39]. Электроснабжение ОРУ-110 кВ осуществляется от средних сторон автотрансформаторов. Присоединение данного ОРУ к энергосистеме Амурской области выполнено ВЛ 110 кВ Белогорск - Серышево, ВЛ 110 кВ Белогорск - Возжаевка, ВЛ 110 кВ Белогорск - Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка.

ОРУ-35 кВ питается от трехобмоточных трансформаторов. Данное ОРУ выполнено по схеме 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин» [39]. Сторона 35 кВ подстанции питает город Белогорск и его близлежащие поселения.

На низкой стороне трансформатора Т-4 и АТ-2 организовано ЗРУ-10 кВ, данное ЗРУ выполнено по схеме 10-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». ЗРУ-10 кВ ПС Белогорск направлено на питание тех же потребителей, что и ОРУ 35 кВ данной подстанции.

Для остальных подстанций, которые находятся в районе развития в таблице 2 приведен структурный анализ, позволяющий увидеть основные характеристики силовых трансформаторов и схемы распределительных устройств.

Таблица 2 – Структурный анализ подстанций

Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	U РУ, кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
ПС Амурская	1	3хАОДЦТН-167000/500/220	Узловая	500	Семь систем шин. Не типовая
	2	3хАОДЦТН-167000/500/220		220	13Н – Две рабочие и обходная системы шин
	3	АТДЦТН-63000/220/110		35	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
	4	АТДЦТН-63000/220/110		10	Одна секция шин. Не типовая
ПС Благовещенская	1	АТДЦТН-125000/220/110	Узловая	220	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
	2	АТДЦТН-125000/220/110		110	Одна рабочая секционированная система шин с обходной с применением СОВ. Не типовая

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ПС Свободный	1	ТДТН - 40000/220/35/10	Отпаечная	220	ЗН – Блок (линия- трансформатор) с выключателем
ПС НПС-26	1	ТДН- 25000/220/10	Проходная	220	7 - Четырехугольник
	2	ТДН- 25000/220/10			
ПС Белогорск	1	АТДЦТН- 63000/220/110	Отпаечная	220	Одна рабочая секционированна я выключателем система шин. Не типовая (Отделители на СТ)
	2	АТДЦТН- 63000/220/110			
	3	ТДТН-40000/220		110	12 – Одна рабочая секционированна я выключателем и обходная системы шин
	4	ТДТН-40000/220			
ПС Белогорск/т	1	ТДТНЖ- 40000/220	Проходная	220	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматическо й ремонтной перемычкой со стороны линии. Не типовая
	2	ТДТНЖ- 40000/220			
ПС Короли/т	1	ТДТНЖ- 40000/220	Проходная	220	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматическо й ремонтной перемычкой со стороны линии. Не типовая
	2	ТДТНЖ- 40000/220			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ПС Хвойная	1	АТДЦТН - 32000/220	Отпаечная	220	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной переемычкой со стороны линии. Не типовая
	2	АТДЦТН-32000/220		110	Одна секция шин. Не типовая
ПС Завитая	1	ТДТН-25000/220	Узловая	220	13Н – Две рабочие и обходная системы шин
	2	ТДТН-25000/220			
ПС Варваровка	1	ТДТН-40000/220	Проходная	220	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов
	2	ТДТН-40000/220			

Загрузка силовых трансформаторов подстанций, находящихся в пределах района развития сетей 220 кВ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Загрузка силовых трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Ток нагрузки/Коэф. загрузки, А/(%)
1	2	3	4	5
1.	ПС Амурская	АТ-1	167	112/(19,4 %)
		АТ-2	167	112/(19,4 %)
		АТ-3	63	43,8/(27,7 %)
		АТ-4	63	49,3/(31,2 %)
2.	ПС Благовещенская	АТ-1	125	100/(31,8 %)
		АТ-2	125	133/(42,4 %)
3.	ПС Свободный	Т-1	40	33/(32,9 %)
4.	ПС НПС-26	Т-1	25	7,1/(11,3 %)
		Т-2	25	7,3/(11,6 %)
5.	ПС Белогорск	АТ-1	63	48/(30,4 %)
		АТ-2	63	48/(30,4 %)
		Т-3	40	62/(61,8 %)
		Т-4	40	62/(61,8 %)

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
6.	ПС Белогорск/т	Т-1	40	12,9/(12,9 %)
		Т-2	40	13/(13 %)
7.	ПС Короли/т	Т-1	40	35,2/(35,3 %)
		Т-2	40	29,8/(29,9 %)
8.	ПС Хвойная	АТ-1	32	37/(46,1 %)
		АТ-2	30	31/(41,2 %)
9.	ПС Завитая	Т-1	25	9,5/(15,1 %)
		Т-2	25	8,6/(13,7 %)
10.	ПС Варваровка	Т-1	40	15,2/(15,1 %)
		Т-2	40	10,7/(10,7 %)

Практически все ПС в районе проектирования являются загруженными.

Следует отметить, силовые трансформаторы Т-3 и Т-4 на ПС Белогорск являются загруженными более, чем на половину своей мощности, что в ремонтной схеме (Т-3 или Т-4 в ремонте) может привести к перегрузке силового трансформатора и выходу его из строя, что приведет к практически полному прекращению электроснабжения города Белогорск и его пригородных территорий.

Таким образом, с учетом перспективных нагрузок до 2028 года в задачи диссертации входит еще одна задача – проверка и возможная замена силовых трансформаторов Т-3, Т-4 на ПС Белогорск.

Электрические сети в основном выполнены проводом марки АС разного сечения, а именно: различных маркировок: АС – 240, АС – 300, АСО – 300, АС – 400.

Приведенный анализ загрузки силовых трансформаторов на подстанции показал, что для подстанции Белогорск в перспективе имеется проблема перегрузки силовых трансформаторов, которая в конечном итоге может снизить надежность электроснабжения ее потребителей. Конечно, нельзя судить о всех параметрах сети только на основе анализе загрузки силовых трансформаторов сети, потому, необходим комплексный подход и следующим шагом анализа современного сети будет её структурный анализ.

1.4 Структурный анализ участка развития сетей 220 кВ Амурской области

Для проведения структурного анализа по приведенной топографической схеме района развития с расположением ее энергообъектов был составлен граф, который проиллюстрирован на рисунке 2.

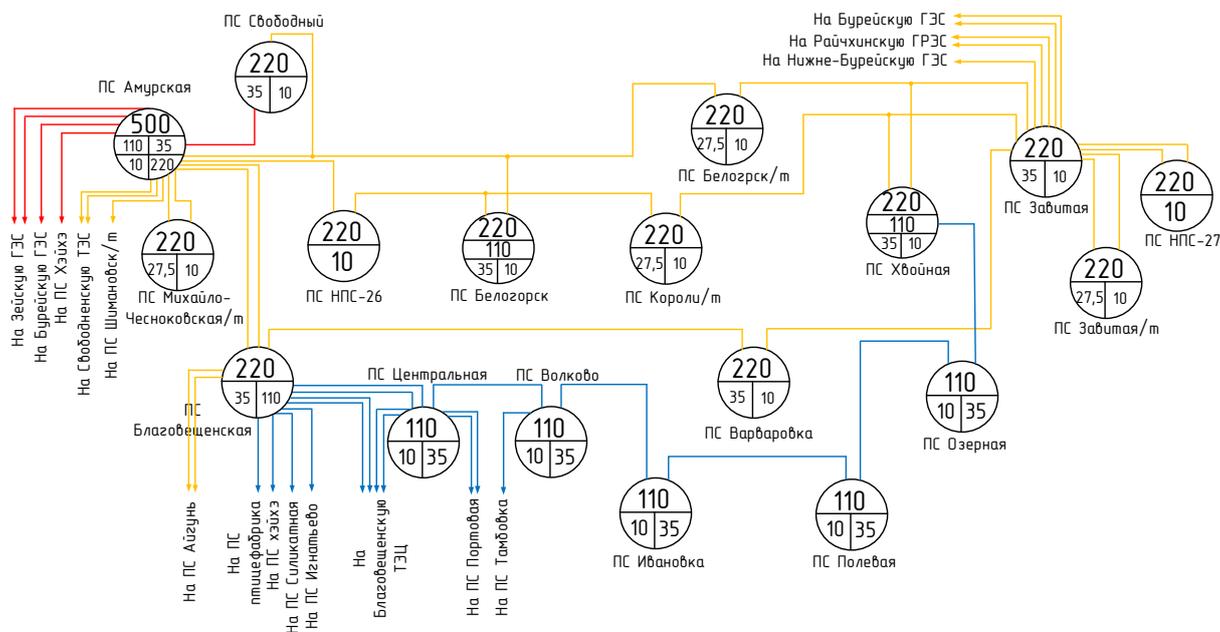


Рисунок 2 – Граф района развития электрической сети 220 кВ

Район развития сети имеет в своем составе как связанные только в своих пределах подстанции, так и подстанции, которые имеют связь с районами электроэнергетической сети, которые выходят за рамки развития согласно теме исследования (Амурская, Завитая).

Направление связей.

За направление связей построенного графа сети берется направление перетоков мощности по ЛЭП. Достоверно указать направление связей (перетоков мощности ЛЭП) представляется возможным лишь в небольшом количестве ветвей графа (от генерации к питающим подстанциям, от питающей линии к отпаечной подстанции, от питающей подстанции к тупиковой подстанции), а в остальных участках направление связей может меняться в зависимости от режимной ситуации во всей сети, поэтому в дальнейшем,

направление связей будет показываться в отдельных участках по ходу проведения структурного анализа графа.

Сила связей.

Сила связи показывает уровень взаимодействия элементов (подстанций) анализируемой сети.

В основном (коме подстанций Амурская, Завитая, Благовещенская) в рассматриваемой сети 220 кВ подстанции имеют слабую связность между собой, поскольку их соединяют две, реже одна ЛЭП независимо от класса напряжения. Наибольшее количество связей как с элементами внутри рассматриваемого участка сети, так и с остальной сетью 220 кВ и выше имеет узловая ПС 500 кВ Амурская (по ВЛ 500 кВ - 4 связи, по ВЛ 220 кВ - 9).

Следует заметить, что не смотря на слабую связь между элементами внутри развиваемого участка, так или иначе они связаны с транзитом мощности с центрами питания, расположенных на ПС Амурская и Завитая, образуя кольцевые участки сети и поэтому как в нормальном, так и в ненормальных режимах работы системы имеется резервирование электроснабжения потребителей с каждой стороны относительно этих центров питания.

Выделить структуру со взаимоотношениями строгого подчинении компонентов (сильная иерархия) не представляется возможным, поскольку элементы сети имеют как слабые связи, так и связи более сложные, что объясняется резервированностью сети с точки зрения электроснабжения потребителей на рассматриваемых уровнях напряжения (220, 110 кВ).

Определение минимальных и максимальных сечений, разделяющих элементы друг от друга.

В пределах анализируемой сети в виду малочисленности подстанций и связей между ними выделить связанные подсистемы не представляется возможным. Максимальное количество сечений, если учитывать напряжения ПС 220 кВ ПС Завитая (12 сечений), образуя структуры радиального типа с подстанциями НПС-27 и Завитая/т, а также совместно с подстанцией Амурская магистральные участки с двусторонним питанием потребителей (рис. 3)

Следующей по количеству связей 220 кВ идет ПС Амурская, она также образует структуры магистрального двустороннего питания совместно с подстанцией Завитая, а также структуру радиального питания с подстанцией Михайло-Чесноковская/т по стороне 220 кВ и с подстанцией Хэйхе по стороне 500 кВ.

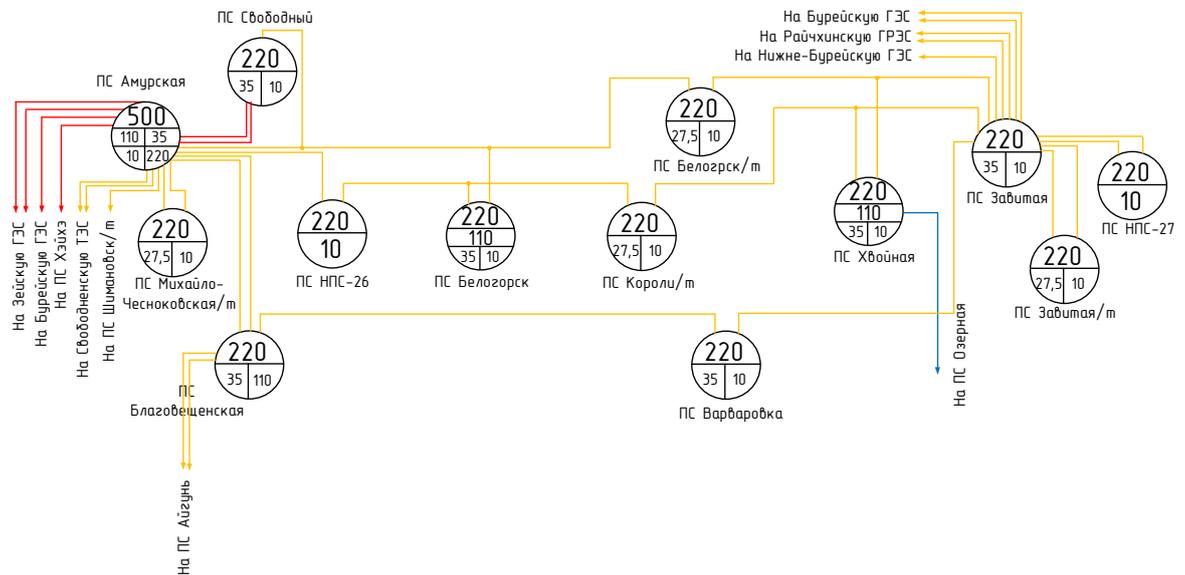


Рисунок 3 – Граф участка сети 220 кВ с центрами питания на ПС Амурская и ПС Завитая

Следующая по количеству связей 220 кВ подстанция Благовещенская, она образует магистральную структуру между центрами питания, создает радиальную связь с подстанцией Айгунь (КНР), а также с её помощью возникает еще одна магистральная связь, но уже по сети напряжением 110 кВ, которая заканчивается на подстанции Хвойная. Таким образом можно сделать вывод, что даже при полном погашении стороны 220 кВ подстанции Хвойная, ее потребители будут по-прежнему получать питание электроэнергией за счет вышеупомянутого транзита 110 кВ (рис. 4).

Остальные подстанции в составе представленного графа (кроме подстанции Свободный) имеют по две связи и в большинстве случаев являются транзитными, а значит могут получать питание от двух независимых источников – центров питания, что при количестве связей равных двум является самым

бесприоритетным и надежным вариантом. Подстанции Хвойная и Белогорск – отпаечные, что является ненадежным вариантом в отношении электроснабжения потребителей.

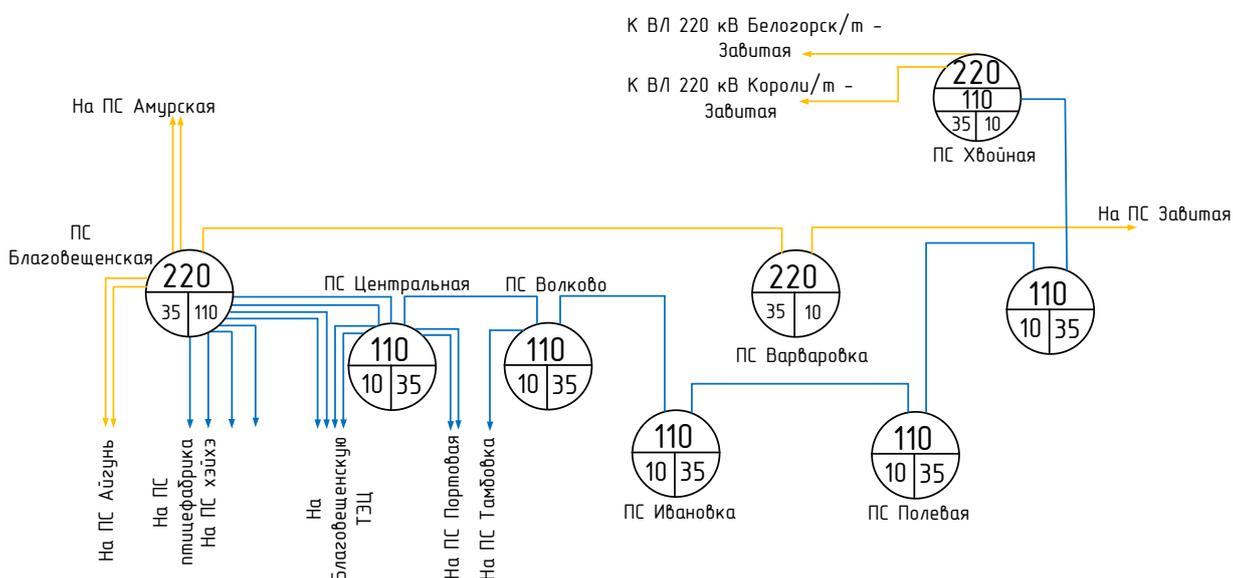


Рисунок 4 – Граф участка сети с центром питания на ПС Благовещенская

Подстанция Свободный имеет одно сечение по стороне 220 и два сечения по 35 кВ. В нормальном режиме данная подстанция получает питание по стороне 220 кВ, но также имеется возможность электроснабжения потребителей и по стороне 35 кВ за счет связи с подстанцией Амурская, потому, на ПС Свободный при выводе из работы по какой-либо причине стороны 220 кВ она будет работать и снабжать электроэнергией своих потребителей.

Выделение узлов приема и выдачи информации.

Выделить узел приема информации в данном графе достаточно просто. Таким узлом безусловно будет являться ПС Амурская, поскольку является подстанцией более высокого напряжения, чем вся рассматриваемая для развития сеть и потому именно на ней целесообразно получать информацию о состоянии окружающей ее сети начиная от напряжения 10 кВ и заканчивая 500 кВ. Также данная подстанция напрямую или посредством транзитных участков связана с каждой подстанцией рассматриваемого графа и основными генерирующими мощностями энергосистемы. Узлами выдачи информации для узла приема будут

являться все остальные подстанции, находящиеся в пределах рассматриваемого графа.

Уровни в структуре графа выделены по номинальным напряжениям анализируемой сети.

Структурный анализ графа сети показал, что на участке сети развития существуют как радиальные, так и последовательные (транзитные) структуры с ответвлениями (отпайками), что делает ее сложно замкнутой, а потому сильно связанной структурой. Однако даже у такой структуры есть слабые места, которые необходимо выделять для понимания направления развития сети. Такими слабыми местами являются присоединение к сети подстанций Белогорск, Хвойная, Свободный - отпайки, которые, как известно не являются надежным решением для электроснабжения потребителей.

Исходя из сложившейся схемной ситуации в анализируемой сети необходимо выделить очередность устранения вышеупомянутых слабых мест сети:

1. ПС Белогорск. Является первоочередной задачей, поскольку при потере транзита 220 кВ между центрами питания, данная подстанция будет не в состоянии осуществлять питание электроэнергией города Белогорск и его пригорода;

2. ПС Хвойная. Является второочередной задачей для решения, поскольку, оказавшись в аналогичной ситуации, как и ПС Белогорск, однако, сможет выполнять свою функцию и будет продолжать электроснабжение своих потребителей за счет транзита 110 кВ, начинающегося от ПС Благовещенская, питаемой от центра питания – ПС 500 кВ Амурская;

3. ПС Свободный. Является задачей, которую следует решать в последнюю очередь, поскольку трансформаторная мощность данной подстанции мала по сравнению с подстанциями Белогорск и Хвойная, подстанция способна запитать своих потребителей как по стороне 220 кВ, так и по стороне 35 кВ в обоих случаях получая питание от ПС 500 кВ Амурская.

Также следует отметить, что все упомянутые в структурном анализе узкие места одновременно решаться не могут, поэтому в рамках магистерской диссертации будет уделено внимание решению первоочередной проблеме, связанной с ПС 220 кВ Белогорск.

Следующим этапом, который покажет более полную картину схемно-режимной ситуации данного района развития электрической сети является анализ её режимной ситуации.

1.5 Анализ режимной ситуации участка развития сетей 220 кВ Амурской области.

Для более полной картины узких мест выбранного участка развития, как правило, необходимо помимо понимания структуры самой сети иметь информацию относительно значений параметров её установившихся режимов. Потому, с помощью ПВК RastrWin3, будет составлена модель для расчета режима данной сети 220 кВ и дальнейший анализ.

На рисунке 5 представлен результат расчета режима в ПВК, где на расчетной модели сети видны параметры её режима.

В таблице 4 приведены напряжения в узлах рассматриваемой сети в нормальном режиме работы.

Таблица 4 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Наименование узла	Напряжение, кВ	1,1 Uном, кВ
1	2	3
Шины 500 БГЭС	525	550
Шины 220 БГЭС	242	242
Шины 500 кВ ПСАмурская	525	550
Шины 220 кВ ПСАмурская	239,8	242
Шины 220 кВ НБГЭС	242	242
Шины 220 кВ РайГРЭС	242	242
Шины 220 кВ ПС Благовещенская	230,8	242
Шины 220 кВ ПС Варваровка	236,4	242
Шины 220 кВ ПС Завитая	240,5	242
Шины 220 кВ ПС Хвойная	238,8	242
Шины 220 кВ ПС Короли/т	238,6	242
Шины 220 кВ ПС Белогорск/т	238,2	242
Шины 220 кВ ПС НПС-26	238,7	242
1СШ 220 кВ ПС Белогорск	238,3	242
2СШ 220 кВ ПС Белогорск	238,0	242
1сш 110 кВ ПС Белогорск	118,2	121

Продолжение таблицы 4

1	2	3
2сш 110 кВ ПС Белогорск	118,2	121
1сш 35 кВ ПС Белогорск	38,71	38,5
2сш 35 кВ ПС Белогорск	38,71	38,5
1сш 10 кВ ПС Белогорск	11,01	11
2сш 10 кВ ПС Белогорск	11,01	11

Из данных приведенной таблицы можно сделать вывод: значения напряжений в нормальном режиме для рассматриваемого участка сети 220 кВ не выходят за нормативное значение (не ниже номинального напряжения и не выше десяти процентов от номинального), а значит соблюдается требование ГОСТ, регламентирующего качество электроэнергии [30]. Однако, на шинах 35 кВ ПС Белогорск напряжение незначительно завышено, что должно успешно решиться переводом отпайки устройства РПН в другое положение.

Токовая нагрузка ЛЭП в рассматриваемом районе развития электрических сетей не превышает длительно допустимых токов для эксплуатируемых в настоящий момент проводов.

Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном и послеаварийном режиме приведена в таблице 5

Таблица 5 - Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме для вариантов развития 1 и 3

Наименование ВЛ (марка провода)		Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А		Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А
1		2	3		4	5
ВЛ 500 кВ БГЭС – Амурская (3хАС-330/27)	Нормальный режим	617	2190	Послеаварийный режим	772	2190
ВЛ 220 кВ Амурская –Белогорск/т с отп. (АС-240/32, АС- 300/39)		195	605		ОТКЛ	605
ВЛ 220 кВ Белогорск/т - Завитая с отп. на ПС Хвойная (АС-300/39)		223	710		46	710
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (АС-300/39)		86	710		378	710

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ НПС-26 – Короли/т с отп. На ПС Белогорск	187	710	370	710
ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отп. на ПС Хвойная (АС-300/39)	319	710	72	710
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1 (АС-400/51)	135	825	87	825
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №2 (АС-300/39)	131	710	84	710
ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка (АС-300/39)	252	710	418	710
ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка (АС-300/39)	278	710	444	710
ВЛ 220 кВ БГЭС – Завитая 1ц. (АС-400/51)	332	825	157	825
ВЛ 220 кВ БГЭС – Завитая 2ц. (АС-400/51)	332	825	157	825
ВЛ 220 кВ РайГРЭС – Завитая №1 (АС-240/32)	61	605	51	605
ВЛ 220 кВ РайГРЭС – Завитая №2 (АС-240/32)	61	605	51	605
ВЛ 220 кВ НБГЭС – Завитая с отп. на ПС Створ (АС-400/51)	271	825	273	825

Результаты расчета послеаварийного режима для рассматриваемого участка сети 220 кВ приведен на рисунке 6.

В таблице 6 приведены напряжения в узлах рассматриваемой сети в послеаварийном режиме работы.

Таблица 6 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Наименование узла	Напряжение, кВ	1,1 Uном, кВ
Шины 500 БГЭС	525	550
Шины 220 БГЭС	242	242
Шины 500 кВ ПСАмурская	525	550
Шины 220 кВ ПСАмурская	239	242
Шины 220 кВ НБГЭС	242	242
Шины 220 кВ РайГРЭС	242	242
Шины 220 кВ ПС Благовещенская	229	242
Шины 220 кВ ПС Варваровка	234,7	242
Шины 220 кВ ПС Завитая	241	242
Шины 220 кВ ПС Хвойная	226,3	242
Шины 220 кВ ПС Короли/т	226,6	242
Шины 220 кВ ПС Белогорск/т	241,9	242
Шины 220 кВ ПС НПС-26	231,2	242
1СШ 220 кВ ПС Белогорск	229,4	242
2СШ 220 кВ ПС Белогорск	229,4	242
1сш 110 кВ ПС Белогорск	113,7	121
2сш 110 кВ ПС Белогорск	113,7	121
1сш 35 кВ ПС Белогорск	37,2	38,5
2сш 35 кВ ПС Белогорск	37,2	38,5
1сш 10 кВ ПС Белогорск	10,6	11
2сш 10 кВ ПС Белогорск	10,6	11

По приведенной таблице можно сделать вывод, что напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме не выходят за пределы нормативных значений, а значит по-прежнему соблюдается требование ГОСТ, регламентирующего качество электроэнергии.

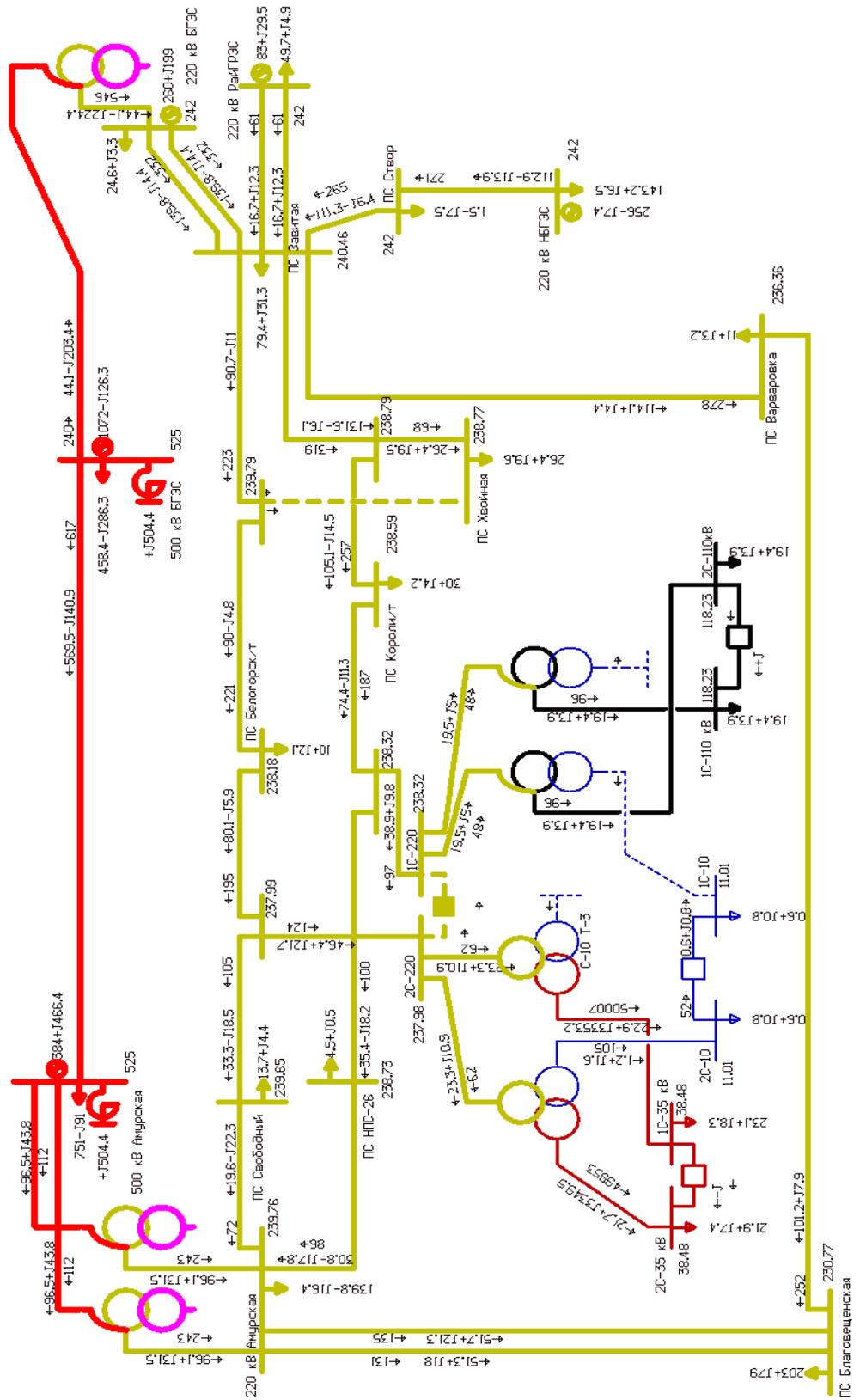


Рисунок 5 - Схема из ПК RastrWin. Нормальный режим района развития сети 220 кВ.

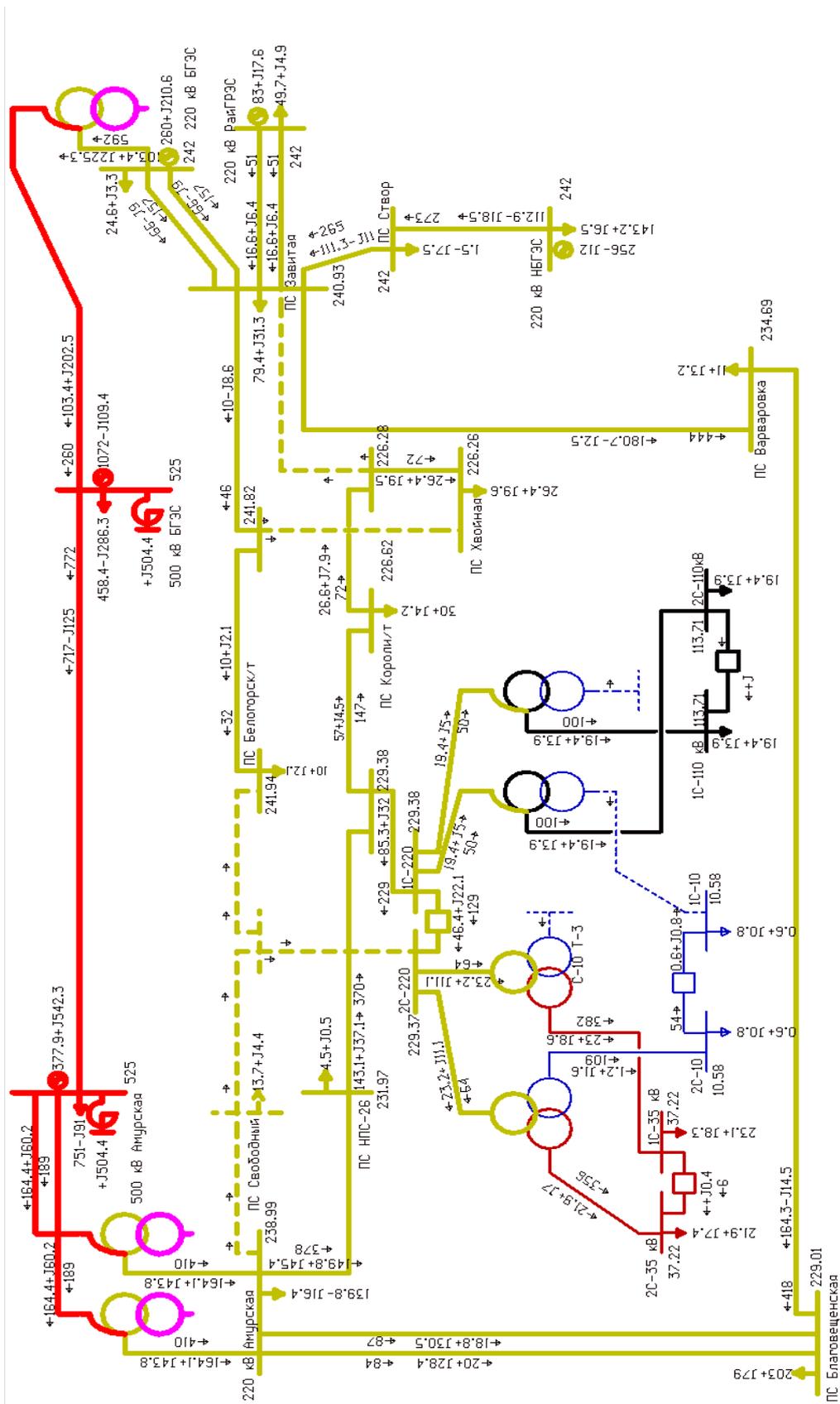


Рисунок 6 - Схема из ПВК RastrWin. Послеаварийный режим района развития сети 220 кВ (откл. ВЛ Амурская – Белогорск/т с отпайками, В-220 Короли/т на ПС Завитая отключен).

Из приведенного послеаварийного режима видно, что при аварийном отключении линии 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками, происходит погашение подстанции Светлая, а также ограничение электроснабжения потребителей 35 кВ и 10 кВ ПС Белогорск на время АПВ данной линии. В случае устойчивого повреждения на ЛЭП и последующего неуспешного АПВ подстанция Светлая будет полностью отключена от электроснабжения, а потребители 35 и 10 кВ подстанции Белогорск будут запитаны после успешной работы АВР 220 кВ.

На подстанции Светлая восстановление электроснабжения потребителей будет возможно только посредством оперативных переключений и их запитки по стороне 35 кВ от ПС Амурская, на подстанции Белогорск необходимо, чтобы АВР 220 кВ был достаточно надежен и не отказал.

Также, еще одним недостатком, показывающим проблему надежности электроснабжения, является отсутствие резервирования питания электроэнергией потребителей по стороне 110 кВ подстанции Белогорск в случае неуспешного АПВ линии 220 кВ Короли/т – НПС-26 и отказа АВР 220 кВ на данной подстанции.

Таким образом, приведенный послеаварийный режим является наиболее удачным для раскрытия имеющихся проблем рассматриваемого участка сети развития 220 кВ, поскольку показывает проблемы надежности транзита мощности и электроснабжения потребителей между подстанциями Амурская и Завитая, а также оказывает максимальную нагрузку на головной участок оставшегося в работе параллельного транзитного участка (ВЛ Амурская – НПС-26), который выполнен проводом АС-300/39 с длительно допустимым током 710 А. Следует отметить, что при моделировании подобной ситуации для головного участка ВЛ Амурская – Белогорск/т с отпайками, который выполнен проводом АС-240/32, длительно допустимый ток провода в 605 А не был бы превышен и в таком состоянии сеть могла бы простоять длительное время.

1.6 Выводы

В ходе анализа современного состояния района развития электрических сетей 220 кВ Амурской области были сделаны следующие выводы:

- сети находятся в районе с континентальным климатом, обладающим муссонными чертами в связи с чем для оборудования распределительных устройств электрических станций и подстанций может быть применено климатическое исполнение ХЛ и УХЛ [22];

- рассматриваемый участок электрической сети 220 кВ находится в энергоизбыточном районе в непосредственной близости от крупных электростанций;

- в районе выявлены проблемы надежности электроснабжения потребителей подстанций Свободный, Хвойная, Белогорск;

- на подстанции Белогорск в перспективе имеется возможность перегрузки силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 в зимний период.

Таким образом, в третьем разделе настоящей диссертации будут предлагаться варианты развития сети 220 кВ направленные на решение выявленных проблем.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В СЕТЯХ 220 кВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

При осуществлении работ по проектированию и развитию современных энергообъектов необходимо применение технологий на инновационной основе для улучшения таких аспектов эксплуатации и экономики как: снижение потерь электроэнергии, увеличение пропускной способности, получение ожидаемой экономической выгоды в процессе эксплуатации в максимально короткие сроки после воплощения в жизнь проекта. В диссертации в связи с наличием проблемного участка в районе ПС Белогорск, возникает вопрос повышения надежности транзита электроэнергии между подстанциями Амурска и Завитая, а также снабжения электроэнергией города Белогорск, которое полностью выполняет ПС Белогорск. Также, необходимо помнить о возможности применения КРМ в целях регулирования значения напряжения в сети, поддержания показателей качества электроэнергии в допустимых пределах и уменьшения уровня потерь.

В настоящее время актуальным является применение проводов нового поколения, которые по многим показателям лучше проводов марки АС, которые широко применяется на просторах энергосистемы Амурской области. Для автоматизированного дистанционного контроля режимных параметров, усовершенствования механизмов учета электроэнергии в современных реалиях целесообразно применять интеллектуальные приборы учета энергоресурсов, автоматическая информационно-измерительной системы контроля и учета энергоресурсов (АИИСКУЭ).

Вышеуказанные системы дистанционного контроля режимных параметров могут быть как самостоятельными, так и в составе цифровой подстанции, что более предпочтительно, ведь частичная замена принципа действия функций передачи информации и работы каких-либо частей имеющейся подстанции несет только дополнительные расходы, вносит разность в стандартизацию и принципы работы отдельных сегментов подстанции, что приводит к усложнению

обслуживания и дополнительным затратам, связанным с обучением персонала в дальнейшей, когда необходимо будет полностью довести объект до такого состояния, когда его можно будет уверенно назвать цифровым.

2.1 Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности ЛЭП

Мировой и отечественный опыт эксплуатации данных проводов говорит о несомненных преимуществах данного вида инновационных разработок перед проводами марки АС традиционной конструкции.

Как правило, необходимость применения проводов нового поколения возникает при решении нетривиальных задач, когда провода марки АС не обеспечивают их выполнение. Такими задачами могут являться [41]:

1. Увеличение пропускной способности или класса напряжения ЛЭП:

Конструкция ПНП такова, что сечение проводника задействовано максимально эффективно за счет применения повивов из профилированных проволок алюминия повышенной проводимости и высокой термической стойкости, механической прочности, разнообразных видов сечения (например, трапецидальной, Z-образная, Ω – образная и т.д.), а не проволок круглого сечения из обыкновенного алюминия.

Применение ПНП может быть актуальным в районах энергосистемы с большой мощностью потребления электроэнергии, а также как альтернативный вариант переходу на более высокий класс напряжения уже существующей ВЛ, строительству двухцепной ЛЭП.

2. Уменьшение затрат на строительство ЛЭП:

Данные провода являются более легкими за счет применения сердечника не из стальной проволоки, а их высокопрочного облегченного сердечника из углеволокна.

Такое свойство ПНП позволяет приобрести положительный экономический эффект за счет сокращения количества промежуточных опор на прямых участках трассы ЛЭП, а также на больших переходах (реки, озера), на пересечениях с другими инженерными сооружениями.

Также провода нового поколения могут быть классифицированы по компактности и допустимой температуре нагрева на следующие классы [41]:

- компактированные;
- провода высокотемпературные.

Провода нового поколения могут быть изготовлены из следующих материалов [41]:

1. Материал сердечника провода:

1.1 Стальные:

1.1.1 Сталь с цинковым или алюмоцинковым покрытием;

1.1.2 Сталь повышенной прочности с цинковым или алюмоцинковым покрытием;

1.1.3 Сталь, плакированная алюминием;

1.1.4 Сплав железа с никелем.

1.2 Композит:

1.2.1 композитные металлы: оксидаалюминиевые волокна в алюминиевой матрице;

1.2.2 Композитные материалы из неметаллов: высокопрочные из углеродного, стеклянного, борного волокна, а также волокна в полимерной матрице (полимеркомпозит).

2. Материал токопроводящей части провода:

2.1 Холоднотянутый алюминий с высокой проводимостью и высокой механической прочностью с рабочей температурой до 90 °С;

2.2 Алюминиевые сплавы (Al-Si-Mg) типа АВЕ, 6101-Т4,6201-Т81 с рабочей температурой до 90 °С;

2.3 Термостойкий алюминий-циркониевый сплав с рабочей температурой: до 150 °С (сплавы ТАЛ и КТАЛ); до 210 °С (сплав ZТАЛ); до 230 °С (сплав ХТАЛ);

2.4 Алюминий с термообработкой с высокой проводимостью и пониженной механической прочностью (рабочая температура до 180°С).

Также провода нового поколения могут быть как с наличием, так и отсутствием смазки. Смазка применяется для работы провода в особенно агрессивных условиях: морской климат, влажный климат и т.д.

В качестве примера проводов нового поколения приведены сечения марки проводов AACSRZ (ООО «Ламифил» (Россия)) различных сечений. На рисунке 7 показана конструкция неизолированного компактированного провода из алюминиевого сплава со стальным сердечником (изготовитель ООО «Ламифил») Провод AACSRZ имеет токопроводящую часть из 1, 2 или 3 повивов профилированных Z-образных проволок, изготовленных из сплава (Al-Mg-Si) по [23] и [24] или из катанки КАС 6201-Т4 по [48]. Проволоки сердечника провода AACSRZ изготовлены из стальной оцинкованной проволоки по [2] или EN 50189 (возможны варианты изготовления сердечника из высокопрочной, сверхпрочной или алюминированной стали) [49].

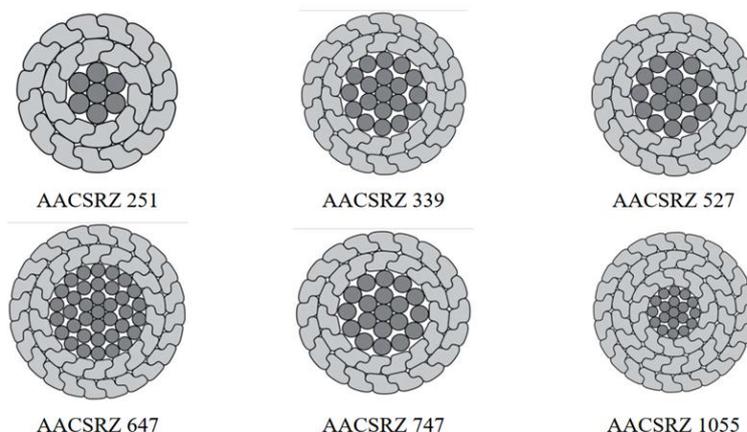


Рисунок 7 – Провода марки AACSRZ различного сечения

Приведенный анализ проводов нового поколения показал, что они могут быть использованы для увеличения пропускной способности ЛЭП рассматриваемого участка электрической сети 220 кВ Амурской области, а также организации их переходов через широкие природные препятствия (реки, озера) и на пересечениях с другими инженерными сооружениями.

2.2 Устройства интеллектуальной системы учета энергоресурсов.

Системы «интеллектуальные» измерения (Smart Metering) – система, включающая в себя интеллектуальные приборы учета с дуплексной связью, аппаратуру связи по современным протоколам, алгоритмы обработки информации и осуществления воздействий в сети передачи энергоресурсов.

Устройства интеллектуальной системы учета энергоресурсов в большинстве своем предполагают размещение инновационных приборов учета на вводных присоединениях потребителей.

Система регулярно опрашивает такие приборы, тем самым получая информацию о потреблении энергоресурсов. На основе полученной информации система может делать выводы и осуществлять управляющие воздействия по автоматическому и удаленному управлению теми или иными энергообъектами в целях повышения эффективности, экономичности, надежности и устойчивости поставки энергоносителей во всей сети [3].

Применительно к сфере электроэнергетики, инновационность подобных систем обуславливается тем, что с их помощью достигается повышение эффективности процесса контроля и учета электроэнергии и улучшение ее качества за счет имеющейся возможности автоматического управления потреблением мощностей у потребителя посредством управляющих воздействий на основе полученной информации от интеллектуальных счетчиков и других информационных систем. Одним из важнейших проявлений оптимизации процесса учета электроэнергии является одновременность получения показаний с неограниченного количества точек учета, тем самым возможность точнейшего сведения баланса между отдачей и потреблением электроэнергии. Ко всему прочему для интеллектуальных приборов учета в России, которые начали внедряться только с 2007 года, составляет не более пяти процентов, а в более развитых западных странах такими системами пользуются достаточно давно и опыт их эксплуатации имеет исключительно положительные отзывы. В силу своей малой распространенности в России система умных изменений актуальна и применима на все уровни напряжения.

Приборы системы умных измерений дают ряд серьезных преимуществ перед традиционными приборами учета, не обладающими цифровой основой и возможностью передачи и приема информации:

- с их помощью представляется возможность оценки эффективности применяемых в сети мероприятий по энергосбережению, получая в режиме реального времени информацию о режимных особенностях потребления электроэнергии, о текущих значениях потребления;

- возможность контроля состояния измерительных приборов;

- возможность осуществления сведения баланс по группам счетчиков, а значит и возможность определения потребителей, потребление электроэнергии которым осталось неучтенным для системы [5].

Система интеллектуальных измерений включает следующие уровни:

- Верхний уровень. Данный уровень является центром комплексного управления своей системой и включает в себя функции аккумулирования, хранения, обработки, мониторинга информации, а также функцию управления (MDM - Meter Data Management);

- Средний уровень. Является безопасной средой обмена между верхним и нижним уровнями;

- Нижний уровень. Является источником данных для верхнего уровня и предполагает установку интеллектуальных приборов учета на стороне потребителей, являющихся устройствами, генерирующими информацию.

Также свойство сбора данных интеллектуальными приборами учета может оказаться очень полезным в тех случаях, когда диспетчер (оператор), видя информацию о всей сети низкого напряжения от данных приборов может максимально быстро принимать обоснованные решения на упреждение возникновения каких-либо ненормальных режимов или даже аварий, что делает сеть более живучей, а значит и надежной.

Таким образом, основными функциями, отличающими систему с использованием интеллектуальных приборов учета от традиционной системы, являются:

- достоверное измерение энергоресурсов;
- автоматизированная и оперативная обработка, передача и предоставление информации о потреблении энергоресурсов;
- осуществление контроля режима потребления;
- сведение баланса по группа счетчиков с целью выявления безучетного потребления и фактов воздействия на счетчики;
- определение фактических потерь в сетях;
- ограничение и отключение энергопотребления (регулирование);
- оценка эффективности энергосберегающих мероприятий и технологий;
- управление потоками мощности потребителей.

Существующие Российские проекты по внедрению системы интеллектуальных измерений энергоресурсов приведены в таблице.

Таблица 7 – Существующие проекты системы интеллектуальных измерений [15].

Объект применения	Масштаб применения
АСКУЭ РРЭ ОАО «РДЖ» - первая в России крупная система интеллектуальных измерений	240000 точек учета
АСКУЭ РРЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания»	4761 интеллектуальный прибор учета
АСКУЭ РРЭ ОАО «Коммунальные технологии» (г. Чебоксары)	4990 интеллектуальных приборов учета
Промышленная эксплуатация в филиале ОАО «МРСК Урала» - «Пермэнерго»	49978 интеллектуальных приборов учета
В филиалах ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго», «Брянскэнерго», «Тамбовэнерго», «Ярэнерго»	Более 60000 точек учета
АИИС КУЭ ООО «Эконом», Бурятия	740 счетчиков Echelon, 120 счетчиков горячего и холодного водоснабжения Is Ta.

Техническое функционирование приведенных выше примеров применения осуществляется на базе первого передового отечественного программного обеспечения RDM (Resource Data Manager) [3], которое является одним из немногих в мире, способных адаптироваться под любые сектора

энергетики (вода, электроэнергия, тепло, газ) и поддерживать принятие информации от нескольких миллионов интеллектуальных приборов учета [9].

Приведенный анализ устройств интеллектуальной системы энергоресурсов показал свои безоговорочные преимущества перед традиционными приборами учета, потому в рамках развития сети 220 кВ на ПС Белогорск будет применена такая система.

Для воплощения в жизнь проекта с применением инновационных технологий в отношении интеллектуальных измерений и учета планируется установка интеллектуальных приборов учета: Echelon KNUM 1021/1023/2023; концентраторы данных: Echelon DC 1000/SL [6] (все приборы соответствуют стандартам МЭК). Функционирование системы будет происходить на базе отечественного программного обеспечения.

Разумеется, применение цифровых технологий в области учета и измерений является половинчатым решением, поскольку оставлять на реконструируемых объектах не актуальную архитектуру построения подстанции просто нецелесообразно, ведь применяемые системы учета и измерений желательно интегрировать в цифровую подстанцию в целом.

2.3 Цифровая подстанция

2.3.1 Стандарт МЭК 61850

Цифровая подстанция – подстанция высочайшим уровнем автоматизации, в которой процесс информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде и на которой в полной мере реализованы технологии цифровой передачи данных, базирующиеся на стандарте МЭК-61850 [10].

Одной из ключевых особенностей цифровой подстанции является приближение устройств сбора дискретных и аналоговых сигналов и выдачи управляющих воздействий непосредственно к оборудованию с последующей передачей всей информации, необходимой для функционирования комплексов РЗА и АСУ ТП ПС, в цифровой форме. В результате сокращается протяженность контрольных кабелей вторичных цепей и в следствии этого снижается

вероятность их отказа, а также за счет контроля практически всех параметров в цифровом виде в разы повышается наблюдаемость вторичных систем и сети в целом [12].

В зависимости от объемов цифровых технологий передачи данных на подстанции выделяют три архитектуры, особенности которых продемонстрированы в таблице 8.

Таблица 8– Архитектуры построения ЦПС [12].

	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
Использование протокола MMS	Да	Да	Да
Использование протокола GOOSE	Нет	Да	Да
Использование протокола Simplified Values	Нет	Нет	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	Нет	Да	Да
Использование ШПДС	Нет	Да	Да
Использование ШПАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН	Нет	Нет	Да

Реализацию подстанции нового поколения невозможно выполнить без использования цифровых приборов, работающие на дискретных сигналах, которые обрабатывают, сигнализируют, визуализируют технологический процесс, хранят информацию и предоставляют доступ пользователю к изменению эксплуатационного состояния и режима работы станций и подстанций в дистанционном режиме с АРМ.

Внедрение ЦПС преследует следующие цели и преимущества по сравнению с традиционными (не цифровыми) подстанциями:

- Появление системы мониторинга. Появление этой системы подразумевает постоянное наличие достоверной информации о состоянии технологического процесса, оборудования. Информация об оборудовании

особенно ценна, поскольку при правильном использовании может быть интегрирована в системы мониторинга состояния, позволяющая отойти от периодического технического обслуживания и прийти к обслуживанию силового оборудования по состоянию, что приведет к сокращению затрат и увеличению надежности режимов работы сети.

- Появление типового электронного проекта. Его появление повлечет за собой уменьшение рисков ошибок при проектировании за счет типизации всех ЦПС, а также сократит сроки проектирования самих ЦПС.

- Использование цифровых измерительных преобразователей и преобразователей аналоговых сигналов. Использование данного оборудования повысит надежность функционирования звена измерения первичных величин за счет частичного или полного отказа от контрольных кабелей. Как следствие возрастает надежность работы УРЗА и снижаются трудозатраты на обслуживание измерительных трансформаторов.

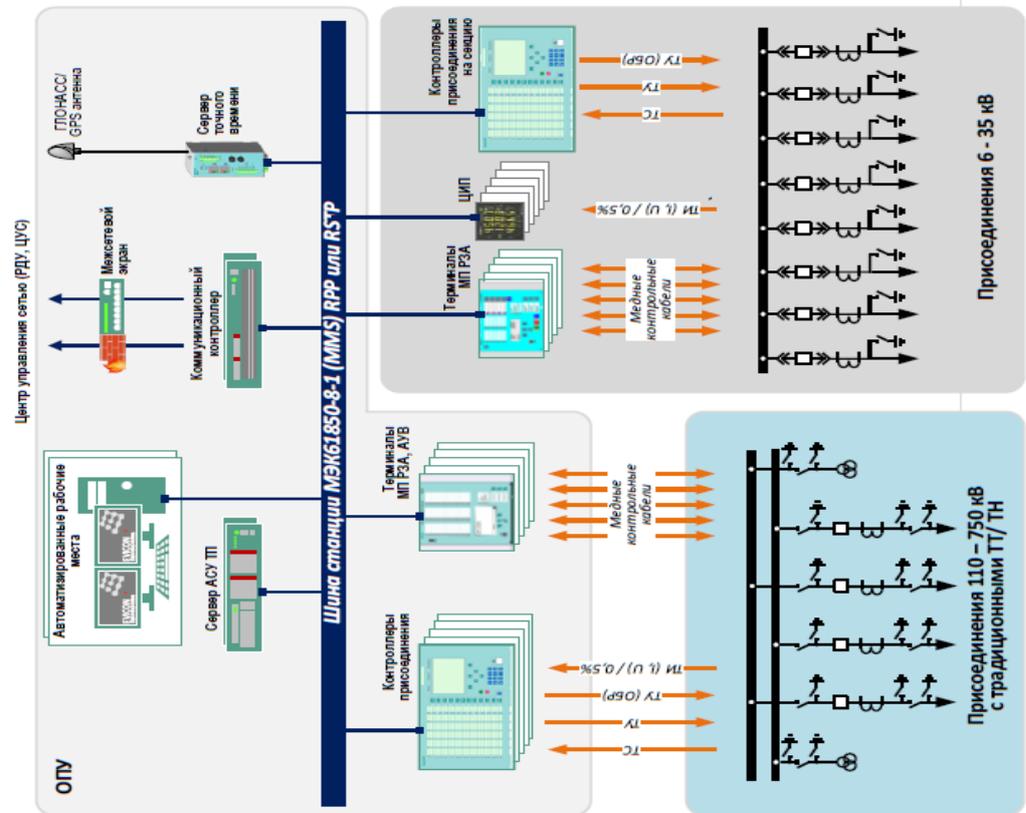
- Использование телеуправления коммутационными аппаратами. Повышается надежность работы и безопасность при производстве переключений за счет снижения вероятности ошибочных действий персонала при оперативных переключениях.

Рисунок 8 иллюстрирует ключевые отличия между традиционными ПС и Цифровыми ПС.

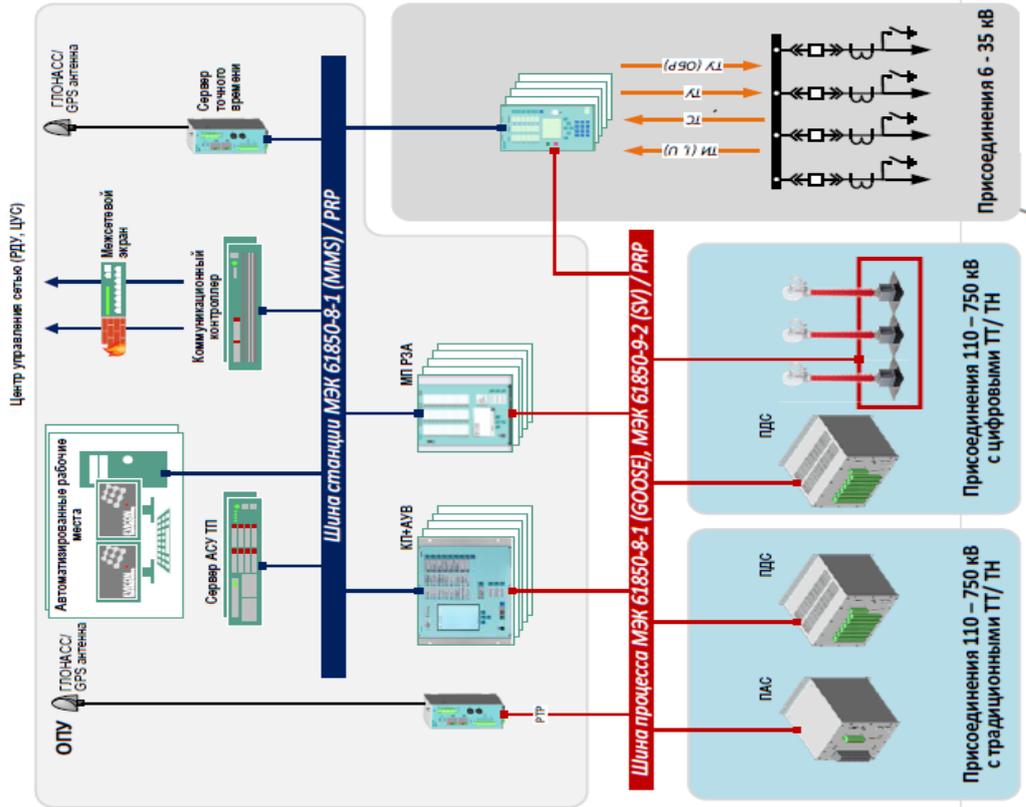
Остановимся более подробно на третьей архитектуре построения подстанций.

Архитектура III предполагает применение протоколов MMS (используется при интеграции УРЗА в АСУ ТП), протоколов GOOSE (используется для передачи информации между устройствами уровня присоединения), протокола Sampled Values (используется для передачи информации об измерениях от цифровых измерительных преобразователей).

Традиционная ПС



Цифровая ПС



- Рисунок 8 – Упрощенная структура традиционной и цифровой подстанции

Иллюстрация в отношении ЦПС показывает, что посредством протокола МЭК 61850 или SV-потоков информация поступает в шину процесса и далее в терминалы УРЗА, откуда далее поступает в шину станции и посредством протокола MMS далее уходит в АСУ ТП, АРМ оперативного персонала и коммутационный контроллер.

Применительно к данной диссертации подразумевается к реконструируемой подстанции применение ЦПС архитектуры III, которая включает установку цифровых терминалов РЗА, оборудования АСУ ТП, коммутационных контроллеров нового поколения, применение цифровых измерительных преобразователей тока и напряжения на напряжении 220кВ, а также преобразователей аналоговых и дискретных сигналов (ПАС и ПДС) в ячейках 110,35 и 10 кВ распределительных устройств.

Одним из ведущих производителей ПМ РЗА, поддерживающих стандарт МЭК 61850 является НПП «ЭКРА»

НПП «ЭКРА» располагает инновационными исследовательскими разработками, например, автоматизированное диспетчерское управление и технологии ЦПС.

Автоматизированная система диспетчерского управления на базе ПТК ЭКРА представляет собой комплекс программных и аппаратных средств, предназначенных для диспетчерского управления объектами энерго-, водо- и газо распределения (подстанции, котельные и т.д.)

Применение АСДУ НПП «ЭКРА» обеспечивает:

- Повышение эффективности оперативно-диспетчерского управления ресурсами;
- Повышение оперативности и эффективности принятия решений при восстановлении после нештатных и аварийных ситуаций;
- Сокращение технических и коммерческих потерь ресурсов;
- Наглядный и удобный мониторинг, предоставление отчетных документов;

- Уменьшение количества выходов из строя основного оборудования и распределительных устройств, и соответственно увеличение срока их службы;
- Качественный уровень анализа данных об использовании ресурсов на всех уровнях управления;
- Снижения общих затрат на поддержку, расширение и модернизации Системы.

Анализ ЦПС как инновационной технологии показал её преимущества перед традиционным построением подстанций. В настоящее время с помощью оборудования, производимого на отечественных заводах, имеется техническая возможность построения ЦПС в России, что является немаловажным экономическим фактором развития таких подстанций по всей стране. В рамках построения ЦПС на подстанции Белогорск будет использоваться продукция НПП «ЭКРА» для построения ЦПС Архитектуры III.

2.3.2 Цифровые измерительные преобразователи [42]

Цифровые трансформаторы тока и напряжения, являясь измерительными трансформаторами служат для преобразования первичных значений токов и напряжений в стандартизированные масштабным преобразованием вторичные для устройств РЗА, измерения, учета, сигнализации и управления.

Принцип из действия основан на физических принципах закона Ома, закона полного тока и гальваномагнитных эффектов. Сами измерения могут происходить одновременно на разных принципах, которые зависят от конкретного вида измерительного трансформатора.

Электронные блоки ЦТТН преобразуя информацию от измерительных преобразователей в пакет цифровой информации, как правило по ВОЛС, отправляет его в устройства РЗА, АСУ ТП и другим необходимым устройствам в пределах определенной ЦПС.

ЦТТН построены на следующих компонентах:

- первичные преобразователи напряжения;
- первичные преобразователи силы тока;
- электронный блок на стороне ВН (35 кВ и выше);

- электронный блок на стороне НН (ниже 35 кВ).

ЦТТН могут резервироваться установкой дополнительных преобразователей первичного тока и напряжения, устанавливаемых в пределах одного и того же измерительного трансформатора, а для удобства проверок и эксплуатации снабжаться дополнительными выводами аналоговых сигналов с этих преобразователей.

Измерительные трансформаторы обеспечиваются специальным ПО электронных блоков, предназначенным для управления их интерфейсом и поддержания правильной работы трансформатора в целом. Также с помощью ПО можно располагать информацией, отражающей состояние ЦТТН, осуществлять синхронизацию электронных блоков присоединений с системой точного времени по разным протоколам.

Приведенный анализ измерительных трансформаторов показал, что они адаптированы для применения в среде цифровых подстанций и являются неотъемлемой их частью в пределах определенных их архитектур, потому с успехом могут быть внедрены в концепцию цифровой подстанции, которая будет применяться на подстанции Белогорск в рамках развития электрической сети 220 кВ.

2.4 Фазоповоротный трансформатор [13]

Вопросы повышения эффективности функционирования развитых электроэнергетических систем решаются за счёт активного внедрения и развития современных технологий активно-адаптивных электрических сетей (FACTS – Flexible Alternative Current Transmission Systems). Технологии FACTS позволяют управлять потоками мощностей в крупных распределительных сетях. За счёт этого повышается эффективность использования межсистемных связей, оптимизируется загрузка энергетического оборудования.

Управляемость сети – обеспечение возможности управления оборудованием, установленным в сети, как вручную, так и автоматически, и дистанционно. Одними из ключевых элементов FACTS являются фазоповоротные трансформаторы (ФПТ) и фазоповоротные устройства (ФПУ),

способствующие в руководстве потоками электрической энергии за счёт создания дополнительного фазового сдвига между шинами устройства в месте его установки. В основном, широко распространены ФПТ, у которых регулирование фазового сдвига осуществляется механическим способом с помощью регулирования под нагрузкой.

Фазоповоротный трансформатор – устройство, которое осуществляет поперечное регулирование напряжения, и состоит из автотрансформатора и вольтодобавочного трансформатора. ФПТ строится на основе двух трансформаторов: параллельного и последовательного. Первичные обмотки параллельного трансформатора соединяются по схеме «треугольник». Напряжение в его вторичных обмотках оказывается сдвинутым по отношению к фазным напряжениям источника на 90 градусов. Каждая вторичная обмотка снабжена блоком отпаек и заземлена в центре или на одном конце. Фазные напряжения через переключатели отпаек подаются на последовательный трансформатор, первичные обмотки которого включены по схеме «звезда» с заземлённой нейтралью. Вторичные обмотки последовательного трансформатора включаются в разрыв фазных проводов линии и добавляют к вектору напряжения источники компоненты, сдвинутые по фазе на 90 градусов.

Общее напряжение на выходе трансформатора равно векторной сумме напряжения источника питания и дополнительной квадратурной составляющей. В связи с этим, он изменяет свою фазу относительно входного напряжения. Меняя положение переключателя отпаек, можно изменять амплитуду и полярность вектора квадратурной составляющей, вносимой ФПТ. Таким образом, возможно регулировать величину угла между векторами напряжения на входе и выходе линии электропередачи, на которую нагружен фазоповоротный трансформатор. Мощный ФПТ – это большая конструкция. Каждый из двух трансформаторов может иметь массу до 300 тонн. После установки такой конструкции на подстанции, наполнения её маслом и соединения, общая масса установки нередко переваливает за 1 000 тонн. Затраты на строительство ФПТ могут быть довольно высокими – от 4 до 9 млн. долларов

за систему мощностью более 2000 МВ·А. Фазоповоротные трансформаторы применяются в британской, французской, а также североамериканской энергосистемах. В России до недавнего времени не было ни одного фазоповоротного трансформатора, хотя проекты по их применению разрабатывались. Впервые в России был введён в опытную эксплуатацию фазоповоротный трансформатор на Волжской ГЭС. Он был изготовлен совместным предприятием «Силовые машины – Тошиба. Высоковольтные трансформаторы». Компания «РусГидро» заменяет устаревшие и изношенные гидроагрегаты Волжской ГЭС на новые, повышенной мощности. По данным компании, с помощью фазоповоротного трансформатора затраты на присоединение увеличенной мощности Волжской ГЭС к энергосистеме снижены в более чем шесть раз. Применение фазоповоротных трансформаторов позволяет увеличить управляемость электрических сетей за счёт конструктивной возможности изменения угла между входным и выходным напряжением линии электропередачи, результатом чего является возможность эффективного перераспределения потоков мощности в электрической сети, и, как следствие, приобретение положительного экономического эффекта по сравнению с вариантом реконструкции и строительства новых участков сети, которые были бы необходимы для повышения эффективности распределения потоков мощности. Так как серийное производство фазоповоротных трансформаторов в России не налажено, а их проектирование требует партнёрских отношений с другими странами, широкое применение данных трансформаторов в отечественном производстве не представляется возможным.

Приведенный анализ фазоповоротного трансформатора как средства повышения управляемости электрической сети показал свою состоятельность, но в реальных условиях эксплуатации его установка требует серьезного обоснования, поскольку серийное производство данных электрических машин в нашей стране не налажено.

2.5 Выводы

В предыдущих подразделах в рамках данного раздела были представлены передовые инновационные технологии, которые сравнивались с существующими технологиями и оборудованием, применяемым в настоящий момент.

Сравнение показало, что по многим параметрам предложенное инновационное оборудование и технологии превосходят используемое, являются более перспективными и потому могут быть использованы при проектировании развития исследуемого участка сети.

Кроме того, продемонстрированные инновационные технологии никак не противоречат требованиям и принципам построения современных ПС [12], поэтому будут использованы в построении ЦПС в пределах рассматриваемого участка развития сетей 220 кВ.

3 РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ РАЙОНА РАЗВИВАЕМОЙ СЕТИ 220 кВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

В разделе приведены варианты развития рассматриваемой сети развития 220 кВ с основными техническими решениями и обоснованиями относительно схем подключения реконструируемых подстанций в связи с развитием сети 220 кВ, а также выбраны конкурентоспособные варианты для их дальнейшего анализа.

3.1 Разработка возможных вариантов схем электрических сетей 220 кВ Амурской области

Проектирование развития электрической сети 220 кВ в районе подстанции Белогорск нацелено на устранение тех недостатков, которые были выявлены в пункте 1.4 первого раздела данной работы, поэтому при разработке вариантов развития нужно основываться на цели устранения данных недостатков для обеспечения требуемой надежности и гибкости путем применения рациональных технических решений и новых технологий.

Исходными данными для составления вариантов развития существующей электрической сети является топографическая схема расположения энергообъектов района развития, показывающая взаимное расположение существующих энергообъектов (источников генерации – электрических станций и точек приема и распределения электроэнергии - подстанций), значения электрических нагрузок по активной и реактивной мощностям.

Предлагаемая схема развития электрических сетей должна быть экономически эффективной и при этом соответствовать требованиям обеспечения максимальной надежности электроснабжения потребителей, а также обладать гибкостью и безопасностью при её эксплуатации [51].

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

В настоящей магистерской диссертации планируется предложить наиболее выгодный как в экономическом, так и в техническом плане вариант развития участка энергетической системы, топографическая схема расположения энергообъектов сети которого приведена на рисунке 9.

3.2 Представление и сравнение вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области

В ходе выполнения диссертации будет предложено несколько вариантов развития сети из которых будет по тем или иным обоснованиям отобрано два конкурентоспособных, которые в дальнейшем будут более глубоко анализироваться и сравниваться между собой, чтобы в конечном итоге, после проведенного анализа и инженерного обоснования выбрать единственный вариант, считающийся наиболее перспективным и правильным в рамках поставленных задач в настоящей магистерской диссертации.

Топологическая схема расположения энергообъектов электрических сетей 220 кВ района развития варианта 1 приведена на рисунке 10.

Однолинейная схема предлагаемого варианта изображена на рисунке 11.

Решение варианта 1 состоит в реконструкции ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т таким образом, что при строительстве заходов на подстанции Свободный и Белогорск она делится на 3 ЛЭП 220 кВ: Амурская – Свободный, Свободный – Белогорск, Белогорск – Белогорск/т.

Для подстанции Свободный целесообразно выбрать схему РУ 220 кВ «6-«Заход-выход» [39], которая используется для проходных однострансформаторных подстанций и на перспективу может являться начальным этапом для преобразования в более сложную и функциональную схему.

Для подстанции Белогорск предполагается сохранить имеющуюся схему РУ ВН, поскольку она подходит под нужды транзитной подстанции, но при этом осуществить реконструкцию путем замены ее коммутационных аппаратов 220 кВ в силу их физического износа. Также для увеличения надежности

электроснабжения потребителей необходимо поменять распределение питания АТ-2 и Т-3 по секциям шин.

Достоинством данного варианта является отсутствие потребности в строительстве новых ВЛ.

Недостатком данного варианта является потребность в реконструкции сразу двух подстанций.

Вариант развития сети 2 изображен на рисунке 12

Однолинейная схема предлагаемого варианта изображена на рисунке 13.

Суть варианта 2 заключается в отсоединении отпаечных подстанций Белогорск, свободная и Хвойная от существующих ЛЭП 220 кВ Амурская – Белогорск/т, НПС-26 – Короли/т, Короли/т – Завитая, Белогорск/т – Завитая и проектировании новых линий 220 кВ Амурская – Свободный, Свободный – Белогорск, Белогорск – Хвойная и Хвойная – Завитая.

Для подстанции Свободный целесообразно выбрать схему РУ 220 кВ «б-«Заход-выход», которая используется для проходных однострансформаторных подстанций и на перспективу может являться начальным этапом для преобразования в более сложную и функциональную схему [39].

Для подстанции Белогорск предполагается сохранить имеющуюся схему РУ ВН, поскольку она подходит под нужды транзитной подстанции, но при этом осуществить реконструкцию путем замены ее коммутационных аппаратов 220 кВ в силу их физического износа. Также для увеличения надежности электроснабжения потребителей необходимо поменять распределение питания АТ-2 и Т-3 по секциям шин.

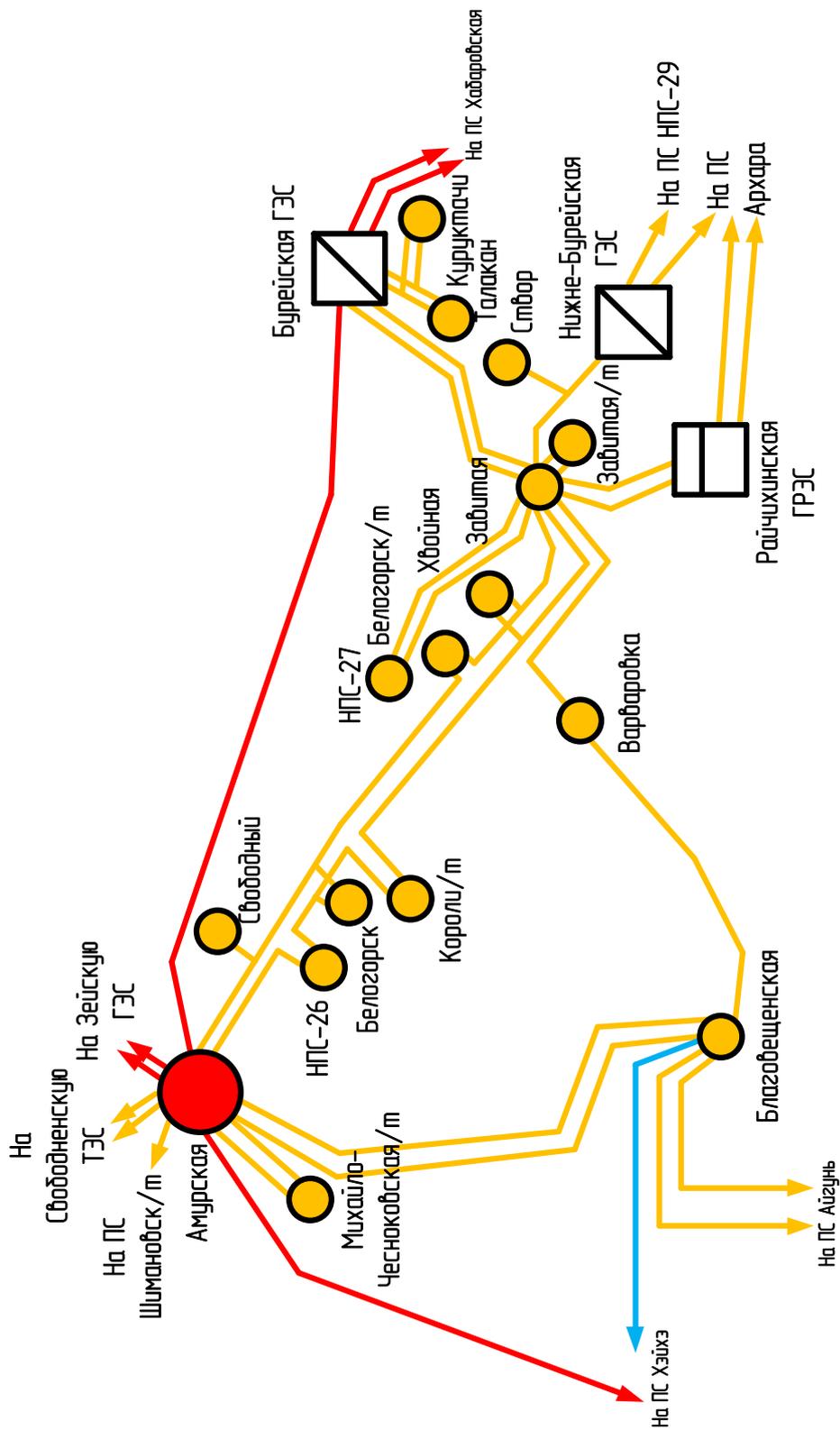


Рисунок 9– Топографическая схема расположения энергообъектов сети развития (220, 500 кВ)

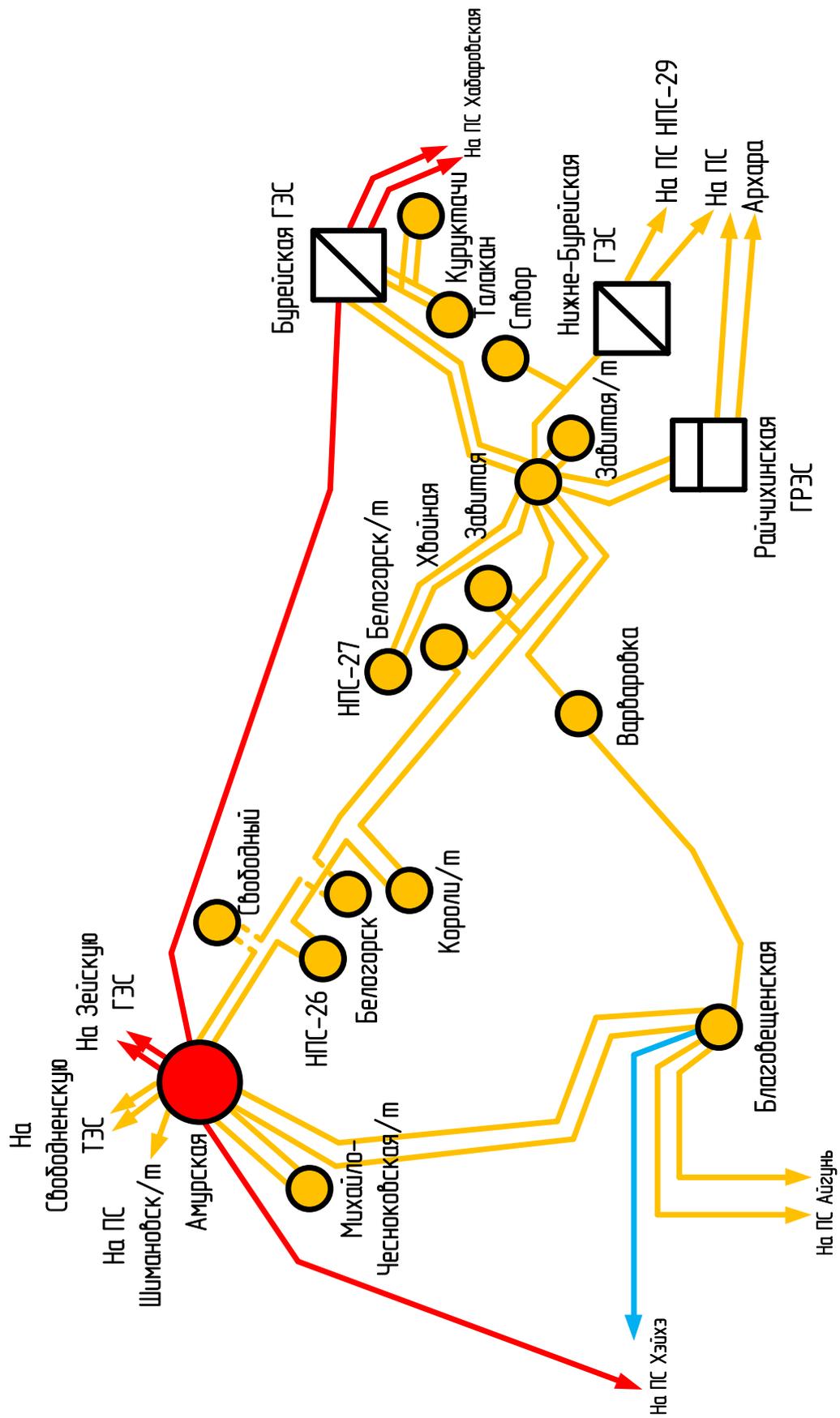


Рисунок 10 – Топографическая схема варианта развития 1

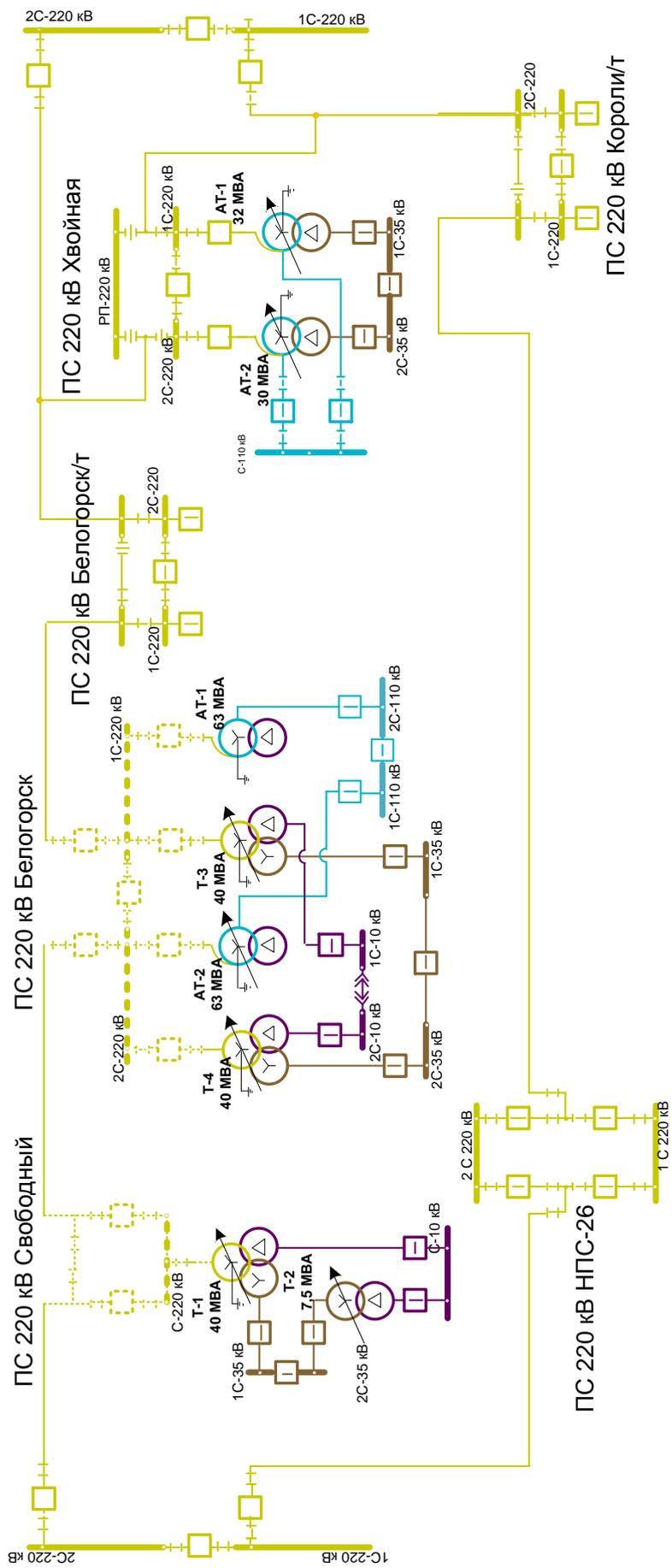


Рисунок 11 – Однолинейная схема варианта развития 1

Для подстанции Хвойная предлагается оставить существующую нетиповую мостиковую схему РУ ВН, которая также имеет право делать эту подстанцию транзитной. При этом подразумевается замена физически изношенных коммутационных аппаратов на новые.

На питающих подстанциях Амурская и Завитая необходимо будет построить по дополнительной ячейке выключателей.

Достоинством данного варианта является устранение всех трёх узких мест района развития сети 220 кВ.

Недостатками данного варианта является потребность в проектировании и строительстве в общей сложности порядка 206 километров ЛЭП, а также реконструкция всех РУ 220 кВ подстанций, относящихся к проектируемому транзиту в данном варианте развития (Амурская, Свободный, Белогорск, Хвойная, Завитая), что является очень затратным мероприятием, которое в конечном итоге может не принести ожидаемого экономического эффекта.

Вариант развития сети 3 изображен на рисунке 14.

Однолинейная схема предлагаемого варианта развития 3 изображена на рисунке 15.

Техническое решение варианта 3 заключается во включении подстанции Белогорск в рассечку существующих транзитных линий 220 кВ Амурская – Белогорск/т и Короли/т – НПС-26.

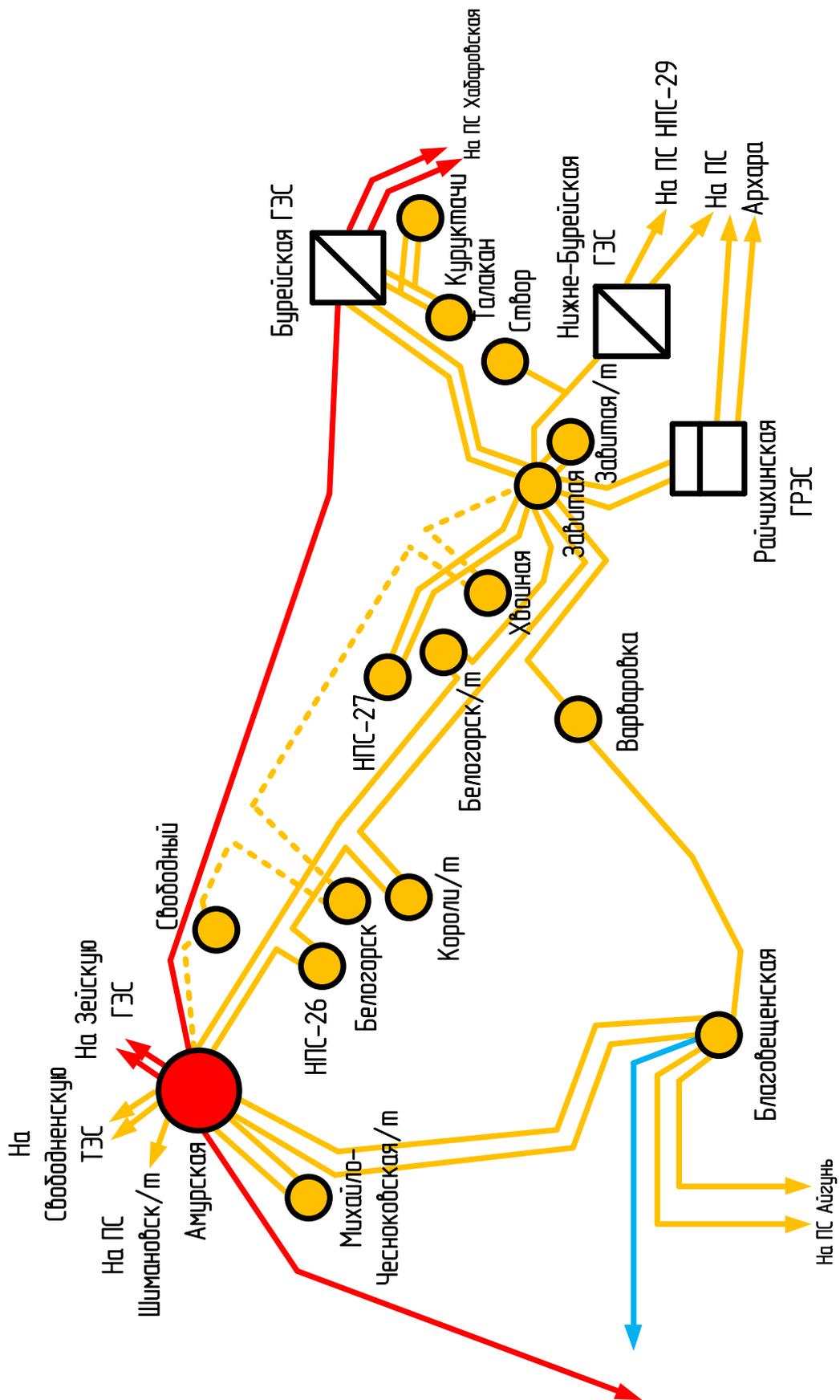


Рисунок 12 – Топологическая схема варианта развития 2

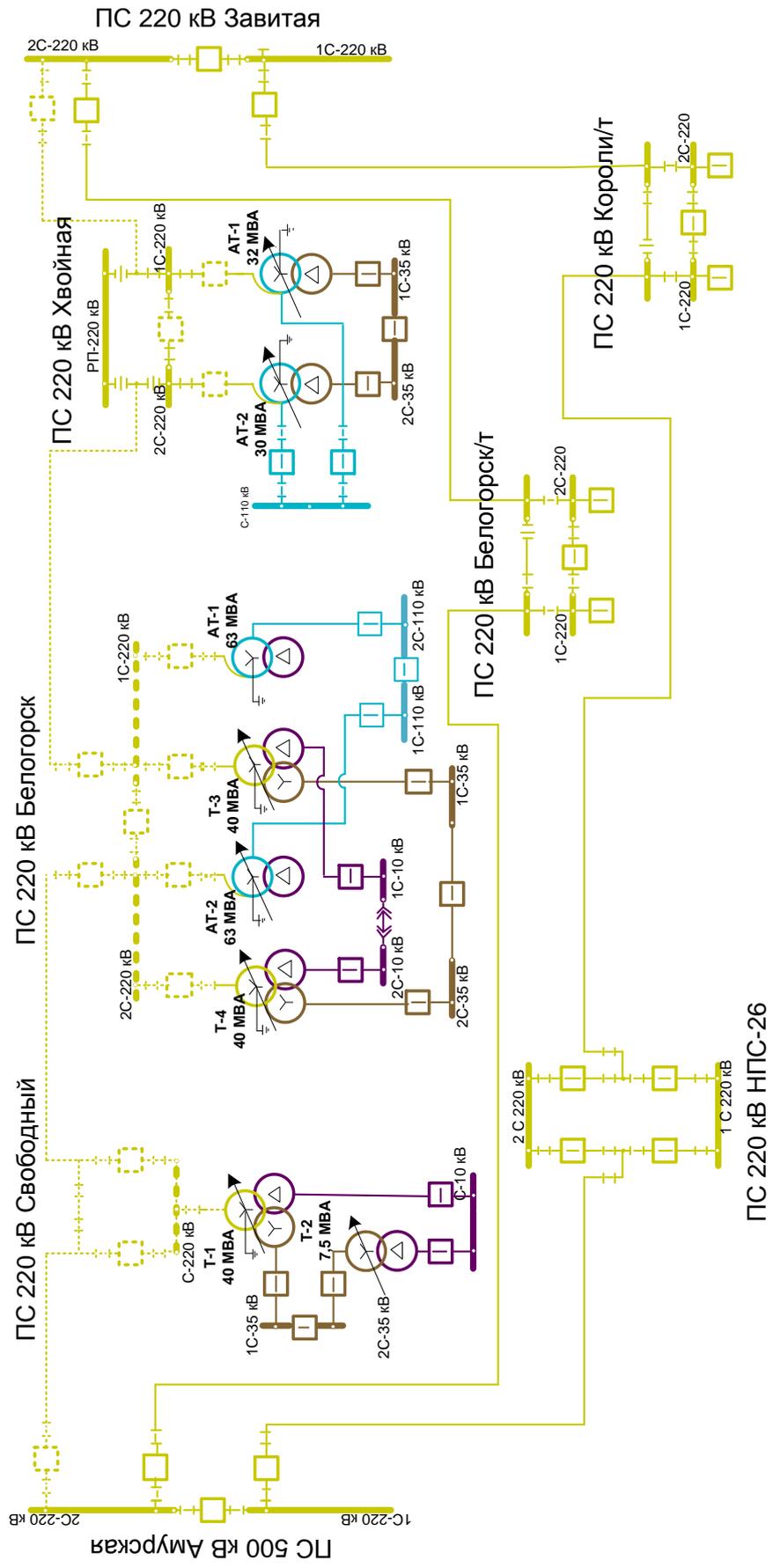


Рисунок 13 – Однолинейная схема варианта развития 2

Для подстанции Белогорск вариантом развития реконструкция РУ ВН со строительством новых заходов. От схемы нового устройства требуется надежность, удобство эксплуатации и гибкость. Образованный реконструкцией ПС Белогорск транзит мощности затронет 2 параллельные транзитные линии, в которые реконструируемая подстанция будет включена в рассечку. Особенностью подстанции Белогорск до и после возможной реализации предлагаемого варианта развития, является то, что нельзя объединять параллельные транзиты мощности ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т и НПС-26 – Короли/т, потому необходима такая схема РУ ВН подстанции Белогорск, которая бы была в состоянии поддерживать оба транзита и не объединять их, но при этом имела возможность беспрепятственного вывода в ремонт любого элемента своей схемы не прекращая электроснабжения своих потребителей, а также не разрывая транзит мощности каждой из параллельных линий.

Таким образом, для того, чтобы удовлетворить все вышеуказанные требования к схеме РУ ВН подстанции Белогорск, целесообразно принять к установке схему «13Н – Две рабочие и обходная системы шин». Эта схема имеет две независимые друг от друга системы шин, которые, также, способны работать при необходимости и параллельно. Также при использовании схемы 13Н не возникает проблем при выводе любого присоединения в ремонт и даже системы шин, поскольку имеется обходная система шин, являющаяся резервной. Схема предусматривает закрепление любого присоединения за любой системой шин, что придает ей необходимую гибкость в эксплуатации и надежность.

Достоинствами данного варианта является отсутствие в потребности проектирования и возведения новых ЛЭП, минимальное количество подстанций, РУ 220 кВ которых нуждается в реконструкции (1 шт) в рамках реализации варианта развития, а также устранение узкого места в развиваемой сети, требующее устранения в первую очередь.

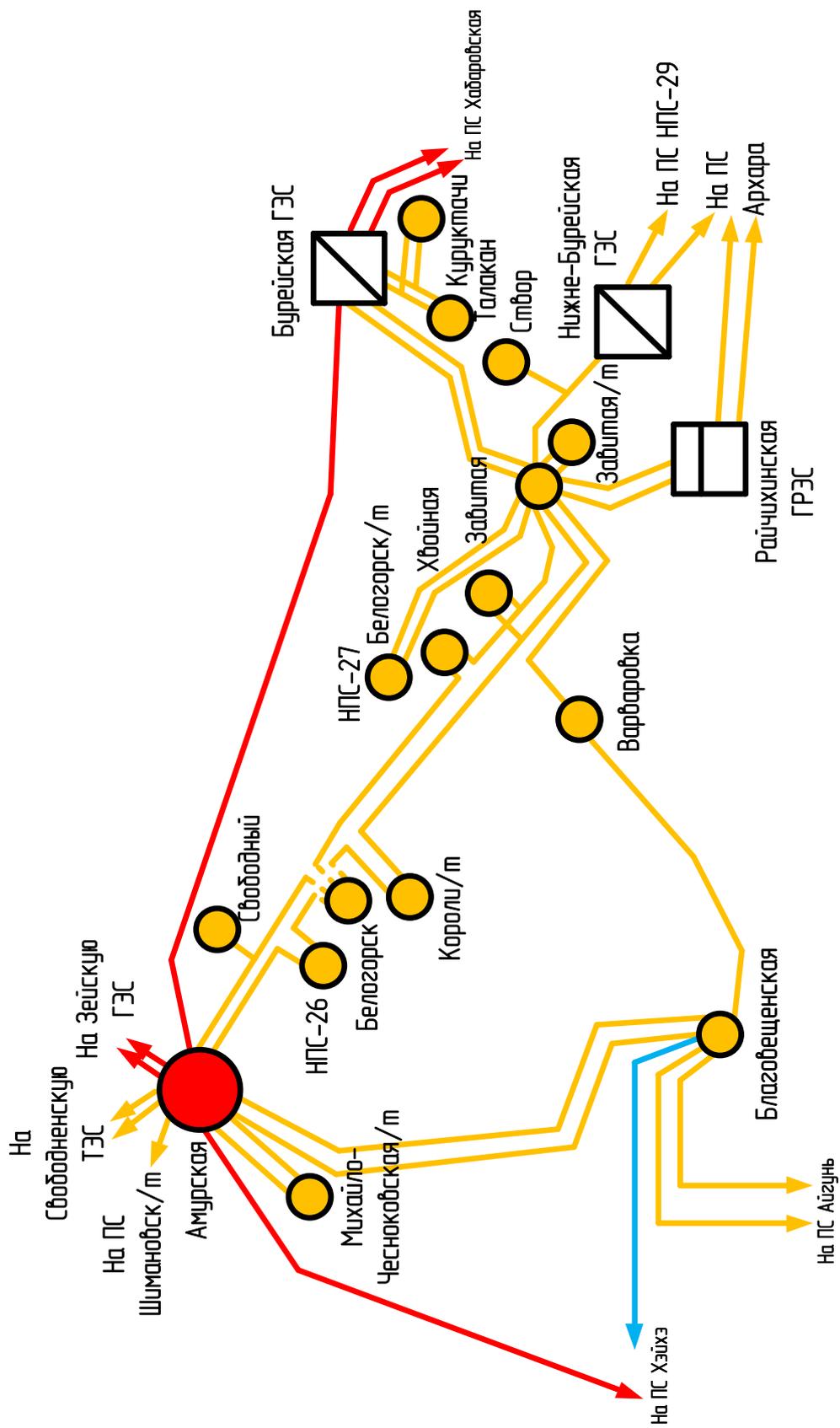


Рисунок 14 – Топологическая схема варианта развития 3

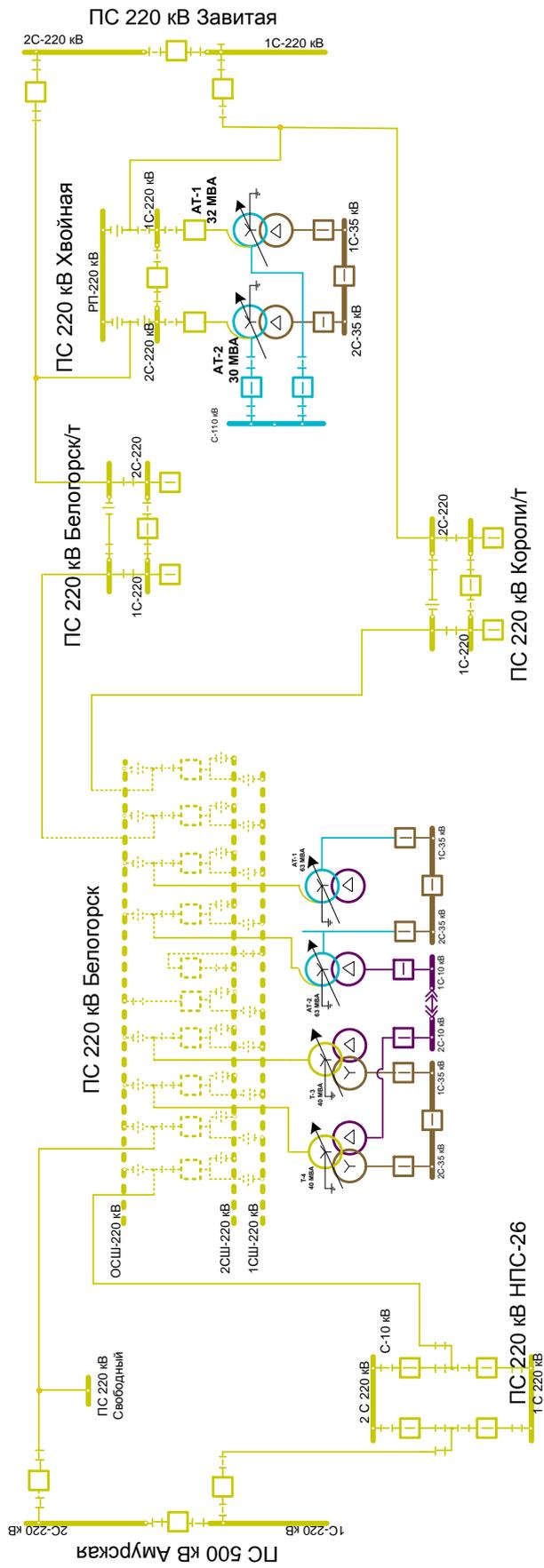


Рисунок 15 – Однолинейная схема варианта развития 3

Вариант развития сети 4 изображен на рисунке 16

Однолинейная схема предлагаемого варианта изображена на рисунке 17.

Техническим решением варианта 4 является отсоединение подстанции Белогорск от существующих ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т и Короли/т – НПС-26 и возведение новой двухцепной ЛЭП от подстанции Амурская до подстанции Белогорск. Таким образом подстанция Белогорск будет получать питание непосредственно от центра питания – подстанции Амурская.

Для подстанции Белогорск предполагается сохранить имеющуюся схему РУ ВН, поскольку она подходит под нужды тупиковой подстанции (в настоящий момент в стандарте ПАО «Россети» не существует схемы для тупиковой подстанции, предусматривающей 4 трансформатора, потому решение стоит считать нетиповым и вынужденным), но при этом осуществить реконструкцию путем замены ее коммутационных аппаратов 220 кВ в силу их физического износа. Также для увеличения надежности электроснабжения потребителей необходимо поменять распределение питания АТ-2 и Т-3 по секциям шин.

Достоинствами данного варианта является устранение узкого места в развиваемой сети, требующее устранения в первую очередь.

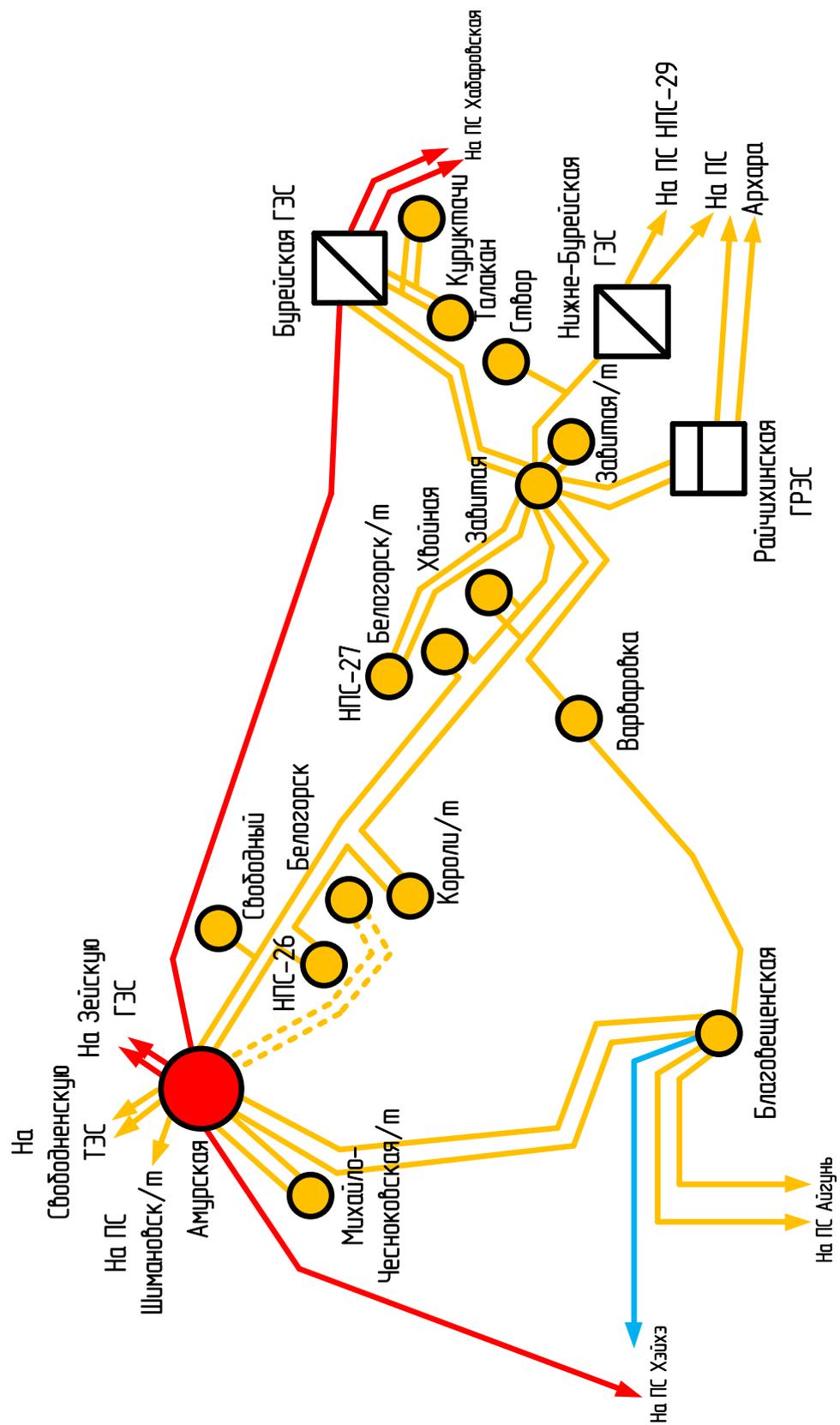


Рисунок 16 – Топологическая схема варианта развития 4

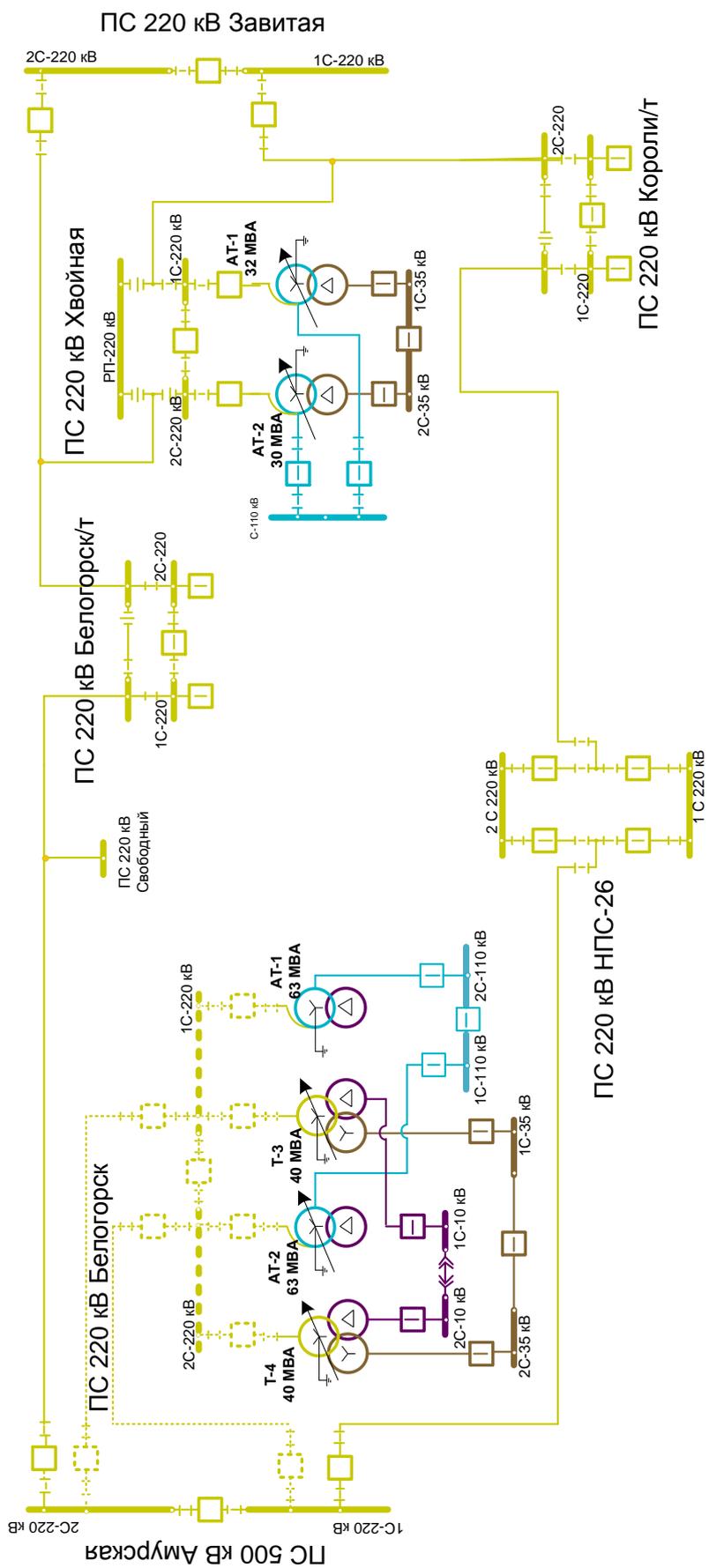


Рисунок 17 – Однолинейная схема варианта развития 4

Недостатками данного варианта развития является потребность проектирования и строительства новой двухцепной ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск, длина которой составит порядка 2х70 километров, а также в связи с этим реконструкция РУ 220 кВ обеих подстанций. ПС Белогорск будет запитана непосредственно от одного из центров питания, но в существующем варианте сети она может получать электроэнергию от двух центров питания (Амурская, Завитая), поэтому в ходе реализации и более глубокого анализа варианта может оказаться так, что данный вариант еще менее надежен, чем существующий на сегодняшний день.

Из вышеприведенного анализа предложенных вариантов развития сети 220 кВ можно сделать вывод, что все они в той или иной мере решают выявленные проблемные места: первый вариант решает проблему надежности на подстанциях Свободный и Белогорск, второй вариант - на всех сразу (Свободный, Белогорск, Хвойная), третий и четвертый – только на подстанции Белогорск. Каждый вариант имеет свои достоинства и недостатки, однако из всех предложенных вариантов необходимо выбрать лишь два. Дальнейший выбор вариантов развития сети будет происходить на основании технического анализа.

3.3 Выбор конкурентоспособных вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области

Приведём таблицу 9 с данными по необходимому количеству выключателей 220 кВ и длин линий для реализации предлагаемых вариантов развития сети.

Таблица 9 – Длины линий и количество выключателей 220 кВ вариантов

Номер варианта	Количество силовых выключателей 220 кВ			Длины ЛЭП 220 кВ, км		
	Реконструкция	Новое строительство	ИТОГО	Реконструкция	Новое строительство	ИТОГО
1	8	1	9	0,11	0,11	0,22
2	11	3	14	-	206	206
3	9	1	10	0,12	0,12	0,24
4	7	2	9	-	2х70	2х70

По признаку наименьшей требуемой длины для реализации варианта самым выгодным является вариант 1.

По признаку наименьшего количества выключателей для реализации варианта являются выгодными варианты 3 и 4, но поскольку в варианте 4 есть существенный недостаток в виде необходимости проектирования и возведения двух цепей ЛЭП 220 кВ суммарной длиной 140 километров, то в дальнейшем, считаю необходимым использовать как вариант с наименьшим количеством силовых выключателей 220 кВ – вариант 3, так как он является экономически более выгодным как в плане строительства так и в плане надежности электроснабжения всей подстанции, ведь в варианте 3 ПС Белогорск имеет возможность быть запитанной от любой из четырех подходящих к ней линий, а в варианте 4 подходящая линия всего одна (двухцепная).

Технический анализ показал, что вариант, который наиболее выгоден по критерию наименьше требуемой длине линий – вариант 1. Вариант, который выгоден по наименьшему количеству требуемых силовых выключателей – вариант 3. Имея два конкурентоспособных варианта можно приступать к следующему этапу выполнения данной работы – их технической проработке.

3.4 Выводы

Таким образом из четырех вариантов развития сети на основе технического анализа было выбрано два конкурентоспособных варианта, которые в ходе магистерской диссертации будут считаться наиболее приоритетными. Теперь, когда есть эти варианты развития далее к ним будет применена техническая проработка, рассмотрение с технико-экономической точки зрения, точки зрения надежности электроснабжения потребителей и в итоге будет выбран лишь один, наиболее выгодный во всех планах вариант развития сети 220 кВ.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 220 кВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

В данном разделе будет выполнена техническая проработка вариантов развития электрических сетей 220 кВ. В объем технической проработки в рамках данной работы входит:

- определение уровня перспективных электрических нагрузок на 2028 год, так как невозможно осуществлять какое-либо развитие сети 220 кВ без понимания роста перспективы нагрузки, которая ляжет на сеть с существующими сечениями линий и номинальными мощностями силовых машин;

- выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС Белогорск, поскольку в результате схемно-режимного анализа сети выяснилось, что для данной подстанции есть вероятность их перегрузки в связи с ростом перспективной нагрузки;

- расчет и анализ установившихся режимов предлагаемых вариантов развития рассматриваемого участка электрической сети 220 кВ;

- расчет токов КЗ на шинах РУ ВН подстанции Белогорск для выбора его основного оборудования (выключатели, разъединители, измерительные преобразователи тока и напряжения, ошиновка, изоляторы, ОПН);

- непосредственно выбор основного первичного оборудования РУ ВН подстанции Белогорск.

4.1 Определение уровня перспективных электрических нагрузок

Основной целью определения максимальных перспективных нагрузок является их использование в модели для расчета установившихся режимов. Цель расчета: определение максимальных нагрузок для расчёта электрических режимов.

Для получения перспективных нагрузок необходимо воспользоваться формулой сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где $P^{баз}$ – базовая максимальная мощность нагрузки;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

N – срок выполнения прогноза принимается равным 5 лет.

Согласно [21], среднегодовой прирост нагрузки Амурской области за 2023 – 2028 годы для Амурской области составит – 6,7 %.

Для получения прогнозируемого максимального потребления мощности для каждой подстанции нужно рассчитать вероятностные характеристики графиков электрических нагрузок, к которым относятся средняя, среднеквадратичная и максимальная мощности [20].

Средняя мощность находится по формулам:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i t_i, \quad (2)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m Q_i t_i, \quad (3)$$

где P_i, Q_i – активная и реактивная мощность потребления по ГЭН соответственно в пределах определенного отрезка времени;

t_i – время, в течении которого наблюдается P_i ;

T_H – суммарное время ГЭН.

Эффективная активная и реактивная мощность определяется по формулам:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i^2 t_i}; \quad (4)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m Q_i^2 t_i}. \quad (5)$$

Максимальная активная и реактивная мощность рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi P}^2 - 1}); \quad (6)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi Q}^2 - 1}), \quad (7)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы;

t_{β} - коэффициент Стьюдента (принимается равным 1,85).

Коэффициент формы определяется:

$$K_{\phi P} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}}; \quad (8)$$

$$K_{\phi Q} = \frac{Q_{\text{эф}}}{Q_{\text{cp}}}. \quad (9)$$

В качестве примера рассчитаем вероятностные характеристики ГЭН для мощности потребления электроэнергии подстанции Белогорск, которая будет складываться из мощности потребления её силовых трансформаторов в каждый час замера.

$$P_{\text{cp}} = \frac{1}{24} (66,68 + 65,75 + 65,9 + 65,75 + 67,04 + 61,01 + 73,11 + 78,01 + 77,29 + 81,89 + 80,96 + 81,96 + 78,59 + 77,67 + 76,65 + 77,74 + 78,53 + 79,79 + 80,89 + 79,59 + 79,36 + 74,84 + 73,54 + 71,21) = 74,990 \text{ MBm}.$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{24} (18,71 + 18,45 + 18,48 + 27,97 + 28,58 + 28,62 + 30,94 + \\ + 33,58 + 33,25 + 22,74 + 22,5 + 22,78 + 21,82 + 21,58 + 21,3 + 21,57 + \\ + 21,8 + 22,25 + 22,57 + 22,22 + 22,15 + 20,89 + 20,54 + 19,85) = 23,548 \text{ Мвар.}$$

$$P_{\phi P} = \left(\left(\frac{1}{24} (66,68^2 + 65,75^2 + 65,9^2 + 65,75^2 + 67,04^2 + 61,01^2 + 73,11^2 + 78,01^2 + \\ + 77,29^2 + 81,89^2 + 80,96^2 + 81,96^2 + 78,59^2 + 77,67^2 + 76,65^2 + 77,74^2 + 78,53^2 + \\ + 79,79^2 + 80,89^2 + 79,59^2 + 79,36^2 + 74,84^2 + 73,54^2 + 71,21^2) \right)^{1/2} \right) = 75,199 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\phi Q} = \left(\left(\frac{1}{24} (18,71^2 + 18,45^2 + 18,48^2 + 27,97^2 + 28,58^2 + 28,62^2 + 30,94^2 + \\ + 33,58^2 + 33,25^2 + 22,74^2 + 22,5^2 + 22,78^2 + 21,82^2 + 21,58^2 + 21,3^2 + 21,57^2 + \\ + 21,8^2 + 22,25^2 + 22,57^2 + 22,22^2 + 22,15^2 + 20,89^2 + 20,54^2 + 19,85^2) \right)^{1/2} \right) = 23,944 \text{ Мвар.}$$

$$K_{\phi P} = \frac{75,199}{74,990} = 1,00279.$$

$$K_{\phi Q} = \frac{23,944}{23,548} = 1,0169.$$

Найдя все необходимые величины, рассчитаем максимальную мощность активной и реактивной нагрузки.

$$P_{\max} = 74,990 \cdot (1 + 1,85 \cdot \sqrt{1,00279^2 - 1}) = 85,377 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\max} = 23,548 \cdot (1 + 1,85 \cdot \sqrt{1,0169^2 - 1}) = 31,580 \text{ Мвар.}$$

Найдем прогнозируемую активную нагрузку на 2028 год:

$$P_{\max} = 85,377 \cdot (1 + 0,067)^5 = 118,076 \text{ МВт.}$$

Прогнозируемая на 2028 год реактивная нагрузка равна:

$$Q_{max} = 31,580 \cdot (1 + 0,067)^5 = 43,675 \text{ Мвар.}$$

Прогнозные максимальные нагрузки для остальных подстанций рассчитываются аналогично.

Фактические и прогнозные максимальные нагрузки подстанций на 2028 год приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Фактические и прогнозные нагрузки подстанций сети развития

Название подстанции	Уном	Текущие нагрузки		Спрогнозированные на 2028 г.		tgφ
		Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	
Белогорск	220	85,38	31,58	118,08	43,68	0,37
Свободный	220	13,66	4,36	18,89	6,03	0,32
Амурская	220	139,81	16,43	193,36	22,72	0,12
Короли/г	220	30	4,2	41,48	5,81	0,14
Белогорск/г	220	10	2,1	13,83	2,90	0,21
Благовещенская	220	203,01	78,97	280,75	109,21	0,38
Варваровка	220	11	3,2	15,21	4,43	0,29
Хвойная	220	26,4	9,56	36,51	13,22	0,36
НПС-26	220	4,50	0,49	6,22	0,69	0,11
Завитая	220	79,43	31,34	109,85	43,35	0,39

Из прогноза электрических нагрузок на 2028 видно, что предвидится серьезное увеличение потребления электроэнергии, потому, необходимо проверить пригодность к эксплуатации Т-3 и Т-4 на ПС Белогорск, о которых говорилось ранее в данной работе в связи с их возможной критической перегрузкой по причине роста перспективных нагрузок.

4.2 Выбор силовых трансформаторов на ПС Белогорск

Согласно СиПР ЕЭС России на 2023-2028 годы [21] в рассматриваемом районе развития планируется установка дополнительных трансформаторов на

подстанциях 220 кВ Белогорск/т и Короли/т. Нагрузка данных подстанций в 2023 году останется неизменной, а рост нагрузки данных подстанций учитывается в расчете перспективного роста потребляемой мощности на 2028 год.

В данной работе будет приведен выбор силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на ПС Белогорск, выбор ее распределительного устройства ВН, выбор инновационного оборудования РУ ВН 220 кВ, выбор устройств компенсации реактивной мощности.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (10)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора (принимается равным 0,7);

P_{cp} – средняя активная мощность, МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность, МВар;

N – количество трансформаторов.

Проверку выбора трансформаторов осуществляют по выражению (11):

В нормальном режиме (коэф. загрузки должен быть не более 0,7) [26]:

$$K_3 = \frac{S_n}{N \cdot S_T} \leq 0,7. \quad (11)$$

В послеаварийном режиме (коэффициент загрузки должен быть не более 1,4 для трансформаторов и не более 1,2 для автотрансформаторов) [26]:

$$K_3 = \frac{S_n}{(N-1) \cdot S_T} \leq 1,4. \quad (12)$$

Выбор мощности трансформатора осуществляется по средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности.

Расчет некомпенсированной реактивной мощности:

Рассчитываем реактивную мощность, которую требуется передать в соответствии с нормативной документацией:

$$Q = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi, \quad (13)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - фиксированное значение коэффициента реактивной мощности (принимается равным 0,4);

P_{\max} – прогнозируемое максимальное значение активной мощности, МВт.

Определяется требуемая реактивная мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{\text{Э}}, \quad (14)$$

Выбираются компенсирующие устройства и определяется их фактическая мощность, которая применяется в дальнейшем расчете.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - Q_{KV\text{факт}}, \quad (15)$$

где $Q_{KV\text{факт}}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, МВар.

$$Q = 64,571 \cdot 0,4 = 25,828 \text{ МВар}$$

$$Q_{KV} = 30,757 - 25,828 = 4,928 \text{ МВар}$$

Таким образом, на каждой секции устанавливаем следующие устройства компенсации реактивной мощности: 1хУКРЛ56-10,5-1800-450 УЗ, 1хУКРЛ56-10,5-450-150 УЗ, 1хУКРЛ56-10,5-300-100 УЗ [55]. Фактическая мощность всех установленных КУ равна 5,1 Мвар

$$Q_{\text{нecк}} = 30,757 - 5,1 = 25,657 \text{ МВар}$$

Определяем мощность силового трансформатора:

$$S_{\text{тп}} = \frac{\sqrt{56,281^2 + 25,657^2}}{2 \cdot 0,7} = 61,853 \text{ МВА.}$$

К установке должны быть приняты трансформаторы той же марки, что и существующие, но с большей номинальной мощностью равной 63 МВА, которые заменяют находящиеся в работе ТДТН-40000/220 на подстанции Белогорск.

Для большей убедительности проверим существующие трансформаторы на соответствие коэффициентов загрузки в нормальном и послеаварийном режиме нормативным значениям.

Для этого необходимо найти значение мощности нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности.

$$S_{\text{н}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{нecк}}^2},$$

$$S_{\text{н}} = \sqrt{64,571^2 + 25,657^2} = 69,481 \text{ МВА.}$$

Нормальный режим (в работе оба трансформатора):

$$K_3 = \frac{69,481}{2 \cdot 40} \approx 0,9.$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме не соответствует нормативному.

Послеаварийный режим (в работе один трансформатор):

$$K_3 = \frac{69,481}{40} \approx 1,7.$$

Такой коэффициент загрузки в послеаварийном режиме, который имеет место быть в перспективе на 2028 в случае аварийного режима не соответствует нормативному и вовсе недопустим, поскольку длительная работа с таким коэффициентом загрузки приведет к выходу из строя силового трансформатора и даже к его возгоранию, потому в данной ситуации должна применяться замена существующих силовых трансформаторов на трансформаторы большей номинальной мощностью. Также, исходя из существующей трансформаторной мощности Т-3 и Т-4 на ПС Белогорск и максимальной мощности перспективной нагрузки, можно сделать вывод, что даже снижение нагрузки данных трансформаторов после компенсации реактивной мощности на подстанции имеет место быть несоответствие их коэффициентов загрузки нормируемым значениям.

Наиболее наглядно перспективу перегрузки силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на ПС Белогорск можно показать с помощью графика их электрических нагрузок (ГЭН). На рисунке 18 изображен суммарный ГЭН для одного силового трансформатора на ПС Белогорск в зимнее и летнее время (предполагается, что второй СТ в ремонте).

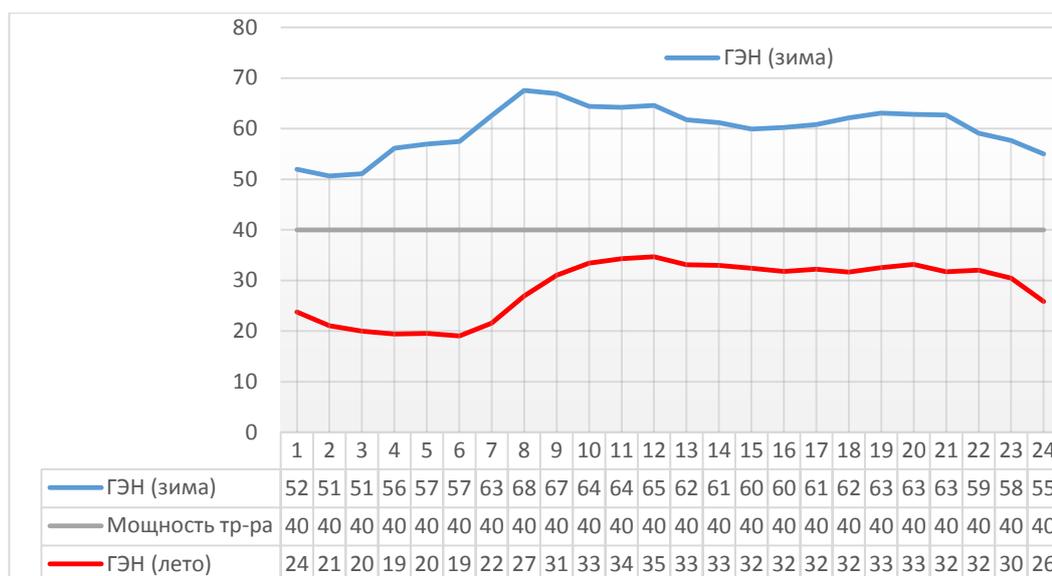


Рисунок 18 - ГЭН силового трансформатора в зимний и летний период

Как видно из графика электрических нагрузок в зимнее и летнее время общая нагрузка на трансформаторы существующие Т-3 и Т-4 летом не превышает номинальной мощности одного силового трансформатора, а зимой, наоборот, на протяжении всех суток контрольных замеров коэффициент загрузки не опускается ниже значения 1,27, что в соответствии с приказом Минэнерго №81 от 08.02.2019 (таблица 1, таблица 6) для данного типа трансформатора недопустимо, поскольку перегрузка трансформатора без ограничения работы по времени должна составлять не более 120 % от его номинальной мощности.

В связи с вышеизложенным считаю необходимым принять решение о замене существующих силовых трансформаторов Т-3, Т-4 на силовые трансформаторы той же марки, но с большей номинальной мощностью, а именно 2х63 МВА. Таким образом, для принятых к установке силовых трансформаторов будут выполняться требования по работе в режиме перегрузки с ограничением и без ограничения по времени работы [29].

Тем не менее должны соблюдаться и требования, регламентирующие температурных режим верхних слоев масла и наиболее нагретой точки при работе трансформатора. Для систем охлаждения Д и Ц максимальная

температура масла в послеаварийном режиме не должна составлять более 115°C, а температура обмоток в наиболее нагретой точке 140°C [50], поэтому после выбора и замены силовых трансформаторов на более мощные будет произведен их тепловой расчет.

Для исправления сложившейся ситуации примем к установке трансформаторы Т-3 и Т-4 марки ТДТН-63000/220 и проверим их по коэффициенту загрузки.

Нормальный режим (в работе оба трансформатора):

$$K_3 = \frac{69,481}{2 \cdot 63} \approx 0,6.$$

Коэф. загрузки в нормальном режиме соответствует нормативному [29].

Послеаварийный режим (в работе один трансформатор):

$$K_3 = \frac{69,481}{63} \approx 1,2.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме соответствует нормативному [29].

Аналогично произведем выбор автотрансформаторов. При проектировании развития сетей 220 кВ для наибольшего эффекта от компенсации реактивной мощности целесообразно КУ устанавливать в сетях 10 и 35 кВ, отсюда принято решение при выборе автотрансформаторов на подстанции Белогорск считать, что компенсация проведена в сетях более низкого напряжения выдержан предельный коэффициент между активной и реактивной мощностью нагрузки, который равен 0,4, поэтому компенсация реактивной мощности при выборе автотрансформаторов не требуется.

Определяем мощность силового автотрансформатора:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{47,428^2 + 13,871^2}}{2 \cdot 0,7} = 35,296 \text{ МВА.}$$

Как видно из расчета требуемой автотрансформаторной мощности, мощности установленных автотрансформаторов очевидно достаточно для обеспечения их работы без ограничения длительности времени, поэтому необходимо принять к установке новые автотрансформаторы той же марки и номинальной мощности, поскольку существующие на ПС Белогорск автотрансформаторы исчерпали свой ресурс по продолжительности срока службы, соответственно индекс их технического состояния [47] низок и достаточен для того, чтобы принять решение об их замене на новые.

Проверим данные трансформаторы на соответствие коэффициентов загрузки нормативным значениям:

Для этого необходимо найти значение мощности нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности.

$$S_n = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2},$$

$$S_n = \sqrt{53,574^2 + 13,871^2} = 55,341 \text{ МВА.}$$

Нормальный режим (в работе оба автотрансформатора):

$$K_s = \frac{55,341}{2 \cdot 63} \approx 0,5.$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме не превышает нормативное значение коэффициента загрузки.

Послеаварийный режим (в работе один трансформатор):

$$K_3 = \frac{55,341}{63} \approx 0,9.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не больше номинального, но и не превышает нормативное значение.

С учетом высоких ежегодных приростов нагрузки согласно [21], считается оправданным оставить трансформаторы с коэффициентом загрузки равным 0,9 в послеаварийном режиме, т.е. оставить некоторый запас по мощности.

Выбранные трансформаторы и автотрансформаторы оптимально загружены в нормальном режиме и загружены в соответствии с нормативным значением в послеаварийном режиме, поэтому выбраны правильно и могут быть приняты к установке на ПС Белогорск.

Тепловой расчет принятого силового трансформатора большей мощности приведен далее.

Каталожные данные принятых к установке трансформаторов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Каталожные данные трансформатора

ТДТН – 63000/220/35/10 – УХЛ1	Напряжение обмоток, кВ	Пределы регулиру- рования РПН	Напряжение короткого замыкания, U _к ,%		ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
			В-С	12,5			
Обмотка ВН	230	±12 x 1%	В-Н	22	270	60	0,8
Обмотка СН	38,5		С-Н	9,5			
Обмотка НН	11						

Каталожные данные принятых к установке автотрансформаторов представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Каталожные данные автотрансформатора

АТДЦТН – 63000/220/110/10 – УХЛ1	Напряжение обмоток, кВ	Пределы регулиру- рования РПН	Напряжение короткого замыкания, U _к ,%		ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
			В-Н	35,7			
Обмотка ВН	230	±6 x 2%	В-С	11	215	45	0,5
Обмотка СН	121		С-Н	21,9			
Обмотка НН	11						

Таким образом из приведенных расчетов по выбору силовых трансформаторов на подстанции Белогорск было установлено, что имеются проблема, которая выражается в их недопустимой перегрузке в аварийном режиме работы, потому было принято решение о замене существующих силовых трансформаторов номинальной мощностью 40 МВА на более мощные – 63 МВА каждый. Правильность выбора силовых трансформаторов была проверена пересчетом их коэффициента загрузки и далее будет подтверждена тепловым расчетом. Также, была произведена замена на новые такой же мощности и проверка коэффициента загрузки силовых автотрансформаторов, поскольку анализ их индекса технического состояния показал, что они нуждаются в замене. Принятые к установке на подстанции Белогорск силовые трансформаторы и автотрансформаторы исправили проблемы, связанные с их перегрузкой и техническим износом.

4.3 Тепловой расчет силового трансформатора

Тепловой расчет будет производиться в соответствии с указаниями [50] для трансформатора ТДТН-63000/220 при его аварийной перегрузке с перспективой на 2028 год в зимний период, поскольку в летний период суммарная нагрузка по сторонам СН и НН не превышает номинальной.

ГЭН трансформатора в сутки зимнего контрольного замера изображен на рисунке 19.

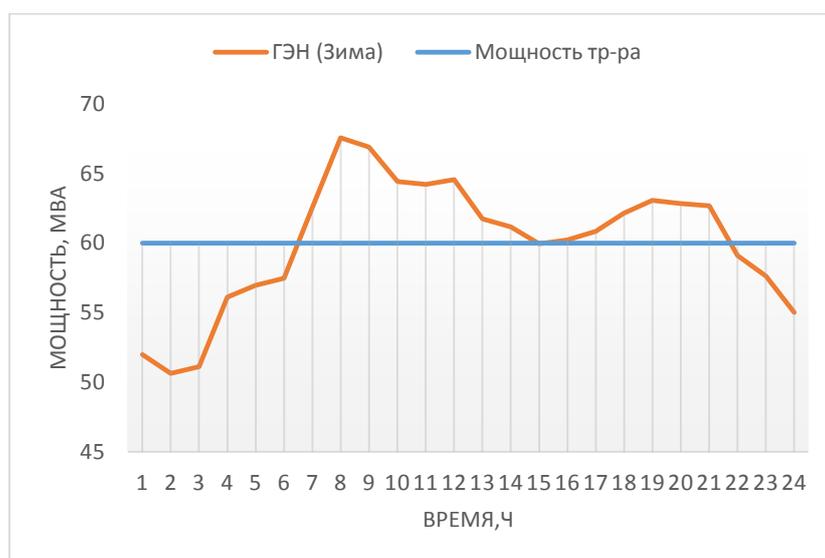


Рисунок 19 - ГЭН трансформатора в сутки зимнего контрольного замера

Данный ГЭН необходимо преобразовать в двухступенчатый график эквивалентный тепловой нагрузке трансформатора с коэффициентами тепловой нагрузки K_1 - начальная тепловая нагрузка на силовой трансформатор, характеризующая загруженность на участках ГЭН, не превышающих номинальную мощность самого трансформатора и K_2 – аварийная тепловая нагрузка трансформатора, характеризующая загруженность на участках ГЭН, превышающих номинальную мощность самого трансформатора.

Коэффициенты рассчитываются исходя из значения нагрузки в каждый час замера по формуле:

$$K = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots \Delta t_m}}, \quad (16)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА (в данном случае принимается равным 63 МВА);

$\Delta t_{1..m}$ – интервал времени замера, ч (для данного ГЭН равен 1 ч);

$S_{1..m}$ – мощность нагрузки силового трансформатора на соответствующем интервале времени, МВА.

Значения коэффициентов:

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{2.743 \cdot 10^{10}}{9 \cdot 1}} = 0,876.$$

$$K_2 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{5.959 \cdot 10^{10}}{15 \cdot 1}} = 1.$$

Эквивалентный график тепловой нагрузки изображен на рисунке 20.

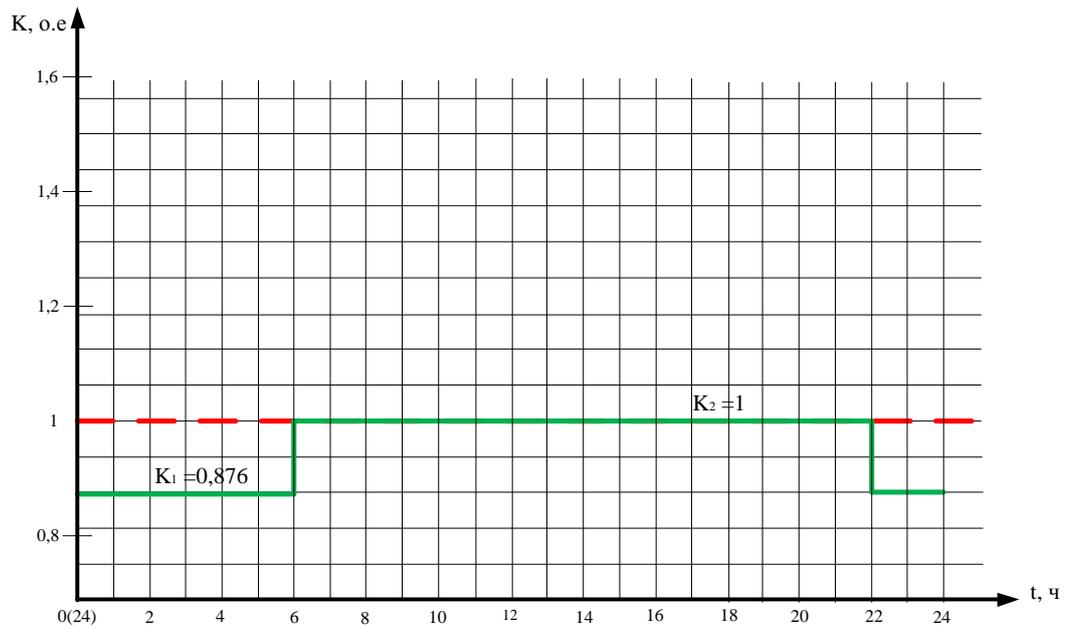


Рисунок 20– Эквивалентный график тепловой нагрузки

Максимальный коэффициент загрузки рассчитаем по формуле:

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{НОМ}}, \quad (17)$$

где S_{\max} – максимальная нагрузка за время ГЭН (для рассматриваемого ГЭН равна 67,564 МВА).

$$K_{\max} = \frac{67,564}{63} = 1,072.$$

Проверим допустимые температуры верхних слоев масла и наиболее нагретой точки обмотки трансформатора в аварийном режиме.

Температура верхних слоев масла в режиме аварийных перегрузок найдем по формуле:

$$v_m = \Theta_{mНОМ} \left(\frac{1 + dK_{\max}^2}{1 + d} \right)^m, \quad (18)$$

где $\Theta_{\text{мНОМ}}$ – превышение температуры масла в верхних слоях на температурой окружающей среды при номинальных условиях, °С (для системы охлаждения Д принимается равной 55°С);

d – отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода трансформатора;

m – коэффициент, принимаемы по рекомендациям МЭК для системы охлаждения Д равным 0,9.

$$v_m = 55 \cdot \left(\frac{1 + \frac{270}{60} \cdot 1,072^2}{1 + \frac{270}{60}} \right)^{0,9} = 65,114^\circ\text{C}.$$

Рассчитанная температура верхних слоев масла в аварийном режиме не превышает допустимую.

Определим температуру наиболее нагретой точки обмотки трансформатора по формуле:

$$v_{\text{об}} = v_m + \Delta\Theta_{\text{обНОМ}} K_{\text{max}}^{2n}, \quad (19)$$

где $\Delta\Theta_{\text{обНОМ}}$ - суммарная разница температур между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях, °С (для системы охлаждения Ц и Д принимается равной 23°С);

n – коэффициент, принимаемы по рекомендациям МЭК для системы охлаждения Д равным 0,8.

$$v_{\text{об}} = 65,114 + 23 \cdot 1,072^{2 \cdot 0,8} = 92,648^\circ\text{C}.$$

Рассчитанная температура наиболее нагретой точки обмотки силового трансформатора не превышает допустимую.

Таким образом, приведенный тепловой расчет силового трансформатора показал, что и температурный режим его работы при его аварийной нагрузке позволяет длительную работу в таком режиме и дальнейшие проверки не требуются.

4.4 Расчет установившихся режимов вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области.

Для анализа схемно-режимной характеристики развиваемой сети необходимо выделить ее эквивалент – часть сети, которая может рассматриваться отдельно от всей остальной энергосистемы при этом не теряя своих режимных свойств.

Для расчета режима применительно к конкретному участку развития электрической сети 220 кВ в эквивалент войдут все подстанции между ПС Амурская и Завитая, они сами и источники генерации в энергосистеме амурской области: Бурейская ГЭС, Нижне-Бурейская ГЭС, Райчихинская ГРЭС. За базисный узел целесообразно принять шины 500 кВ Амурская. В качестве узлов генерации приняты шины 500 кВ Бурейской ГЭС, шины 220 кВ Бурейской ГЭС, шины 220 кВ Нижне-Бурейской ГЭС, шины 220 кВ Райчихинской ГРЭС.

Результаты расчёта режимов для варианта 1 приведены на рисунках 23,24.

Расчет нормального режима варианта развития 3 представлен на рис. 21.

В таблице 13 приведены значения напряжений в узлах сети варианта 3 в нормальном режиме.

Таблица 13 – Напряжения в узлах сети варианта 3 в нормальном режиме

Наименование узла	Напряжение, кВ	1,1 Uном, кВ
1	2	3
Шины 500 БГЭС	525	550
Шины 220 БГЭС	242	242
Шины 500 кВ ПСАмурская	525	550
Шины 220 кВ ПСАмурская	239,0	242
Шины 220 кВ НБГЭС	242	242
Шины 220 кВ РайГРЭС	241,2	242
Шины 220 кВ ПС Благовещенская	224,8	242
Шины 220 кВ ПС Варваровка	233,0	242
Шины 220 кВ ПС Завитая	239,1	242
Шины 220 кВ ПС Хвойная	236,7	242

Продолжение таблицы 13

1	2	3
Шины 220 кВ ПС Короли/т	236,4	242
Шины 220 кВ ПС Белогорск/т	236,6	242
Шины 220 кВ ПС НПС-26	236,7	242
1СШ 220 кВ ПС Белогорск	235,8	242
2СШ 220 кВ ПС Белогорск	236,3	242
1сш 110 кВ ПС Белогорск	116,3	121
2сш 110 кВ ПС Белогорск	116,3	121
1сш 35 кВ ПС Белогорск	38,1	38,5
2сш 35 кВ ПС Белогорск	38,1	38,5
1сш 10 кВ ПС Белогорск	10,9	11
2сш 10 кВ ПС Белогорск	10,9	11

Из данных таблицы можно сделать вывод, что напряжение в большинстве узлов сети находится в допустимых пределах. [30].

Результаты расчета послеаварийного режима варианта развития 3 показаны на рисунке 22.

В данном послеаварийном режиме отключались ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26, Короли/т – Завитая с отп. на ПС Хвойная, а также предполагалось, что был выведен в ремонт В-220 Белогорск/т на ПС Завитая. Такой комбинацией отключения мы добиваемся максимальной нагрузки на головной участок транзита мощности между ПС Амурская и Завитая, идущий через ПС Белогорск. На данном головном участке установлен провод АС-240/32 максимальный допустимый ток которого составляет 605 А. Токовая нагрузка в данном режиме работы сети незначительно превышает длительно допустимой на проверяемом головном участке и всех остальных участках сети (табл.18).

Потому, целесообразно для данного варианта развития предусмотреть замену провода АС-240/32 на провод большим сечением АС-300/39 (длина 3,7 км) с длительно допустимым током 710А [7].

Следует отметить, что данный послеаварийный режим является наитяжелейшим для данного транзита, так как подразумевает наложение всей нагрузки на один головной участок и отказ одновременно трех элементов (2 линии и один выключатель). Тем не менее, даже в таком маловероятном режиме значения напряжений в сети 220 кВ находятся в пределах нормативных значений, что подтверждает отсутствие проблем и в других режимах транзита, поскольку они будут легче, чем рассматриваемый случай.

В таблице 14 приведены значения напряжений в узлах в послеаварийном режиме варианта развития №3.

Таблица 14 – Напряжения в узлах сети варианта развития 3 в послеаварийном режиме

Наименование узла	Напряжение, кВ	1,1 Uном, кВ
Шины 500 БГЭС	525	550
Шины 220 БГЭС	242	242
Шины 500 кВ ПСАмурская	525	550
Шины 220 кВ ПСАмурская	237,4	242
Шины 220 кВ НБГЭС	242	242
Шины 220 кВ РайГРЭС	242	242
Шины 220 кВ ПС Благовещенская	223,1	242
Шины 220 кВ ПС Варваровка	231,2	242
Шины 220 кВ ПС Завитая	240,0	242

Продолжение таблицы 14

1	2	3
Шины 220 кВ ПС Хвойная	218,2	242
Шины 220 кВ ПС Короли/т	219,4	242
Шины 220 кВ ПС Белогорск/т	220,6	242
Шины 220 кВ ПС НПС-26	220,9	242
1СШ 220 кВ ПС Белогорск	221,0	242
2СШ 220 кВ ПС Белогорск	221,0	242
1сш 110 кВ ПС Белогорск	108,6	121
2сш 110 кВ ПС Белогорск	108,6	121
1сш 35 кВ ПС Белогорск	35,4	38,5
2сш 35 кВ ПС Белогорск	35,4	38,5
1сш 10 кВ ПС Белогорск	10,2	11
2сш 10 кВ ПС Белогорск	10,2	11

Значения напряжений в узлах нагрузки в послеаварийном режиме соответствуют предельно допустимым значениям $\pm 10\%$ от номинального напряжения [60].

На рисунке 23 показан нормальный режим варианта развития 1. В таблице 15 приведены значения напряжений узлов нагрузки данного варианта развития. Таблица 15 – Напряжения в узлах сети варианта развития 1 в нормальном режиме

Наименование узла	Напряжение, кВ	1,1 Uном, кВ
Шины 500 БГЭС	525	550
Шины 220 БГЭС	242	242
Шины 500 кВ ПСАмурская	525	550
Шины 220 кВ ПСАмурская	238,8	242
Шины 220 кВ НБГЭС	242	242
Шины 220 кВ РайГРЭС	241,0	242
Шины 220 кВ ПС Благовещенская	224,7	242
Шины 220 кВ ПС Варваровка	232,9	242
Шины 220 кВ ПС Завитая	239,0	242
Шины 220 кВ ПС Хвойная	237,6	242
Шины 220 кВ ПС Короли/т	237,6	242
Шины 220 кВ ПС Белогорск/т	232,8	242
Шины 220 кВ ПС НПС-26	238,7	242
1СШ 220 кВ ПС Белогорск	232,3	242
2СШ 220 кВ ПС Белогорск	232,3	242
1сш 110 кВ ПС Белогорск	114,4	121
2сш 110 кВ ПС Белогорск	114,4	121
1сш 35 кВ ПС Белогорск	37,1	38,5
2сш 35 кВ ПС Белогорск	37,1	38,5
1сш 10 кВ ПС Белогорск	10,7	11
2сш 10 кВ ПС Белогорск	10,7	11

Из данных таблицы можно сделать вывод, что напряжение в большинстве узлов сети находится в допустимых пределах, что соответствует требованиям качества электроэнергии [30].

На рисунке 24 приведен послеаварийный режим варианта развития 1.

В данном послеаварийном режиме также проверялся головной участок транзита, питающего ПС Белогорск – ВЛ 220 кВ Амурская – Свободный. Данная линия имеет провод марки АС-240/32 с максимально допустимым током 605 А. Значение токовой нагрузки на данном участке в аварийном режиме составит 505 А, что меньше максимального длительно допустимого тока ВЛ. Токовая нагрузка головного участка и всех остальных не превышает длительно допустимых значений имеющихся проводов (таблица).

В таблице 16 приведены значения напряжений в узлах в послеаварийном режиме варианта развития №3.

Таблица 16 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Наименование узла	Напряжение, кВ	1,1 Uном, кВ
Шины 500 БГЭС	525	550
Шины 220 БГЭС	242	242
Шины 500 кВ ПСАмурская	525	550
Шины 220 кВ ПСАмурская	237,6	242
Шины 220 кВ НБГЭС	242	242
Шины 220 кВ РайГРЭС	242	242
Шины 220 кВ ПС Благовещенская	223,3	242
Шины 220 кВ ПС Варваровка	232,1	242
Шины 220 кВ ПС Завитая	240,1	242
Шины 220 кВ ПС Хвойная	219,8	242
Шины 220 кВ ПС Короли/т	235,6	242
Шины 220 кВ ПС Белогорск/т	222,2	242
Шины 220 кВ ПС НПС-26	237,1	242
1СШ 220 кВ ПС Белогорск	222,5	242
2СШ 220 кВ ПС Белогорск	222,5	242
1сш 110 кВ ПС Белогорск	109,4	121
2сш 110 кВ ПС Белогорск	109,4	121
1сш 35 кВ ПС Белогорск	35,3	38,5
2сш 35 кВ ПС Белогорск	35,3	38,5
1сш 10 кВ ПС Белогорск	10,1	11
2сш 10 кВ ПС Белогорск	10,1	11

Значения напряжений в узлах нагрузки в послеаварийном режиме соответствуют нормативным [60].

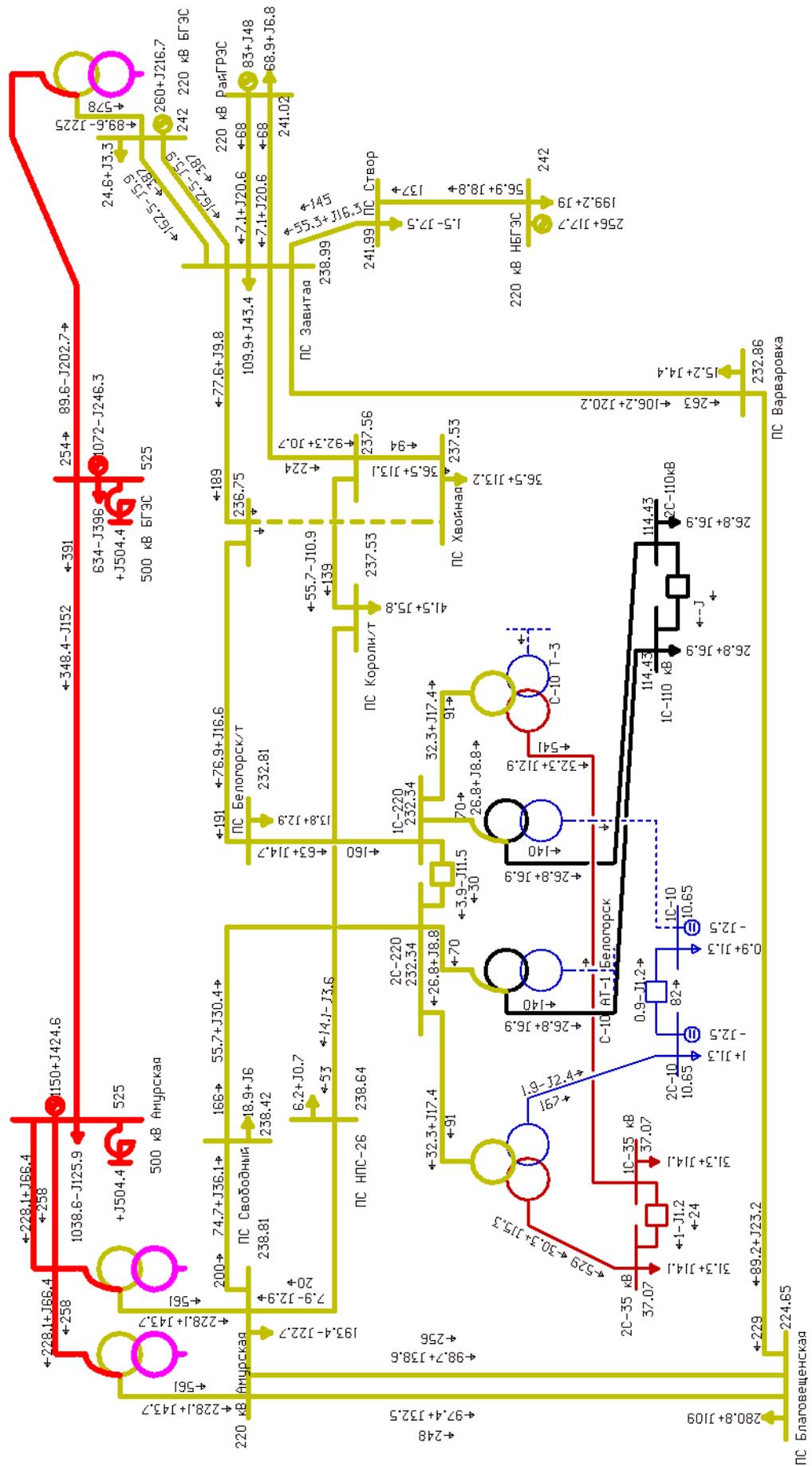


Рисунок 23 - Схема из ПВК RastrWin. Нормальный режим варианта №1

В таблицах 17 и 18 приведены токовые нагрузки ЛЭП обоих вариантов развития для нормального и послеаварийного режимов соответственно.

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме для 1 и 3 вариантов

Наименование ВЛ (марка провода)		Токовая загрузка, А	Длительно допустимый ток, А		Токовая загрузка, А	Длительно допустимый ток, А
1		2	3		4	5
ВЛ 500 кВ БГЭС – Амурская (3хАС-330/27)	1 вариант	391	2190	3 вариант	391	2190
ВЛ 220 кВ Амурская – Свободный (АС-240/32)		200	605		-	-
ВЛ 220 кВ Свободный - Белогорск (АС-240/32)		166	605		-	-
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск с отп. на ПС Свободный (АС-300/39)		-	-		97	710
ВЛ 220 кВ Белогорск – Белогорск/т (АС-300/39)		160	710		106	710
ВЛ 220 кВ Белогорск/т - Завитая с отп. на ПС Хвойная (АС-300/39)		189	710		139	710
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (АС-300/39)		20	710		82	710
ВЛ 220 кВ НПС-26 – Короли/т (АС-300/39)		53	710		-	-
ВЛ 220 кВ НПС-26 – Белогорск (АС-300/39)		-	-		75	710
ВЛ 220 кВ Белогорск - Короли/т (АС-300/39)		-	-		87	710
ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отп. на ПС Хвойная (АС-300/39)		224	710		275	710
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1 (АС-400/51)		256	825		256	825
ВЛ 220 кВ Амурская– Благовещенская №2		248	710		248	710

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка (АС-300/39)	229	710	226	710
ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка (АС-300/39)	263	710	263	710
ВЛ 220 кВ БГЭС – Завитая 1ц. (АС-400/51)	387	825	387	825
ВЛ 220 кВ БГЭС – Завитая 2ц. (АС-400/51)	387	825	387	825
ВЛ 220 кВ РайГРЭС – Завитая №1 (АС-240/32)	68	605	68	605
ВЛ 220 кВ РайГРЭС – Завитая №2 (АС-240/32)	68	605	68	605
ВЛ 220 кВ НБГЭС – Завитая с отп. на ПС Створ (АС-400/51)	137	825	137	825

Таблица 18 - Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме для вариантов развития 1 и 3

Наименование ВЛ (марка провода)	Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А
ВЛ 500 кВ БГЭС – Амурская (3хАС-330/27)	511	2190	511	2190
ВЛ 220 кВ Амурская – Свободный (АС-240/32)	505	605	-	-
ВЛ 220 кВ Свободный - Белогорск (АС-240/32)	466	605	-	-
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск с отп. на ПС Свободный (АС-240/32)	-	-	625	710
ВЛ 220 кВ Белогорск – Белогорск/т (АС-300/39)	133	710	134	710

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Белогорск/т - Завитая с отп. на ПС Хвойная (АС-300/39)	102	710	103	710
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (АС-300/39)	118	710	ОТКЛ	710
ВЛ 220 кВ НПС-26 – Короли/т (АС-300/39)	103	710	-	-
ВЛ 220 кВ НПС-26 – Белогорск (АС-300/39)	-	-	17	710
ВЛ 220 кВ Белогорск - Короли/т (АС-300/39)	-	-	110	710
ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отп. на ПС Хвойная (АС-300/39)	ОТКЛ	710	ОТКЛ	710
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1 (АС-400/51)	201	825	201	825
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №2 (АС-300/39)	195	710	195	710
ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка (АС-300/39)	361	710	362	710
ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка (АС-300/39)	396	710	397	710
ВЛ 220 кВ БГЭС – Завитая 1ц. (АС-400/51)	246	825	246	825
ВЛ 220 кВ БГЭС – Завитая 2ц. (АС-400/51)	246	825	246	825
ВЛ 220 кВ РайГРЭС – Завитая №1 (АС-240/32)	66	605	66	605
ВЛ 220 кВ РайГРЭС – Завитая №2 (АС-240/32)	66	605	66	605
ВЛ 220 кВ НБГЭС – Завитая с отп. на ПС Створ (АС-400/51)	136	825	136	825

На основании параметров расчета режимов для вариантов 1 и 3 видно, что значения токов в нормальном и послеаварийном режимах не превышает длительно допустимых токов проводов, установленных на участке развития сети, а значения напряжений в этих режимах остаются в соответствии с требованиями нормативной документации, что соответствует требованиям качества электроэнергии [30]. Значения токов нагрузки по ЛЭП не превышает длительно допустимых значений токов установленных проводов. Также, анализ режимной ситуации для обоих вариантов развития показал, что применение фазоповоротных трансформаторов на рассматриваемом участке развития сетей 220 кВ нецелесообразно, поскольку отсутствуют проблемы в отношении управления перетоками реактивной мощности в сети.

4.5 Расчет потерь активной мощности в нормальном режиме работы предлагаемых вариантов развития.

В таблице 19 указаны величины потерь для каждого варианта развития. Таблица 19 - Величина потерь активной мощности обоих вариантов до установки устройств компенсации реактивной мощности

	$P_{ген}$	$P_{наг}$	Потери до установки КУ, МВт	Потери после установки КУ, МВт	Разница в потерях, %
Вариант 1	2821	2801	20,06	19,99	0,34
Вариант 3	2820	2801	19,37	19,34	0,15

Проанализировав таблицу, становится очевидным, что установка КУ на шинах НН подстанции Белогорск для обоих вариантов развития положительно влияет на величину потерь электроэнергии во всей сети, потому, несмотря на то, что с установкой трансформаторов Т-3 и Т-4 большей мощности проблема с перегрузкой этих трансформаторов решилась, тем не менее, для сокращения убытков, связанных с потерями электроэнергии считаю необходимым оставить выбранные к установке устройства компенсации реактивной мощности.

Таким образом, на каждой секции устанавливаем следующие устройства компенсации реактивной мощности: 1хУКРЛ56-10,5-1800-450 УЗ, 1хУКРЛ56-10,5-450-150 УЗ, 1хУКРЛ56-10,5-300-100 УЗ.

4.6 Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного короткого замыкания

Расчет токов КЗ необходим для выбора и проверки первичного оборудования на ПС. Основные допущения, используемые при расчетах токов КЗ [34]:

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

Сопротивление системы рассчитывается по выражению:

$$x_{Ci} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3i}}; \quad (20)$$

где I_{K3i} - трехфазный ток КЗ.

$$x_{САмурская} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 13,433} = 9,885 \text{ Ом};$$

$$x_{СЗавитая} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 12,341} = 10,760 \text{ Ом}.$$

Сопротивления системы нулевой последовательности находятся аналогичным образом.

Сопровитления прямой последовательности линий находятся по формуле:

$$x_{л} = x_{0} \cdot l, \quad (21)$$

где x_0 - удельное индуктивное сопротивление линии;

l - длина ВЛ.

Среднее значение отношения сопротивления нулевой и прямой последовательностей для ВЛ (одноцепных) равно 3, значит, чтобы получить сопротивление нулевой последовательности линии для расчета значений токов однофазных КЗ необходимо увеличить значение сопротивления прямой последовательности ЛЭП в три раза. Для ВЛ с двумя цепями отношение сопротивления нулевой последовательности и прямой последовательности линии примерно равно 4,7.

$$x_{н.п} = 3 \cdot x_0 \cdot l, \quad (22)$$

Расчет токов короткого замыкания произведен в ПВК RastrWin3.

4.7 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3 [4]

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Ударный ток рассчитывается по формуле [34]:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} \cdot I_{п0}^{(3)} \quad (23)$$

где $I_{по}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{уд}$ – ударный коэффициент для шин 220 кВ равен 1,717 [34].

Значения токов КЗ на шинах ПС Белогорск приведены в таблице 20

Таблица 20 – Значения токов КЗ на шинах ПС Белогорск

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Двухфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ (3Io), кА	Ударный ток при трехфазном КЗ, кА
Шины 220 кВ	8,326	7,211	8,128	20,217

4.8 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов 220 кВ

На ОРУ 220 кВ как правило используют гибкую ошиновку, которая сделана из проводов марки АС. Эти же провода используются для соединения ошиновки с силовыми машинами и коммутационными аппаратами.

Расчет минимального сечения ошиновки выполняется по длительно допустимому току по соотношению:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}, \quad (24)$$

На ОРУ 220 кВ примем к установке ошиновку из провода АС-300/39 и выполним ее роверку по длительно допустимому току нагрузки. Длительно допустимый ток нагрузки для надежности выбора ошиновки целесообразно принять сумме номинальных токов силовых трансформаторов на подстанции, поскольку эта сумма является больше, чем токовая нагрузка всей подстанции по стороне 220 кВ, спрогнозированная на 2028 год. будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-300/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$661 \leq 710 \text{ А.}$$

Условие выполняется, значит выбранная ошиновка может быть применена на данной подстанции.

Применяемая ошиновка должна быть проверена на термическую стойкость в токам короткого замыкания:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \leq q, \quad (25)$$

где C – коэффициент, который зависит от материала провода (для алюминия принимается равным 90).

$$B_{\kappa} = I_{\Pi 0}^2 (t_{P3} + t_{откл} + T_a), \quad (26)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя (принимается равным 0,06 с) [52];
 t_{P3} – выдержка времени срабатывания УРЗА (принимается равным 0,5 с);
 T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания (для сетей 220 кВ принимается равной 0,03) [34].

$$B_{\kappa} = 8,326^2 (0,05 + 0,06 + 0,03) = 40,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{40900000}}{90} = 71,06 \text{ мм}^2.$$

Требуемое по условию термической стойкости сечение ошиновки меньше принятого к установке, значит выбранный в качестве ошиновки провод удовлетворяет этому условию.

На стойкость к электродинамическому воздействию тока короткого замыкания данная ошиновка проверяться не будет, поскольку значение

периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания не превышает значения в 20 кА [26].

Далее проводится проверка провода на коронный разряд, который является паразитным и приводит к повышенным потерям, созданию помех и отрицательному влиянию на состояние контактных соединений [46].

Коронный разряд возникает при максимальном значении начальной напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (27)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (28)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Коронный разряд не будет образовываться при выполнении условия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (29)$$

Вычислим критическую напряженность электрического поля для провода АС-300/39:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,628 \text{ кВ} / \text{см}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{252}{1,2}} = 12,137 \text{ кВ} / \text{см};$$

$$1,07 \cdot 12,137 \leq 0,9 \cdot 31,628;$$

$$12,99 \leq 28,46.$$

Требуемое условие отсутствия коронирования выполняется, значит выбранный в качестве ошиновки провод марки АС-300/39 может быть установлена на ОРУ 220 кВ ПС Белогорск.

На ОРУ силовые токоведущие части присоединяются к несущим конструкциям с помощью изоляторов. Для выбора изолирующих устройств ключевым условием выбора является длина пути утечки, которая рассчитывается по формуле

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \tag{30}$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ (принимается равным 2 см/кВ) [27];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности [61].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (31)$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора [64].

На ОРУ 220 кВ к вычисленному числу изоляторов нужно добавить еще 2 изолятора.

Произведем выбор подвесных изоляторов для системы шин на открытом распределительном устройстве 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120В с длиной пути утечки 407 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{40,7} + 2 = 13,145.$$

Округляем получившееся число и получаем 14 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Опорные изоляторы также встречаются на ОРУ 220 кВ и используются для фиксации и крепления силовых токоведущих частей. Они выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению, кВ;
- по механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (32)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (33)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно [27] расчетная нагрузка не должна быть больше 60% от допустимой нагрузки, указанной в паспорте изолятора.

Расчетная сила, действующая на изгиб опорного изолятора, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (34)$$

где a – расстояние между фазами (для 220 кВ принимается равным 4 м. [53]);

l – длина пролета между изоляторами (принимается равной 15 м).

Примем к установке на ОРУ 220 кВ и проверим опорный изолятор стержневой с кремнийорганической оболочкой ОСК 12,5-220-А-19-2 УХЛ1 с длиной пути утечки – 5930 мм. [65]

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н.}$$

Наибольший ударный ток на ПС 220 кВ Белогорск, составляет 20,217 кА.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{20217^2}{4} \cdot 15 \cdot 10^{-7} = 265,4 \text{ Н.}$$

$$265,4 \leq 7500 \text{ Н.}$$

Как можно увидеть из соотношения, изолятор обладает большим запасом прочности и потому может быть установлен на ОРУ 220 кВ подстанции Белогорск.

4.9 Выбор и проверка силовых выключателей 220 кВ

Силовые выключатели 220 кВ могут быть выбраны элегазовые, поскольку их климатическое исполнение позволяет использование в широтах района развития сетей 220 кВ. [22].

Для установки на ОРУ 220 кВ для ПС Белогорск выбираем элегазовые выключатели ВГТ – 220 – УХЛ1 с номинальным рабочим током 3150 А [52].

Силовые выключатели данной предназначены для коммутаций силовых электрических цепей в рабочих и аварийных режимах.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (35)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{уст}$ – номинальное напряжение установки (ОРУ 220 кВ), кВ.

$$220 \leq 220 \text{ кВ};$$

Условие подбора по напряжению выполняется.

Условие по номинальному току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (36)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток коммутационного аппарата, А.

За максимально возможный ток присоединения целесообразно принять длительно допустимый ток провода ошиновки, поскольку именно на эту величину тока может быть нагружена линия, питающая данную подстанцию.

$$710 \leq 3150 \text{ А.}$$

Условие по номинальному току нагрузки коммутационно аппарата выполняется.

Условие по отключающему току:

$$I_{по} \leq I_{откл.ном}, \quad (37)$$

$$8,326 \leq 40 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Проверку по току включения проводят по следующему условию:

$$I_{по} \leq I_{вкл.ном}, \quad (38)$$

$$8,326 \leq 40 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Проверка на электродинамическую стойкость к ударному току короткого замыкания:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (39)$$

где $i_{пр.скв}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата, кА;

$$102 \geq 20,217 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Проверка на термическую стойкость осуществляется по формуле:

$$B_{к.ном} \geq B_{к}, \quad (40)$$

$$B_{к} = I_{П0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (41)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя.

Время отключения выключателя целесообразно рассчитать для времени срабатывания второй ступени дистанционной защиты и третьей ступени токовой защиты нулевой последовательности, поскольку именно они могут обеспечивать дальнейшее резервирование с противоположного участка ЛЭП. Таким образом, необходимо учесть выдержку времени срабатывания той или иной ступени защиты (примем равной 0,5 секунд), время отключения выключателя и степень селективности между устройствами РЗА, которая для микропроцессорных защит может быть принята 0,3 с, тогда:

$$t_{откл} = t_{ср.з} + \Delta t + t_{откл.в}, \quad (42)$$

где Δt – степень селективности (принимается равной 0,3 с);

$t_{ср.з}$ – выдержка времени срабатывания ступени защиты (принимается равной 0,5 с);

$t_{откл.в.}$ – собственное время отключения выключателя (принимается равным 0,06 с).

$$B_k = 8,326^2 (0,5 + 0,3 + 0,06 + 0,03) = 61,697 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Трехсекундный ток термической стойкости выключателя:

$$B_{к.ном} = 3 \cdot I_{ном.откл.}^2, \quad (43)$$

где $I_{ном.откл.}$ – номинальный ток отключения выключателя (каталожная величина равная 40 кА).

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

$$4800 \geq 61,697 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Также необходимо удостовериться в возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ . Условие проверки:

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном}, \quad (44)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (45)$$

где $\beta_{норм}$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя равное 45%;

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,456 \text{ кА}$$

Аperiodическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)}, \quad (46)$$

где t – время от начала момента КЗ до начала разъединения контактов выключателя (принимается равным 0,035 с).

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 8,326 \cdot e^{\left(\frac{-0,035}{0,03}\right)} = 3,667 \text{ кА}$$

$$3,667 \leq 25,456 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе силового выключателя приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТ-220-УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 710 \text{ А}$
$i_{нр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{нр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,217 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 61,697 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вкл} \geq I_{н0}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 8,326 \text{ кА}$
$I_{откл.ном} > I_{н0}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 8,326 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{aт}$	$i_{a.ном} = 25,456 \text{ кА}$	$i_{aт} = 3,667 \text{ кА}$

В результате проведенных расчетов можно утверждать, что каждый выключатель 220 кВ установленный на ОРУ 220 кВ подстанции Белогорск проходит все необходимые проверки может быть принят к установке, поскольку сама проверка была осуществлена для самого тяжелого режима КЗ – на шинах 220 кВ.

4.10 Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предполагают отключение цепей, по которым протекает ток.

Проверку по термической и динамической устойчивости проводят аналогично силовым выключателям 220 кВ.

Для ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ ПС Благовещенск выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000-40. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-220/1000-40 представлено в таблице 22. Таблица 22– Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-220/1000-40 [33].

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 710 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,217 \text{ кА}$
Контактные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 61,697 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 63,697 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В результате приведенного сопоставления расчетных и каталожных данных разъединителя можно сделать вывод, что он удовлетворяет всем условиям проверки и может быть установлен на ОРУ 220 кВ подстанции Белогорск.

4.11 Проверка цифровых комбинированных измерительных преобразователей 220 кВ.

Для проверки цифрового измерительного трансформатора ЦТТН-220-1000-УХЛ1 [42] не требуется расчет вторичных цепей, так как они не используются, передача информации осуществляется по оптико-волоконной линии в цифровом виде, что по сути не сможет повлиять на точность его измерений ведь принцип передачи информации в корне отличается от традиционных электромагнитных трансформаторов тока и напряжения. Выбор производится по номинальному напряжению, номинальному рабочему току, электродинамическую и термическую устойчивость.

Проверка на термическую стойкость осуществляется по соотношению:

$$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_K, \quad (47)$$

где k_t – предельная кратность тока термической стойкости (для проверяемого измерительного преобразователя принимается равной 50);

t_T – время для расчета термической стойкости (принимается равным 3с).

$$B_K = 8,326^2 (0,5 + 0,3 + 0,06 + 0,03) = 61,697 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$(50 \cdot 1)^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$61,697 \leq 7500.$$

Требуемое условие по термической стойкости соблюдается.

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по условию:

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (48)$$

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot k_o \cdot I_{ном1}, \quad (49)$$

где k_o – предельная кратность тока электродинамической стойкости (для проверяемого измерительного преобразователя принимается равной 125).

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 125 \cdot 1 = 176,77 \text{ кА};$$

$$176,77 \geq 20,217 \text{ кА}.$$

Требуемое условие по электродинамической стойкости соблюдается.

Следует отметить, что условия выбора цифровых трансформаторов тока и цифровых трансформаторов напряжения осуществляется то тем же условиям, что и у комбинированных измерительных трансформаторов.

В таблице 23 приведены условия выбора цифрового измерительного преобразователя согласно расчетным и каталожным данным [42].

Таблица 23 – Проверка комбинированного измерительного трансформатора

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном1} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 710 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$I_{дин} = 176,77 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,217 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$(k_t \cdot I_{мер})^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 61,697 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_K$

По результатам расчетов и последующего сопоставления расчетных и каталожных данных ЦТТН-220-1000-УХЛ1 можно сделать вывод, что он удовлетворяет всем условиям проверки и может быть установлен на ОРУ 220 кВ подстанции Белогорск.

4.12 Выбор и проверка ОПН 220 кВ

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования РУ подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Предварительно для ОРУ 220 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНП-220/146/10/550 УХЛ1 (П – в полимерной крышке), произведенным ЗАО «Завод энергозащитных устройств» [59].

Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1 приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	146
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	374
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	850
Полная энергоемкость W_c , кДж	624
Длина пути утечки внешней изоляции, см	630
Ток взрывобезопасности $I_{вз.без.}$ (при $t = 0,2$ с), кА	40

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}, \quad (50)$$

где $U_{н.р.с}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ

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

$$U_{н.д.р.} \geq 1,02 \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 142,5 \text{ кВ};$$

$$146 \geq 142,5 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (51)$$

где $I_k = \frac{U_{ост} - U}{Z_B}; \quad (52)$

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН (принимается равным 232 кВ);

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли (принимается равным 506 Ом).

$$I_k = \frac{374 - 232}{506} = 0,28 \text{ кА},$$

$$0,28 \leq 10 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, а значит ОПН соответствует условиям предварительной проверки.

Окончательный выбор ОПН помимо соответствия нормативной документации должен быть еще и взрывобезопасен, соответствовать категории размещения.

Наиболее опасными для ОПН-220 являются грозовые перенапряжения, поэтому его проверка при квазистационарных напряжениях производиться не будет. Проверим ОПН-220 на соответствие его характеристик при грозовых перенапряжениях.

Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_c \geq W_{уд} \cdot U_{н.д.р.}, \quad (53)$$

где $W_{уд}$ - удельная поглощаемая энергией одного импульса (равна 2,8 кДж/кВ).

$$W_c \geq 2,8 \cdot 146 = 408,8 \text{ кДж},$$

$$624 \geq 408,8 \text{ кДж}.$$

Условие выполняется.

2) Ток наибольшего короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{по} \leq I_{вз.без.} \quad (54)$$

$$8,326 \leq 40 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

Таким образом, в результате окончательной проверки, выбранные ОПН соответствуют всем условиям выбора и могут быть приняты к установке на ПС Белогорск.

4.13 Выводы

В ходе технической проработки вариантов развития электрических сетей 220 кВ Амурской области после расчета возросших по отношению к настоящему времени максимальных перспективных нагрузок на 2028 год и проверки по коэффициенту загрузки Т-3 и Т-4 на ПС Белогорск выяснилось, что они являются перегруженными в холодное время года, потому было принято решение об их замене. Автотрансформаторы на ПС Белогорск (АТ-1 и АТ-2) имели низкий индекс технического состояния и потому были заменены на новые аналогичной мощности. Произведет выбор вышеупомянутых силовых машин и проверен путем вычисления коэффициентов загрузки и сравнения его с нормативными значениями согласно технической документации, а также путем проведения теплового расчета (для Т-3 и Т-4).

Проведенный в данном разделе анализ установившихся режимов рассматриваемого участка развития сети позволяет сделать вывод о том, что данный участок находится в энергоизбыточном районе в котором присутствует множество источников генерации, полностью удовлетворяющих потребности снабжения электроэнергией узлов потребления электроэнергии даже с учетом их интенсивного роста их нагрузки в Амурской области. В связи с этим не возникает и проблем с соблюдением нормативных значений напряжения в узлах нагрузки.

Существующие ЛЭП были спроектированы с соответствующим запасом по пропускной способности и этот запас не будет исчерпан как минимум до момента расчета перспективных нагрузок (до 2028 года), а потому, считаю применение инновационных проводов нового поколения следует отложить до ухудшения положения относительно пропускной способности ЛЭП. Провода нового поколения, как инновационная технология, в данной магистерской диссертации использоваться не будут. Также отсутствует необходимость применения на участке сети развития 220 кВ фазопоротных трансформаторов

Следует отметить результаты сопоставления режимных ситуаций между анализируемыми моделями развития сети 220 кВ и моделью, которая отражает современное состояние режимной ситуации:

- за счет установки УКРМ на ПС Белогорск тангенс угла нагрузки стал соответствовать нормативному значению, которое регламентируется [62];

- изменилась схема подключения к сети ПС Белогорск и распределение ее силовых трансформаторов по системам шин 220 кВ в связи с чем возросла надежность электроснабжения ее потребителей, теперь, потеря питания на одной из секций шин не приводит к полному погашению потребителей определенного класса напряжения подстанции;

- в связи с интенсивным ростом нагрузки потребителей возникла проблема превышения длительно допустимого тока провода на головном участке транзита в некоторых аварийных режимах, что должно было решено заменой существующего провода на провод с большей пропускной способностью;

- для обоих вариантов развития изменение схемы сети 220 кВ в связи с её развитием не привело к выходу значений напряжений в узлах нагрузки и токов в ЛЭП за регламентируемые нормативной документацией значения.

Также, в данной главе был проведен выбор и проверка основного оборудования ПС Белогорск для реконструируемого ОРУ 220 кВ, а именно гибкой ошиновки, силовых выключателей, разъединителей, измерительных цифровых трансформаторов, изоляторов, ограничителей перенапряжения. Все выбранное оборудование соответствует требованиям, предъявляемым для их установки с учетом климатических и режимных особенностей рассматриваемого участка электрической сети развития 220 кВ и производится внутри страны, что в настоящее время является неоспоримым преимуществом перед зарубежными аналогами.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 220 кВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Технико – экономическое сравнение используют для определения наиболее выгодного в экономическом плане варианта развития или проектирования, поэтому этот этап является наиболее важным для принятия решения о назначении более перспективного варианта, который будет выбран по итогам сравнения данного вида.

В данном разделе будет произведено технико- экономическое сравнение двух наиболее перспективных вариантов развития сети и выбран лишь один. Суть сравнения сводится к расчету приведенных затрат на реализацию того или иного варианта. Именно приведенные затраты являются ключевым экономическим критерием выбора самого выгодного варианта развития участка электрических сетей 220 кВ.

При расчете капиталовложений будут учитываться лишь основное оборудование, подлежащее замене или новому строительству, минуя полный спектр, который должен учитываться при выполнении реконструкции в реальных условиях.

Информация об утвержденных тарифах на транспорт электроэнергии для Амурской области и тариф покупки потерь электроэнергии взяты на основе Предложения ПАО «ФСК ЕЭС» по корректировке тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС, утвержденных на 2023-2028 гг.

5.1 Капитальные вложения

Для строительства новых, реконструкции и технического перевооружения существующих энергообъектов необходимые в первую очередь денежные ресурсы, на которые уже потом закупается оборудования, оплачивается труд работников электроэнергетики и не только. Суммарные затраты на эти ресурсы и есть капиталовложения.

При расчете капиталовложений на реализацию развития сети были использованы данные укрупненные показателей стоимости сооружения

(реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 Кв. Показатели стоимости данного источника приведены в базовых сметных ценах 2000 года. [44].

Для определения фактических цен стоимости необходимо опираться на коэффициенты перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 3 квартала 2023 г. в соответствии с коэффициентом инфляции, который на сегодняшний день принимается равным $k_{инф} = 749,19\% = 7,49$ [16].

Далее базовые цены 2000 г. приводятся к ценам 3 квартала 2023 г. для примера покажем с помощью формулы для расчета капиталовложений в строительство одного километра ВЛ по состоянию на 3 квартал 2023 года:

$$K_{0ВЛ(2023)} = K_{0ВЛ(2000)} \cdot K_{инф} \cdot l, \quad (55)$$

где $K_{0ВЛ(2000)}$ – стоимость 1 км ВЛ в базовых ценах на 1 января 2000 года;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

l – длина ВЛ, км (в данном примере принимается равной 1).

Удельная стоимость 1 км линии с проводом АС – 300/39 $K_{0ВЛ(2000)} = 1590$ тыс. руб/км, соответственно ее стоимость на 3 квартал 2023 г. будет равна:

$$K_{ВЛ(2023)} = 1590 \cdot 7,49 = 11909,1 \text{ тыс. руб / км.}$$

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

5.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Данные по ЛЭП каждого варианта сети приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Параметры стоимости воздушных линий

Наименование	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии $K_{ВЛО}$, тыс. руб/км
Вариант 1			
ВЛ 220 кВ одноцепная	АС – 240/32	0,04	11909,1
	АС – 300/39	0,07	11909,1
Вариант 3			
ВЛ 220 кВ одноцепная	АС – 300/39	0,05	11909,1
	АС – 300/39	0,07	11909,1

Для получения полной стоимости ВЛ к базисной стоимости воздушных линий добавляют следующие затраты [51]:

2% - временные здания и сооружения;

11% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

2% - содержание Дирекции строительства;

5% - прочие работы и затраты.

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{ВЛ баз} = K_{нов} \cdot K_{ВЛО} \cdot l, \quad (56)$$

где $K_{ВЛО}$ – удельная стоимость сооружения одного километра линии, млн. руб/км;

l - протяженность ВЛ, км;

$K_{нов}$ - повышающий коэффициент для Амурской области, для ВЛ - 1,5, ПС -1,5 [44]. (СТО ФСК Укрупненные показатели)

Также, следует учесть стоимость реконструкции и последующего нового строительства существующих заходов для подстанций вариантов развития:

$$K_{ВЛ рек} = K_{инф} (k_{пр} \cdot K_{пров. рек} \cdot l + k_{зм} \cdot K_{зм. рек} \cdot l + k_{он} \cdot K_{он. рек} \cdot m) + K_{нов} \cdot K_{ВЛО} \cdot l, \quad (57)$$

где k_{np} - коэффициент, учитываемый демонтаж трех проводов ВЛ 220 кВ (принимается равным 0,75) [51];

$k_{зм}$ - коэффициент, учитываемый демонтаж грозозащитного троса ВЛ 220 кВ (принимается равным 0,65) [51];

$k_{он}$ - коэффициент, учитываемый демонтаж стальных опор ВЛ 220 кВ (принимается равным 0,7) [51];

$K_{пров.рек}$ - стоимость демонтажа трех проводов ВЛ 220 кВ (принимается равным 12,11 тыс. руб. в ценах 2000 г.) [51];

$K_{зм.рек}$ - стоимость демонтажа грозозащитного троса ВЛ 220 кВ (принимается равным 1,47 тыс. руб. в ценах 2000 г.) [51];

$K_{оп.рек}$ - стоимость демонтажа металлических опор ВЛ 220 кВ (принимается равным 2,24 тыс. руб. в ценах 2000 г.) [51];

m - масса опоры ВЛ 220 кВ (ориентировочно принимается равной 12 т).

Для варианта 1 реконструкция существующих заходов будет стоить:

$$K_{ВЛ рек} = 7,49 \cdot (0,75 \cdot 12,11 \cdot 0,11 + 0,65 \cdot 1,47 \cdot 0,11 + 0,7 \cdot 2,24 \cdot 2 \cdot 12) + 1,5 \cdot 1,2 \cdot 11909,1 \cdot (0,04 + 0,07) = 290,134 + 2358 = 2,648 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 3 реконструкция существующих заходов будет стоить:

$$K_{ВЛ рек} = 7,49 \cdot (0,75 \cdot 12,11 \cdot 0,12 + 0,65 \cdot 1,47 \cdot 0,12 + 0,7 \cdot 2,24 \cdot 2 \cdot 12) + 1,5 \cdot 1,2 \cdot 11909,1 \cdot (0,05 + 0,07) = 290,886 + 2572 = 2,863 \text{ млн.руб.}$$

Затраты на строительство новых заходов для ПС.

Для варианта 1:

$$K_{ВЛ} = 1,5 \cdot 1,2 \cdot 11909,1 \cdot (0,04 + 0,07) = 2,358 \text{ млн. руб.}$$

Для варианта 3:

$$K_{ВЛ}=1,5 \cdot 1,2 \cdot 11909,1 \cdot (0,05+0,07)=2,572 \text{ млн.руб.}$$

Таким образом, затраты на сооружение ВЛЭП в Амурской области с учетом коэффициента инфляции, дополнительных затрат, реконструкции существующих ЛЭП и районного коэффициента составили для варианта 1:

$$K_{ВЛ}=2,648+2,358 = 5,006 \text{ млн.руб.}$$

Для вариант 2:

$$K_{ВЛ}=2,863+2,562 = 5,425 \text{ млн.руб.}$$

5.1.2 Расчет капиталовложений на сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле [51]:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{пост} , \quad (58)$$

где $K_{ОРУ}$ - капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и $U_{ном}$.

Как оговаривалось ранее, на ПС Белогорск планируется установить 2 новых трансформатора большей мощности типа ТДТН – 63000/220/35. Их

базовая стоимость на период 2000 г. – 16900 тыс. рублей. Стоимость нового автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/10 на период 2000 г. – 16300 тыс. рублей. Стоимость силового трансформатора, зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [51].

Капитальные затраты на РУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 26. Так как стоимость реконструируемого ОРУ на ПС Свободный для варианта развития 1 включает в себя установку всего 2 выключателей на стороне 220 кВ (схема «Заход-выход»), а для ПС Белогорск в рамках реконструкции её ОРУ 220 кВ необходимо установить 7 ячеек элегазовых выключателей (схема «Одна рабочая секционированная система шин»). Стоимость ячейки элегазового выключателя на напряжение 220 кВ для ОРУ составляет 12500 тыс. рублей.

Таблица 26 – Капитальные затраты на РУ 220 кВ

Схема РУ	U, кВ	Стоимость, млн. руб.
Вариант 1		
Две рабочие и обходная системы шин (ОРУ)	220	87,5
Заход-выход (ОРУ)	220	25
Вариант 3		
Две рабочие и обходная системы шин (ОРУ)	220	125

Постоянная часть затрат представлена в таблице 27 [51].

Таблица 27 – Постоянная часть затрат на РУ 220 кВ

Схема РУ	U, кВ	Стоимость, млн. руб.
Вариант 1		
Две рабочие и обходная системы шин (ОРУ)	220	47,5
Заход-выход (ОРУ)	220	26
Вариант 3		
Две рабочие и обходная системы шин (ОРУ)	220	52

Стоимость устанавливаемых компенсирующих устройств для обоих вариантов одинакова и может быть вычислена исходя из его мощности. Так, стоимость шунтовых БСК на напряжение 10 кВ мощностью 12 Мвар стоит 3,5 млн.руб. При установленных УКРМ суммарной мощностью 5,1 Мвар на ПС

Белогорск номинальным напряжением 10 кВ их стоимость по пропорции составит 1,488 млн. руб.

Также необходимо прибавить стоимость затрат на демонтаж существующих ячеек коммутационных аппаратов и силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации на подстанциях в данный момент. Они рассчитываются по формуле:

$$K_{PY\text{ рек}} = (k_B K_{B.\text{рек.}} \cdot n_B) + (k_T K_{T.\text{рек.}} \cdot n_T), \quad (59)$$

где k_B - коэффициент, учитываемый демонтаж выключателей 220 кВ без их дальнейшей эксплуатации (принимается равным 0,5);

$K_{B.\text{рек.}}$ - стоимость демонтажа одного силового выключателя (принимается равным 10,7 тыс.руб. в ценах 2000 года);

n_B - количество выключателей;

k_T - коэффициент, учитываемый демонтаж силового трансформатора (автотрансформатора) 220 кВ без их дальнейшей эксплуатации (принимается равным 0,5);

$K_{T.\text{рек.}}$ - стоимость демонтажа одного силового выключателя (принимается равным 24,5 тыс.руб. в ценах 2000 года);

n_T - количество выключателей.

Стоимость демонтажа ячеек выключателей для варианта 1:

$$K_{PY\text{ рек}} = (0,5 \cdot 10,7 \cdot 8) + (0,5 \cdot 24,5 \cdot 4) = 91,8 \text{ тыс.руб.}$$

Для варианта №3:

$$K_{PY\text{ рек}} = (0,5 \cdot 10,7 \cdot 9) + (0,5 \cdot 24,5 \cdot 4) = 97,15 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции с 2000 года с учётом повышающего коэффициента:

Для варианта 1:

$$K_{nc} = ((7 \cdot 12,5 + 2 \cdot 12,5 + 2 \cdot 16,9 + 2 \cdot 16,3 + 47,5 + 26 + 1,488) \cdot 1,5 \cdot 7,49) + (91,8 \cdot 7,49) = 3540 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 3:

$$K_{nc} = ((10 \cdot 12,5 + 2 \cdot 16,9 + 2 \cdot 16,3 + 52 + 1,488) \cdot 1,5 \cdot 7,49) + (97,15 \cdot 7,49) = 3478,97 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в воздушные линии и в ПС

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (60)$$

где $K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Для варианта 1:

$$K = 3540 + 5,006 = 3545,006 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 3:

$$K = 3478,97 + 5,425 = 3484,395 \text{ млн.руб.}$$

Для удобства анализа суммарных капиталовложений во всю развиваемую сеть 220 кВ для каждого варианта сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 28.

Таблица 28 - Сводная таблица капиталовложений в варианты развиваемой сети

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 3, млн.руб.
Подстанция	3540	3478,97
Воздушные линии	5,006	5,425
ИТОГО	3545,006	3484,395

Анализируя таблицу, можно сделать вывод, что суммарные капиталовложения в развиваемую сеть обоих вариантов отличаются не более чем на 2%, а значит с уверенностью утверждать какой вариант окажется самым выгодным не представляется возможным. Необходим расчет приведенных затрат их сравнение.

5.2 Расчет амортизационных отчислений

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

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [51]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (61)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования (принимаем 20 лет для ПС, 30 лет для ВЛ).

Для варианта 1:

$$I_{ам\ nc}=3540/20=177 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам\ вл}=5,006/30=0,167 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам}=177+0,167=177,0167 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 3:

$$I_{ам\ пс}=3478,97/20=173,9 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам\ вл}=5,425/30=0,181 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам}=173,9+0,181=174,081 \text{ млн.руб.}$$

5.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей. Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

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

Издержки на эксплуатацию:

$$I_{\text{э.р}} = \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{э.р.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (62)$$

где $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}$, $\alpha_{\text{э.р.ПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{э.р.ВЛ}} = 0,008$; $\alpha_{\text{э.р.ПС}} = 0,049$ [14]).

Для варианта 1:

$$I_{\text{экс пс}} = 3540 \cdot 0,049 = 173,46 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс вл}} = 5,006 \cdot 0,008 = 0,04 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 173,46 + 0,04 = 173,5 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 3:

$$I_{\text{экс пс}} = 3478,97 \cdot 0,049 = 170,469 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс вл}} = 5,425 \cdot 0,008 = 0,043 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 170,469 + 0,043 = 170,512 \text{ млн.руб.}$$

5.4 Расчет затрат на компенсацию потерь

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях. Все вышперечисленные данные были рассчитаны при расчёте режимов в ПО «RastrWin3».

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (63)$$

где ΔW – потери электроэнергии в рассматриваемом варианте сети по результату расчёта режима, кВт·ч;

C_0 – ставка на технологический расход по передаче электроэнергии на 2022 год (в соответствии с [56] принимается равным $C_0=2,097$ руб./кВт·ч);

Величина потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\max}, \quad (64)$$

где ΔP – потери мощности в нормальном режиме, МВт;

T_{\max} – время использования максимальных нагрузок (принимается 6000 ч).

Для варианта 1:

$$\Delta W = 19990 \cdot 6000 = 119940000 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = 119940000 \cdot 2,097 = 251,5 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 3:

$$\Delta W = 19,34 \cdot 6000 = 116040000 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = 116040 \cdot 2,097 = 243,335 \text{ млн.руб.}$$

5.5 Суммарные издержки

Расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р.}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}, \quad (65)$$

где $I_{\text{э.р.}}$ - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания;

I_{AM} - издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии.

Результаты расчёта издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Результаты расчета издержек

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 3, млн.руб.
I_{AM}	177,167	174,081
$I_{Э.Р.}$	173,5	170,512
$I_{\Delta W}$	251,5	243,355
ИТОГО	602,167	587,948

5.6 Расчёт недоотпуска электроэнергии

Предлагая варианты развития сети следует не забывать и о таком важном техническом аспекте как надежность – свойство системы, которое показывает безотказность, долговечность, восстанавливаемость, ремонтпригодность. Надежность системы напрямую зависит от надежности каждого ее элемента (силовые трансформаторы, ЛЭП, силовые выключатели, сборные шины и т. д.), а также, особенно от ее конфигурации, а от этого в свою очередь будет зависеть качество бесперебойного электроснабжения потребителей и финансовые потери от недоотпуска электроэнергии сетевой организации.

Зачастую, предлагаемые варианты развития серьезно различаются в плане показателей надежности, потому, данный параметр может серьезно повлиять на принятие окончательного решения о целесообразности и выгоды применения того или иного варианта.

Сравнение вариантов развития электрической сети в плане надежности обычно производят исходя из таких показателей как:

1) Значение вероятности отказа предлагаемого варианта относительно какой-либо точки. Такой показатель не дает полного представления о состоятельности предлагаемых вариантов ведь он не дает материального представления предложенного решения;

2) Значение ущербов от недоотпуска электроэнергии выражаемое в финансовом эквиваленте. Данный показатель вполне однозначно позволяет сравнить варианты развития и выбрать из них наиболее выгодный, ведь чем менее надежное будет решение для развития сети, тем более организация будет терпеть убытки в процессе эксплуатации такого варианта.

В качестве значения показывающего надежность используется вероятность отказов элементов сети 220 кВ и ее в целом. Расчет надежности в данной работе будет произведен аналитическим методом, который заключается в определении количественных вероятностных значений надежности предлагаемых вариантов и их дальнейшего сравнения.

Будет рассмотрен количественный показатель надежности системы относительно транзита мощности через подстанцию 220 кВ ПС Белогорск, поскольку в ходе данной диссертации выяснилось, что именно для этой подстанции существует первоочередная задача устранения узких мест рассматриваемого участка сети и с реализацией какого-либо из вариантов развития изменится надежность транзита в целом.

На примере варианта 3 по расчетной схеме варианта развития составим схему замещения для расчета надежности. Данные схемы представлены на рисунке 25. На расчетной схеме варианта развития пронумерованы те элементы, которые оказывают влияние на надежность электроснабжения ПС Белогорск: ЛЭП, силовые выключатели, сборные шины.

Схема замещения представляет собой цепочку последовательно-параллельно соединенных элементов [36], поскольку снабжение электроэнергией участка электрической сети происходит со стороны шин источников питания – ПС Амурская и ПС Завитая.

Справочные значения показателей надежности [17] элементов схемы замещения приведены в таблице 30. Подробный расчет показателей надежности приведен в Приложении А.

Таблица 30 –Показатели надежности элементов схемы замещения варианта 3

Элемент схемы	λ	t_B , ч
Элегазовые силовые выключатели 220 кВ, 1/год	0,055	50
Одноцепные ЛЭП ВЛ 220 кВ, 1/км·год	0,005	11
Шины 220 кВ, 1/год	0,013	5

На основе справочных показателей надежности элементов рассчитывается их вероятность отказа.

$$q_{ВЛ} = \frac{\lambda_0 \cdot t_B}{8760} \cdot l, \quad (66)$$

где λ – средняя частота устойчивых отказов, 1/км·год;

t_B – среднее время восстановления, ч;

l – длина ЛЭП, км.

Для примера рассчитаем вероятность отказа ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26 (элемент 13 схемы замещения).

$$q_{13} = \frac{0,005 \cdot 11}{8760} \cdot 51,1 = 0,0003208.$$

Вероятность отказа шин 220 кВ рассчитывается по формуле:

$$q_{13} = \frac{\lambda \cdot t_B}{8760} \cdot l, \quad (67)$$

где λ – средняя частота устойчивых отказов, 1/год;

t_B – среднее время восстановления, ч;

Вероятность отказа силового выключателя 220 кВ рассчитывается по формуле:

Вариант развития №3

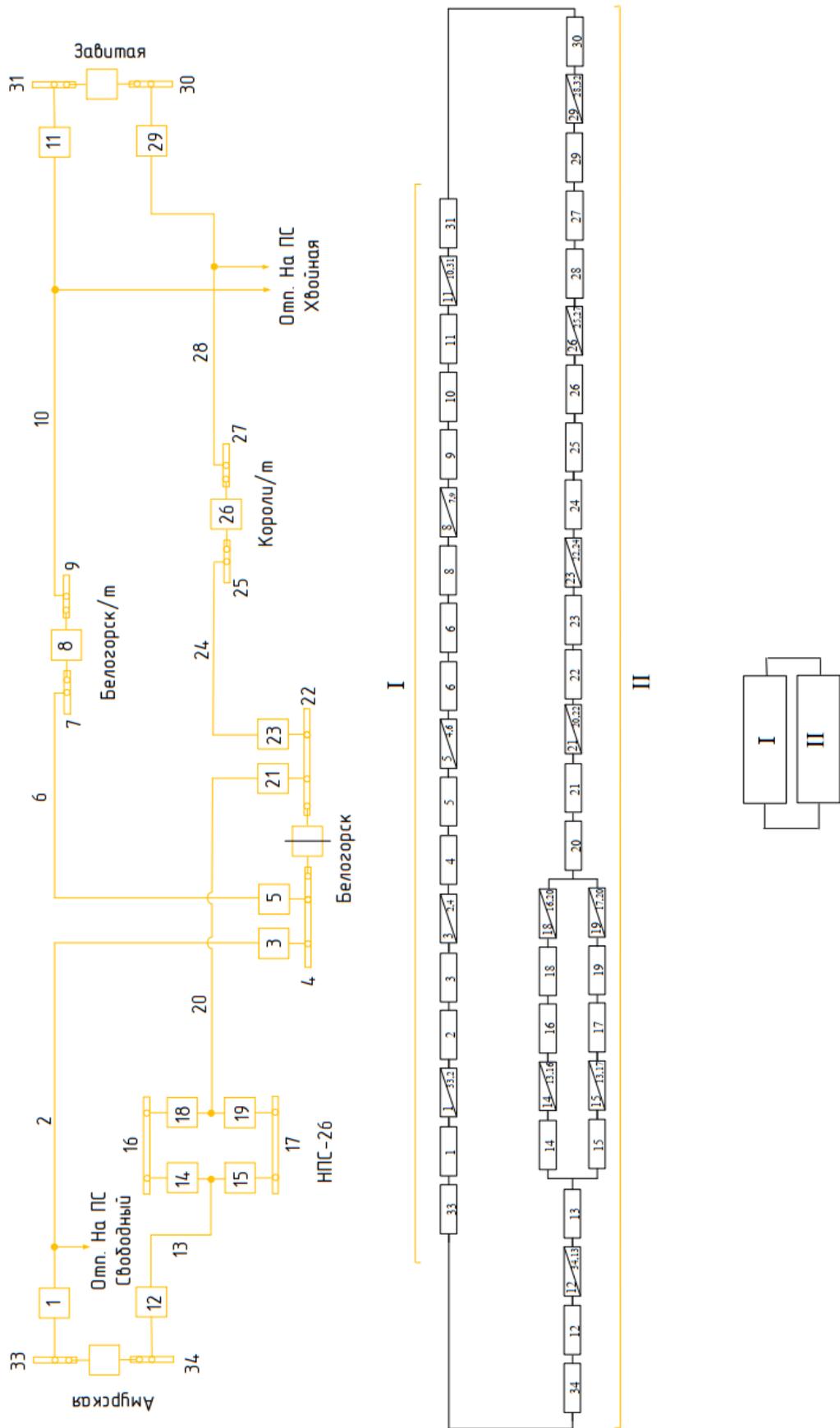


Рисунок 25 – Расчетная схема и схема замещения для расчета надежности варианта развития 3.

$$q_B = \lambda \cdot t_B + a_{B.оп} N_{оп} T_{оп} + a_{B.авт} \sum_i^n (1 + aKa_i) \lambda_i t_{Bi}, \quad (68)$$

где t_B – среднее время восстановления выключателя, ч;

t_{Bi} – среднее время восстановления i -го смежного по отношению к выключателю элемента, ч;

$a_{B.оп}$ – относительная частота отказов при оперативных переключениях, 1/год;

$a_{B.авт}$ – относительная частота отказов при автоматическом отключении при повреждении смежного элемента, 1/год;

$N_{оп}$ – число оперативных переключений в году;

$T_{оп}$ – время оперативных переключений в году, ч;

Ka_i – относительная частота неуспешных АПВ, 1/год;

a – показатель наличия АПВ (принимается равным 0 или 1);

$\lambda_{эли}$ – средняя частота устойчивого отказа i -го смежного по отношению к выключателю элемента, 1/год;

n – количество присоединенных к выключателю смежных элементов.

В таблице 31 приведены расчетные вероятности отказа элементов расчетной схемы участка сети развития варианта 3.

Таблица 31 – Показатели надежности элементов схемы замещения варианта 3

Элемент схемы	q
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск с отп. На ПС Свободный (L=70,04 км)	0,0004398
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (L=51,1 км)	0,0003208
ВЛ 220 кВ НПС-26 – Белогорск (L=20,11,1 км)	0,0001263
ВЛ 220 кВ Белогорск – Белогорск/т (L=8,96 км)	0,00005226
ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая (L=120,3 км)	0,0007554
ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая (L=52,24 км)	0,0003280
ВЛ 220 кВ Белогорск – Короли/т (L=68,92 км)	0,0004327
Выключатели 220 кВ (элегазовые)	0,0003185
Шины 220 кВ	0,00000742

Расчет производится в следующем порядке:

1. Определяются вероятности отказа каждого элемента схемы замещения.

2. Схема замещения с рассчитанными вероятностями отказа каждого элемента эквивалентуруется в плане надежности до одного элемента. Значение вероятности отказа этого элемента и будет являться значением вероятности отказа рассматриваемой системы.

$$q_I = q_{33} + q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} + q_{31}; \quad (69)$$

$$q_I = 2,961 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{II} = q_{34} + q_{12} + q_{13} + ((q_{14} + q_{16} + q_{18}) \cdot (q_{15} + q_{17} + q_{19})) + q_{20} + q_{21} + q_{22} + q_{23} + q_{24} + q_{25} + q_{26} + q_{27} + q_{28} + q_{29} + q_{30}; \quad (70)$$

$$q_{II} = 2,584 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{СЕТИ} = q_I \cdot q_{II}; \quad (71)$$

$$q_{СЕТИ} = 7,651 \cdot 10^{-6}.$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$Y_{нед} = P_{сети} \cdot q_{СЕТИ} \cdot T_{нед}, \quad (72)$$

где $T_{нед}$ – тариф на услуги по передаче электроэнергии по сетям ЕНЭС (принимается прогнозная величина на 2 полугодие 2023 года – 3458,9 тыс. руб/МВт в год) [28];

$P_{сети}$ – нагрузка, учитываемая в расчете недоотпуска электроэнергии (значение мощности транзита через ПС Белогорск составляет 236 МВт).

$$Y_{нед} = 0,062 \text{ млн руб.}$$

Рассчитанный ущерб от недоотпуска электроэнергии довольно мал, поскольку в данной схеме замещения, построенной относительно всего транзита присутствует параллельное соединение, которые сильно сказываются на порядке цифр убытков.

Аналогично рассчитаем надежность транзита через ПС Белогорск для варианта развития 1.

Расчетная схема и схема замещения для расчета надежности варианта 1 представлена на рисунке 26.

В таблице 32 приведены расчетные вероятности отказа элементов расчетной схемы участка сети развития варианта 3.

Таблица 32 –Показатели надежности элементов схемы замещения варианта 3

Элемент схемы	q
ВЛ 220 кВ Амурская – Свободный (L=3,74 км)	0,00002348
ВЛ 220 кВ Свободный – Белогорск (L=66,41 км)	0,000417
ВЛ 220 кВ Белогорск – Белогорск/т (L=9,02 км)	0,00005663
ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая (L=120,3 км)	0,0007554
Выключатели 220 кВ (элегазовые)	0,0003185
Шины 220 кВ	0,00000742

Рассчитаем надежность всего участка сети:

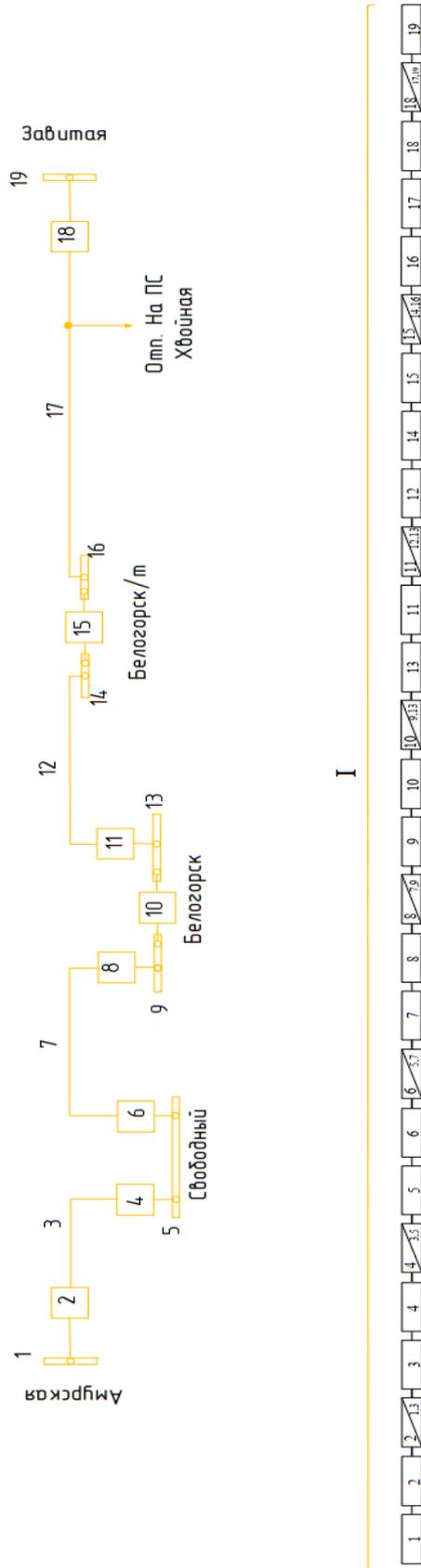
$$q_{Сети} = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{13} + q_{11} + q_{12} + q_{14} + q_{15} + q_{16} + q_{17} + q_{18} + q_{19}; \quad (73)$$

$$q_{Сети} = 3,646 \cdot 10^{-3}.$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии для варианта 1 также рассчитывается по формуле (72), но при этом значение мощности транзита через ПС Белогорск будет составлять уже 152,3 МВт за счет другой схемы подключения к сети подстанции:

$$Y_{нед} = 1,921 \text{ млн руб.}$$

Вариант развития №1



I

Рисунок 26 – Расчетная схема и схема замещения для расчета надежности варианта развития 1

Анализ убытков от недопуска электроэнергии показал, что наиболее предпочтительным с точки зрения надежности транзита и снабжения электроэнергией потребителей подстанции Белогорск является вариант развития 3, о чем говорит порядок цифр убытков от недоотпуска электроэнергии.

5.7 Приведённые затраты

Приведённые затраты определяются по формуле [51]:

$$Z = E \cdot K + I + U, \quad (74)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком РФ ($E = 0,1$) [19];

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, млн. руб;

I – издержки, млн. руб.;

U – ущерб от недоотпуска электроэнергии, млн. руб.

Для варианта 1:

$$Z = 0,1 \cdot 3545,006 + 602,167 + 1,921 = 958,589 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$Z = 0,1 \cdot 3484,395 + 587,948 + 0,062 = 936,450 \text{ млн.руб.}$$

Значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Приведённые затраты

Вариант	К, млн.руб.	И, млн.руб.	У, млн.руб.	З, млн.руб.
1	3545,00	602,167	1,921	958,589
3	3484,40	587,948	0,062	936,450

По минимуму приведенных затрат выбран вариант №1. Вариант №3 дороже на 3,94%.

5.8 Чистый дисконтированный доход за расчётный период

Выручка (эффект) от реализации проекта, которая в свою очередь зависит от дополнительных объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле для варианта 3:

$$O = W_{\text{год}} \cdot T_{\text{э}}; \quad (75)$$

где $W_{\text{год}}$ – переданная за год электроэнергия, кВт;

$T_{\text{э}}$ – двухставочный тариф на транспорт электроэнергии по сетям ЕНЭС, принимается 1/12 годовой величины для расчёта динамического срока окупаемости (принимается равным 3,76 руб./МВт·ч) [28].

$$W_{\text{год}} = P \cdot T_{\text{max}}, \quad (76)$$

где P – суммарная активная передаваемая мощность транзита через реконструируемую ПС Белогорск, МВт;

T_{max} – число часов максимальной нагрузки в году, принимается 6000 часов.

$$W_{\text{год}} = 236 \cdot 6000 = 1416000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O = 1416000 \cdot 3,76 = 5324,55 \text{ млн.руб.}$$

Издержки в первый год работы проекта:

$$I = I_2 - I_{\text{ам}2}; \quad (77)$$

$$I = 587,948 - 148,081 = 439,867 \text{ млн.руб.}$$

Чистая годовая прибыль:

$$П_{год} = O - И, \quad (78)$$

$$П_{год} = 5324,55 - 439,867 = 4884,683 \text{ млн.руб.}$$

Налог на прибыль:

$$Н = 0,24 \cdot П_{год};$$

$$Н = 0,24 \cdot 4884,683 = 1172,324 \text{ млн.руб.}$$

Капиталовложения в первый год принято брать равными одной третей суммарных капиталовложений и они равны 1161,465 млн.руб.

Длительность расчетного периода для расчета ЧДД принято брать равным двадцати годам.

ЧДД в первый год реализации проекта:

$$ЧДД_1 = (-И - Kt_1)/(1+E); \quad (79)$$

$$ЧДД_1 = (-587,948 - 1161,465)/(1+0,12) = -1561,976 \text{ млн.руб.}$$

Графики ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

5.9 Дисконтированный срок окупаемости

Расчет дисконтированного срока произведен в программе Microsoft Excel. Там же построен график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения. В отсутствие рекомендаций государственных регулирующих органов срок окупаемости капитальных вложений в электрические сети можно принимать равным восьми годам после начала эксплуатации.

На рисунке 27 покажем график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта.

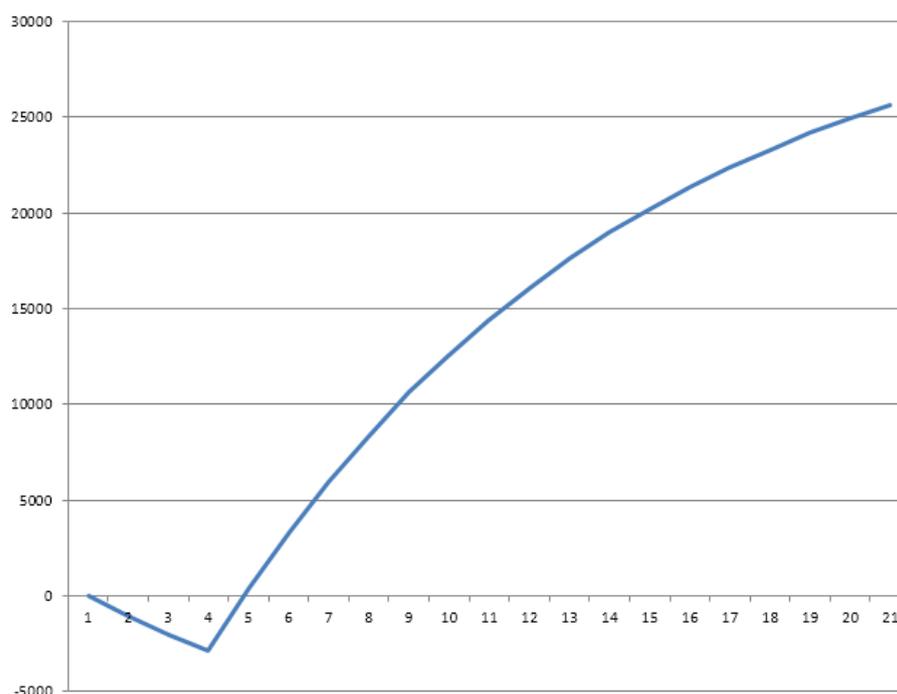


Рисунок 27 – Дисконтированный срок окупаемости для выбранного варианта

Анализируя построенный график можно сделать вывод - дисконтированный срок окупаемости составляет 4 года 5 месяцев, что является довольно коротким сроком. Следует отметить, что для расчета капиталовложения в данной магистерской диссертации учитывалась замена

только основного оборудования (выключатели, силовые трансформаторы, ВЛ), поэтому в реальных условиях, при учете полного объема оборудования реконструируемой подстанции срок окупаемости, очевидно, будет несколько выше, чем рассчитанный в данной работе.

5.10 Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД)

ИДД показывает эффективность проекта по итогу 20 лет его существования. При эффективности проекта должно соблюдаться неравенство, где ИДД больше единицы.

Определим ИДД, рассчитав его по формуле:

$$\text{ИДД} = (\text{ЧДД}_{20}/K)+1; \quad (80)$$

$$\text{ИДД} = (26655,39/3484,395)+1 = 7,65.$$

ИДД больше единицы, а следовательно, проект экономически эффективен.

5.11 Выводы

В ходе технико-экономического сравнения двух вариантов развития сети можно сделать вывод, что наиболее перспективным вариантом развития оказался вариант №3, поскольку затраты на его реализацию оказались меньше, чем у варианта №1. Также надежность транзита при реализации выигравшего варианта оказалась на более высоком уровне, а индекс доходности имеет значение больше единицы и поэтому можно с уверенностью сказать, что выбранный вариант развития является экономически оправданным и эффективным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации были рассмотрены вопросы развития электрических сетей 220 кВ, надежности и транспорта электроэнергии в условиях увеличения темпов роста электрических нагрузок рассматриваемого района развития с применением инновационных технологий, находящихся в Амурской области, а также варианты решения данных вопросов.

Проведен подробный структурный и схемно-режимный анализ района развития по результатам которых были выявлены его узкие (проблемные) места из которых вытекала основная проблема надежности снабжения потребителей электроэнергией на ряде подстанций.

В ПК RastrWin3 были рассчитаны различные режимы электрической сети и предложены мероприятия по компенсации реактивной мощности. Разработаны варианты оптимального транзита мощности через рассматриваемый район. Проведен выбор и тепловой расчет силовых трансформаторов на ПС Белогорск. На основании технико-экономического сопоставления вариантов, был выбран оптимальный. Его срок окупаемости составил 4 года и 5 месяцев.

Выбраны с соответствующим обоснованием инновационные технологии, применяемые в рамках данной диссертации и показаны существенные отличия данных технологий от существующих (не инновационных) технических решений.

Было выполнено обоснование оптимальной схемы распределительного устройства высокого напряжения ПС Белогорск, выбор его первичного оборудования.

Таким образом, в настоящей магистерской диссертации разработан наиболее перспективный вариант развития электрической сети 220 кВ Амурской области, центрами питания которой являются подстанции Амурская и Завитая с применением инновационных технологий, которые наиболее полно решает выявленные в ходе магистерской диссертации проблемы, касающиеся надежности электроснабжения, а также дополнительно, благодаря применению

инновационных технологий еще и общие проблемы оптимизации процессов и производств, автоматизации управления и наблюдаемости электрической сети, характерные для рассматриваемого участка развития в целом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Амурская область [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Амурская_область (дата обращения 09.04.2023).
2. ASTM B958/B958M-16 Стандарт Американского общества по испытаниям и материалам ASTM. Технические условия для экстравысокопрочного и ультравысокопрочного покрытия - цинк класса А-5%, алюминий-мишметалл сплав-покрытие стального сердечника для использования в воздушных линиях электропередачи (ASTM B958/B958M-16 Standard of American Society for Testing and Materials Standard Specification for Extra-High-Strength and Ultra-High-Strength Class A Zinc-5% Aluminum-Mischmetal Alloy-Coated Steel Core Wire for Use in Overhead Electrical Conductors).
3. IT для систем Smart Metering [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://controlengrussia.com/proekty-i-vnedrenija/it-dlja-sistem-smart-metering/> (дата обращения 15.04.2023).
4. RastrWin ТКЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> (дата обращения 24.04.2023).
5. Smart Metering в концепции Smart Grid [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.csr-nw.ru/files/csr/file_content_1316.pdf (дата обращения 17.04.2023).
6. KNUM-1021, KNUM-1023 и KNUM-2023 Руководство по эксплуатации счетчика электроэнергии, соответствующего стандартам МЭК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vircom-energo.ru/image/data/%20D0%BF%D0%BE%20%D1%8D%D0%BA%D1%81%D0%BF%D0%BB%D1%83%D0%B0%D1%82%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%B8%20KNUM-1021%20KNUM-1023%20KNUM-2023.pdf> (дата обращения 24.04.2023).
7. АС 300/39 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energopostavkabel.ru/katalog-produktsii/as-300-39> (дата обращения 24.04.2023).

8. Б. Н. Неклепаев. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев Учебник для вузов - 2-е изд. М. Энергоатомиздат, 1986. - 640 с.
9. Бурикин О.Б., Малогулко Ю.В., Затхей М.В. Применение устройств Smart Metering в распределительных электрических сетях / Бурикин О.Б., Малогулко Ю.В., Затхей М.В. // East European Scientific Journal #2(66). – 2021 с. 59 – 62.
10. Стандарт МЭК-61850 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://hodjent.narod.ru/DOWNLOAD/IEC_61850.pdf (дата обращения 19.05.2023).
11. География и климат [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://visitamur.ru/article/geografiya-i-klimat/> (дата обращения 26.05.2023).
12. Корпоративный профиль МЭК-61850. СТО [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-25.040.30.309-2020.pdf (дата обращения 26.05.2023).
13. Кореляков Е.В. Применение фазоповоротного трансформатора для повышения управляемости электрических сетей// Молодёжь XXI века: шаг в будущее : материалы XXIII региональной научно-практической конференции (Благовещенск, 24 мая 2023 г.). [В 4 т.]. Т. 4. Технические науки. Физико-математические науки. Информационные технологии. Химические науки. – Благовещенск : Дальневосточный ГАУ, 2023, с. 77-79.
14. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
15. Smart Metering в концепции Smart Grid. – Режим доступа: https://www.csr-nw.ru/files/csr/file_content_1316.pdf (дата обращения 30.05.2023).
16. Калькулятор инфляции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.statbureau.org/ru/russia/inflation-calculators> (дата обращения 24.04.2023).
17. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.- 256 с. (Серия «Учебники НГТУ»).

18. Климат. Амурская область [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nbcrs.org/regions/amurskaya-oblast/klimat> (дата обращения 09.04.2023).

19. Ключевая ставка Банка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.cbr.ru/hd_base/KeyRate/ (дата обращения 24.05.2023).

20. Учебное пособие Н. В. Савина, Л.А. Мясоедова, Ю.В. Мясоедов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/10653.pdf (дата обращения 28.04.2023).

21. Минэнерго России. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы / Минэнерго России // Приказ Минэнерго России от «28» февраля 2022 г. № 146.

22. ГОСТ-15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003320> (дата обращения 28.04.2023).

23. МЭК 60104(1987) Провода из сплава типа алюминий-магний-кремний для воздушных линий электропередач (IEC 60104(1987) Aluminium-magnesium-silicon alloy wire for overhead line conductors).

24. МЭК 60889(1987) Проволока алюминиевая твердотянутая для воздушных линий электропередачи (IEC 60889(1987) Hard-drawn aluminium wire for overhead line conductors).

25. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 24 с.

26. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energopostavkabel.ru/katalog-produktsii/as-http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 28.04.2023).

27. Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2003. – 280с.

28. Предложение о размере тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС долгосрочных параметров регулирования на 2023-2024 гг

[Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/2023-2024_Predlozhenie_po_tarifam_Rosseti_FSK_EES.pdf (дата обращения 23.04.2023).

29. Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 N 81 (ред. от 28.12.2020) "Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229" (Зарегистрировано в Минюсте России 28.03.2019 N 54199). 2019. – с 35.

30. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293776/4293776477.pdf> (дата обращения 21.04.2023).

31. Глубина промерзания грунта в Белогорск (Амурская область) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.center-pss.ru/goroda/02/belogorsk-amur-glpr.html> (дата обращения 21.04.2023).

32. Районы по ветровому давлению и гололеду [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vols.expert/useful-information/rayonyi-vetrovogo-davleniya-i-gololeda-po-gorodam-soglasno-pue-7/> (дата обращения 09.04.2023).

33. РГ-220 (УХЛ1) разъединители горизонтально-поворотного типа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-parujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-220-kv/ (дата обращения 21.05.2023).

34. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.

35. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – с. 60

36. Савина Н.В. Теория надёжности в электроэнергетике. Учебное пособие. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007 - 213с.

37. Бурейская ГЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%AD%D0%A1 (дата обращения 11.04.2023).

38. Райчихинская ГРЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dvgk.ru/page/2754> (дата обращения 11.04.2023).

39. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС». СХЕМЫ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ 35-750 КВ. ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ / ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – с. 21-30.

40. СТО 56947007- 29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.

41. СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения / ОАО «ФСК ЕЭС», 2019. – с. 6-11.

42. Трансформаторы тока и напряжения комбинированные ЦТТН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://all-pribors.ru/opisanie/70302-18-transformatory-toka-i-napryazheniya-kombinirovannye-tsifrovye-transformatory-toka-i-napryazheniya-kombinirovannye-tsifrovye> (дата обращения 11.04.2023).

43. СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. ПАО «ФСК ЕЭС», 2011.

44. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи 6,10-750кВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

45. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи 6,10-750кВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

46. СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий, ОАО «ФСК ЕЭС», 2013.

47. Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293742/4293742951.pdf> (дата обращения 25.05.2023).

48. ТУ 16-705.493-2006 Катанка из алюминиевого сплава. Технические условия. Утверждены ОАО «ВНИИКП» 01.12.2006.

49. ТУ 3510-001-69948333-2012 Провода неизолированные для высоковольтных линий электропередач компактированные типа Z. Технические условия. Утверждены 25.06.2013 Генеральным директором ООО «Ламифил» М.В. Петуховым, ООО «Ламифил».

50. ГОСТ - 14209-95 Трансформаторы силовые масляные общего назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения 15.04.2023).

51. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 370 с.

52. Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ®-1А1-220 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-1a1-220/> (дата обращения 13.05.2023).

53. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). -9-е изд., стер.- М.: Издательство МЭИ, 2004. – с. 792-793.

54. Энергетика Амурской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AD%> (дата обращения 09.04.2023).

55. Конденсаторные установки УКРЛ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-vysokogo-n-7/> (дата обращения 24.04.2023).

56. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований. СТО 56947007- 29.240.01.271-2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf (дата обращения 16.04.2023).

57. Комплект карт ОСР-97 территории Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://neotec.ginras.ru/neomaps/M080_Russia_1997_Seism-region_Komplekt-kart-osr-97-territorii-rossiyskoj-federacii.html (дата обращения 15.05.2023).

58. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

59. ОПН-П-220 УХЛ1 - ЗЭУ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/reg937-130818.pdf> (дата обращения 15.05.2023).

60. Постановление Правительства РФ №937. Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://forca.ru/spravka/razryadniki-i-opn/opn-p-220-uhl1-zeu.html> (дата обращения 15.05.2023).

61. СТО 56947007- 29.240.068-2011. Длина пути утечки внешней изоляции электроустановок переменного тока классов напряжения 6-750 КВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.

62. Приказ №49 от 22 февраля 2007 г. Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=104039> (дата обращения 15.05.2023).

63. ОАО «НТЦ электроэнергетики» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ntc-power.ru/> (дата обращения 17.05.2023).

64. ПС-120В - Изолятор [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kompleksenergo.ru/catalog/ps-120v/> (дата обращения 17.05.2023).

65. Изолятор ОСК 12,5-220-А-19-2-УХЛ1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.izolyator.ru/opor/opornye-izolyatory-na-napryazhenie-220-kv> (дата обращения 20.05.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет в ПВК MathCad 15

Расчет надежности электроснабжения транзита через ПС Белогорск.

Вариант 1

Вероятность отказа линии

$$\begin{aligned}
 L_3 &:= 3.7 + 0.04 = 3.74 && \text{км} && \text{Амурская -Свободный} \\
 L_7 &:= 0.04 + 66.3 + 0.07 = 66.41 && \text{км} && \text{Свободный - Белогорск} \\
 L_{12} &:= 0.07 + 8.95 = 9.02 && \text{км} && \text{Белогорск - Белогорск/т} \\
 L_{17} &:= 0.9 + 69.7 + 49.7 = 120.3 && \text{км} && \text{Белогорск/т - Завитая с отп. на ПС Хвойная}
 \end{aligned}$$

Вероятность отказа линии номинальное напряжение 220 кВ

$$\lambda_{0ВЛ} := 0.005 \frac{1}{\text{год}}$$

$$q_{0ВЛ} := \lambda_{0ВЛ} \cdot \frac{11}{8760} = 6.279 \times 10^{-6} \quad \text{11ч-время аварийного восновления ВЛ}$$

Вероятность отказа шин 220 кВ

$$\lambda_{Ш220} := 0.013 \frac{1}{\text{год}}$$

$$q_{Ш220} := \lambda_{Ш220} \cdot \frac{5}{8760} = 7.42 \times 10^{-6}$$

Вероятность отказа выключателя и разъединителя 220 кВ

$$\lambda_{Вст} := 0.055 \frac{1}{\text{год}} \quad a_{Воп} := 0.004 \quad N_{оп} := 10 \quad a_{Вавт} := 0.006 \quad K_{ai} := 0.2$$

$$\lambda_{ВЛ} := 0.005 \quad t_B := 50 \text{ ч} \quad T_{оп} := 1 \text{ час} \quad t_{Ввл} := 11 \text{ ч}$$

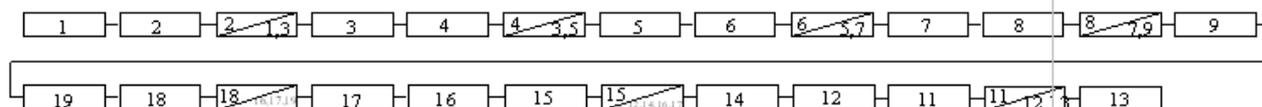
$$\lambda_B := \lambda_{Вст} + a_{Воп} \cdot N_{оп} + a_{Вавт} \cdot (1 + 1 \cdot K_{ai}) \cdot \lambda_{ВЛ} = 0.095$$

$$\lambda_{ор} := 0.01 \frac{1}{\text{год}} \quad q_p := \lambda_{ор} \cdot \frac{7}{8760} = 7.991 \times 10^{-6}$$

$$q_B := \lambda_{Вст} \cdot \frac{t_B}{8760} + a_{Воп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} + a_{Вавт} \cdot (1 + 1 \cdot K_{ai}) \cdot \left(\lambda_{ВЛ} \cdot \frac{t_{Ввл}}{8760} + q_{Ш220} \right) + 2q_p = 3.346 \times 10^{-4}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Вероятность отказа транзита через ПС Белогорск



$$Q_{\text{Сети}} := Q_{\text{Ш220}} + Q_{\text{В}} + Q_{\text{0ВЛ}} \cdot 3.74 + Q_{\text{В}} + Q_{\text{Ш220}} + Q_{\text{В}} + Q_{\text{0ВЛ}} \cdot 66.41 + Q_{\text{В}} + Q_{\text{Ш220}} \dots = 3.646 \times 10^{-3}$$

$$+ Q_{\text{Ш220}} + Q_{\text{В}} + Q_{\text{0ВЛ}} \cdot 120.3 + Q_{\text{Ш220}} + Q_{\text{В}} + Q_{\text{Ш220}} + Q_{\text{0ВЛ}} \cdot 9.02 + Q_{\text{В}} + Q_{\text{Ш220}}$$

Ущерб от недоотпуска

$$P_{\text{СЭС}} := 152.3 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{нед}} := 288.244 \cdot 12 = 3.459 \times 10^3 \text{ тыс руб}$$

$$Y_{\text{нед}} := P_{\text{СЭС}} \cdot Q_{\text{Сети}} \cdot T_{\text{нед}} \cdot 10^{-3} = 1.921 \text{ млн руб}$$

$$q_5 := q_1 + q_2 = 2.921 \times 10^{-3}$$

$$q_6 := q_3 + q_4 = 2.878 \times 10^{-3}$$

$$q_{\text{Сети}} := q_5 \cdot q_6 = 8.409 \times 10^{-6}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет надежности транзита ПС Белогорск.

Вариант 3

Вероятность отказа линии

$L_2 := 3.7 + 0.04 + 66.3 = 70.04$	км	Амурская -Белогорск с отп на Свободный
$L_{13} := 51.1$	км	Амурская - НПС-26
$L_{20} := 20.11$	км	НПС-26 - Белогорск
$L_6 := 8.96$	км	Белогорск - Белогорск/т
$L_{24} := 68.92$	км	Белогорск - Короли/т
$L_{10} := 69.7 + 0.9 + 49.7 = 120.3$	км	Белогорск/т - Завитая с отп. на ПС Хвойная
$L_{28} := 12.3 + 0.54 + 39.4 = 52.24$	км	Короли/т - Завитая с отп. на ПС Хвойная

Вероятность отказа линии номинальное напряжение 220 кВ

$$\lambda_{0ВЛ} := 0.005 \frac{1}{\text{год}}$$

$$q_{0ВЛ} := \lambda_{0ВЛ} \cdot \frac{11}{8760} = 6.279 \times 10^{-6} \quad \text{11ч-время аварийного восстановления ВЛ}$$

Вероятность отказа шин 220 кВ

$$\lambda_{Ш220} := 0.013 \frac{1}{\text{год}}$$

$$q_{Ш220} := \lambda_{Ш220} \cdot \frac{5}{8760} = 7.42 \times 10^{-6}$$

Вероятность отказа выключателя и разъединителя 220 кВ

$$\lambda_{Вст} := 0.055 \frac{1}{\text{год}} \quad a_{Воп} := 0.004 \quad N_{оп} := 10 \quad a_{Вавт} := 0.006 \quad K_{ai} := 0.2$$

$$\lambda_{ВЛ} := 0.005 \quad t_B := 50 \text{ ч} \quad T_{оп} := 1 \text{ час} \quad t_{Ввл} := 11 \text{ ч}$$

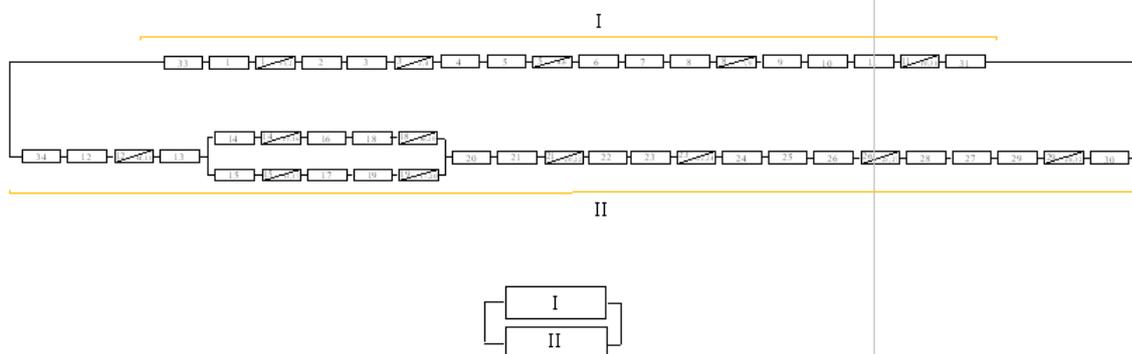
$$\lambda_B := \lambda_{Вст} + a_{Воп} \cdot N_{оп} + a_{Вавт} \cdot (1 + 1 \cdot K_{ai}) \cdot \lambda_{ВЛ} = 0.095$$

$$\lambda_{ор} := 0.01 \frac{1}{\text{год}} \quad q_p := \lambda_{ор} \cdot \frac{7}{8760} = 7.991 \times 10^{-6}$$

$$q_B := \lambda_{Вст} \cdot \frac{t_B}{8760} + a_{Воп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} + a_{Вавт} \cdot (1 + 1 \cdot K_{ai}) \cdot \left(\lambda_{ВЛ} \cdot \frac{t_{Ввл}}{8760} + q_{Ш220} \right) + 2q_p = 3.346 \times 10^{-4}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Вероятность отказа транзита мощности через ПС Белогорск



$$q_1 := q_{ш220} + q_B + q_{0ВЛ} \cdot 70.04 + q_B + q_{ш220} + q_B + q_{0ВЛ} \cdot 120.3 + q_{ш220} + q_B + q_{ш220} + q_{0ВЛ} \cdot 8.96 + q_B + q_{ш220} = 2.961 \times 10^{-3}$$

$$q_2 := q_{ш220} + q_B + q_{0ВЛ} \cdot 51.1 + [(2q_B + q_{ш220}) \cdot (2q_B + q_{ш220})] + q_{0ВЛ} \cdot 20.11 + q_{ш220} + q_B + q_{0ВЛ} \cdot 52.24 \dots = 2.584 \times 10^{-3}$$

$$+ q_{ш220} + q_B + q_{ш220} + q_{0ВЛ} \cdot 68.92 + q_B + q_{ш220}$$

$$q_{Сети} := q_1 \cdot q_2 = 7.651 \times 10^{-6}$$

Ущерб от недоотпуска

$$P_{СЭС} := 236 \quad \text{МВт}$$

$$T_{нед} := 288.244 \cdot 12 = 3.459 \times 10^3 \quad \text{тыс руб}$$

$$Y_{нед} := P_{СЭС} \cdot q_{Сети} \cdot T_{нед} \cdot 10^{-3} = 6.246 \times 10^{-3} \quad \text{млн руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет параметров схемы замещения для расчета режима

	RO, Ом/км	X0, Ом/км	B0, См/км
АС-240	0,121	0,435	2,6
АС-300	0,098	0,429	2,64
АС-400	0,075	0,42	2,7
Амурскя-Белогорск с отп на ПС Свободный (70,11/240)			
Амурскя-отп на пс Свободный (3,7/240)	0,4477	1,6095	9,62
отп на ПС Свободный (0,04/240)	0,00484	0,0174	0,104
Отп на ПС Свободный - Белогорск (66,37/240)	8,03077	28,87095	172,562
Белогорск - Белогорск/т (9,03/300) Было 240			
Белогорск-Белогорск/т (9,03/300)	0,88494	3,87387	23,8392
Амурскя-НПС-26			
Амурскя-НПС-26 (31,093/300)	3,00731	21,919755	134,8908
НПС-26 - Белогорск (20,16)			
НПС-26 - Белогорск (20,16/300)	1,97568	8,64864	53,2224
Белогорск - Короли/т (68,92/300)Было 240 на отпайке			
ПС Белогорск - Короли/т (68,92/300)	6,75416	29,56668	181,9488
Короли/т - Завитя с отп на ПС Хвойная (32,3/300)			
Короли/т - отп на ПС Хвойная (12,3/300)	1,2054	5,2767	32,472
отп на ПС Хвойная (0,34/240)	0,06334	0,2349	1,404
отп на ПС Хвойная - Завитя (39,4/300)	3,8612	16,9026	104,016
Белогорск/т - Завитя с отп на ПС Хвойная (120,1/300)			
Белогорск/т - отп на ПС Хвойная (69,7/300)	6,8306	29,9013	184,008
отп на ПС Хвойная (0,9/300)	0,0882	0,3861	2,376
отп на ПС Хвойная - Завитя (49,7/300)	4,8706	21,3213	131,208
Амурскя-Благовещенская №1			
Амурскя-Благовещенская №1 (129,72/400)	9,729	54,4824	350,244
Амурскя-Благовещенская №2			
Амурскя-Благовещенская №2 (130,21/300)	12,76058	55,86009	343,7544
Благовещенская - Варваровка			
Благовещенская - Варваровка (108,5/300)	10,633	46,3465	286,44
Завитя - Варваровка			
Завитя - Варваровка (79,2/300)	7,7616	33,9768	209,088
БГЭС - Завитя			
БГЭС - Завитя 1ц (79,5/400)	3,9625	33,39	214,65
БГЭС - Завитя 2ц (79,5/400)	3,9625	33,39	214,65
РайГЭС - Завитя (44,5/300)			
РайГЭС - Завитя 1ц (44,5/300)	4,361	19,0905	117,48
РайГЭС - Завитя 2ц (44,5/300)	4,361	19,0905	117,48
НБГЭС - Завитя с отп на ПС Створ			
НБГЭС - отп на ПС СТВОР (0,4/400)	0,03	0,168	1,08
Отп на ПС Створ (0,14/400)	0,0105	0,0588	0,378
Отп на ПС Створ - Завитя (57,26/400)	4,2945	24,0492	154,602

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3

Узлы/Несим/МД												Ветви/Несим/МД												Генератор/Несим												Состав/Несим											
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1																																					
1	1	1	3ф	4					8,3263	-79,43																																					

Вкладка «Состав/Несимм» (трехфазное КЗ)

Узлы/Несим/МД												Ветви/Несим/МД												Генератор/Несим												Состав/Несим											
S	№	№ сост	Тип	П 1	I 0	dI 0																																									
1	1	1	1ф	4	2,7093	-21,37																																									

Вкладка «Состав/Несимм» (однофазное КЗ)

Узлы/Несим/МД												Ветви/Несим/МД												Генератор/Несим												Состав/Несим											
S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E																																				
1		1	Система Амурская	1		9,885		9,885			220,000																																				
2		2	Система Завитая	10		10,760		10,760			220,000																																				

Вкладка «Генератор/Несимм» (Эквиваленты со стороны ПС Амурская и Завитая)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	220 кВ Амурская		220		
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	ПС Свободный		220		
3	<input type="checkbox"/>			зак	4	2С-220		220		
4	<input type="checkbox"/>			зак	5	1С-220		220		
5	<input type="checkbox"/>			зак	6	ПС Белогорск/т		220		
6	<input type="checkbox"/>			зак	7	опт на ПС Хвойная (2...		220		
7	<input type="checkbox"/>			зак	8	опт на ПС Хвойная (1...		220		
8	<input type="checkbox"/>			зак	9	ПС Хвойная		220		
9	<input type="checkbox"/>			зак	10	ПС Завитая		220		
10	<input type="checkbox"/>			зак	11	ПС НПС-26		220		
11	<input type="checkbox"/>			зак	12	ПС Короли/т		220		
12	<input type="checkbox"/>			зак	13	ПС Варваровка		220		
13	<input type="checkbox"/>			зак	14	ПС Благовещенская		220		
14	<input type="checkbox"/>			зак	15	220 кВ БГЭС		220		
15	<input type="checkbox"/>			зак	155	500 кВ БГЭС		500		1830,0
16	<input type="checkbox"/>			зак	16	220 кВ НБГЭС		220		
17	<input type="checkbox"/>			зак	17	220 кВ РайГРЭС		220		
18	<input type="checkbox"/>			зак	41	0 Т-4 Белогорск		220		
19	<input type="checkbox"/>			зак	18	ПС Створ		220		
20	<input type="checkbox"/>			зак	1 551	500 кВ Амурская		500		1830,0
21	<input type="checkbox"/>			зак	1 550	0 АТ-1 Амурская		500		
22	<input type="checkbox"/>			зак	2 550	0 АТ-2 Амурская		500		
23	<input type="checkbox"/>			у	1 553	С-10 АТ-1 Амурская		10		
24	<input type="checkbox"/>			у	2 553	С-10 АТ-2 Амурская		10		
25	<input type="checkbox"/>			у	412	2С-10		10		-21 074,0
26	<input type="checkbox"/>			зак	40	0 Т-3 Белогорск		220		
27	<input type="checkbox"/>			у	512	1С-10		10		-21 074,0
28	<input type="checkbox"/>	✘		у	403	С-10 Т-3		10		
29	<input type="checkbox"/>			у	411	2С-35 кВ		35		
30	<input type="checkbox"/>			у	401	1С-35 кВ		35		
31	<input type="checkbox"/>			зак	51	0 АТ-2 Белогорск		220		
32	<input type="checkbox"/>			зак	50	0 АТ-1 Белогорск		220		
33	<input type="checkbox"/>			зак	511	2С-110кВ		110		
34	<input type="checkbox"/>			зак	501	1С-110 кВ		110		
35	<input type="checkbox"/>			зак	15 550	0 АТ БГЭС		500		
36	<input type="checkbox"/>			у	1 555	С-6 кВ АТ БГЭС		6		
37	<input type="checkbox"/>	✘		у	5 011	С-10 АТ-1 Белогорск		10		

Вкладка «Узлы/Несим/ИД»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3

Узлы/Несим/ИД																
O	S	Тип	sO	tipO	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r	r0
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	1	2		220 кВ Амурская - ПС Сво...	0,45	1,61		-9,6				0,448
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	2	4		ПС Свободный - 2С-220	8,03	28,87		-172,6				8,031
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	4	6		2С-220 - ПС Белогорск/т	0,89	3,87		-23,8				0,885
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	6	7		ПС Белогорск/т - опт на ...	6,83	29,90		-184,0				6,831
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	7	9		опт на ПС Хвойная (2С) - ...	0,09	0,39		-2,4				0,088
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	7	10		опт на ПС Хвойная (2С) - ...	4,87	21,32		-131,2				4,871
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	1	11		220 кВ Амурская - ПС НП...	5,01	21,92		-23,8				5,007
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	11	5		ПС НПС-26 - 1С-220	1,98	8,65		-53,2				1,976
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	5	12		1С-220 - ПС Короли/т	6,75	29,57		-181,9				6,754
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	12	8		ПС Короли/т - опт на ПС ...	1,21	5,28		-32,5				1,205
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	8	9		опт на ПС Хвойная (1С) - ...	0,07	0,23		-1,4				0,065
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	8	10		опт на ПС Хвойная (1С) - ...	3,86	16,90		-104,0				3,861
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	1	14		220 кВ Амурская - ПС Бла...	9,73	54,48		-350,2				9,729
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	1	14		220 кВ Амурская - ПС Бла...	12,76	55,86		-343,8				12,761
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	14	13		ПС Благовещенская - ПС ...	10,63	46,55		-286,4				10,633
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	13	10		ПС Варваровка - ПС Зави...	7,76	33,98		-209,1				7,762
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	15	10		220 кВ БГЭС - ПС Завитая	5,96	33,39		-214,7				5,963
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	15	10		220 кВ БГЭС - ПС Завитая	5,96	33,39		-214,7				5,963
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	16	18		220 кВ НБГЭС - ПС Створ	0,03	0,17		-1,1				0,030
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	18	10		ПС Створ - ПС Завитая	4,30	24,05		-154,6				4,295
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	17	10		220 кВ РайГРЭС - ПС Зав...	4,36	19,09		-117,5				4,361
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	17	10		220 кВ РайГРЭС - ПС Зав...	4,36	19,09		-117,5				4,361
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	155	15550		500 кВ БГЭС - 0 АТ БГЭС		61,10		37,9			1,000	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	15550	15		0 АТ БГЭС - 220 кВ БГЭС							0,440	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	15550	1555		0 АТ БГЭС - С-6 кВ АТ БГЭС		113,50					0,012	
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	155	1551		500 кВ БГЭС - 500 кВ Аму...	8,08	85,83		-1003,2				8,081
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	1551	1550		500 кВ Амурская - 0 АТ-1 ...		61,10		37,9			1,000	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	1550	1		0 АТ-1 Амурская - 220 кВ ...							0,460	
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	1550	1553		0 АТ-1 Амурская - С-10 А...		113,50					0,020	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	1551	2550		500 кВ Амурская - 0 АТ-2 ...		61,10		37,9			1,000	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2550	1		0 АТ-2 Амурская - 220 кВ ...							0,460	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2550	2553		0 АТ-2 Амурская - С-10 А...		113,50					0,020	
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	41		2С-220 - 0 Т-4 Белогорск		165,00		8,3			1,000	
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	41	411		0 Т-4 Белогорск - 2С-35 кВ							0,167	
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	41	412		0 Т-4 Белогорск - 2С-10		125,00					0,048	
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	40		2С-220 - 0 Т-3 Белогорск		165,00		8,3			1,000	
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	40	401		0 Т-3 Белогорск - 1С-35 кВ							0,167	
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	40	403		0 Т-3 Белогорск - С-10 Т-3		125,00					0,048	
39	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	412	512		2С-10 - 1С-10								
40	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	4	5		2С-220 - 1С-220								
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	50		1С-220 - 0 АТ-1 Белогорск		104,00		6,0			1,000	
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	50	501		0 АТ-1 Белогорск - 1С-11...							0,500	
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	50	5011		0 АТ-1 Белогорск - С-10 А...				195,6			0,048	
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	51		1С-220 - 0 АТ-2 Белогорск		104,00		6,0			1,000	
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	51	511		0 АТ-2 Белогорск - 2С-11...							0,500	
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	51	512		0 АТ-2 Белогорск - 1С-10				195,6			0,048	
47	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	501	511		1С-110 кВ - 2С-110кВ								
48	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	411	401		2С-35 кВ - 1С-35 кВ								

Вкладка «Ветви/Несим/ИД»