

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

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения города Благовещенск в связи с подключением подстанции Молодежная

Исполнитель

студент группы 142-узб

подпись, дата

С.В. Марютин

Руководитель

профессор, доктор техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента С.В. Марютин

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения города Благовещенск в связи с подключением подстанции Молодежная

(утверждена приказом от 10.04.2025г. №950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____ 26.06.2025 _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной и преддипломной практик

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика города Благовещенск и его системы электроснабжения, расчет электрических нагрузок и компенсация реактивной мощности, разработка вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения рассматриваемой части города и их анализ, выбор оптимального варианта из предложенных вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения, расчёт токов короткого замыкания, проектирование подстанции Молодёжная, расчёт потокораспределения после ввода подстанции Молодежная, релейная защита и автоматика, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части формата А1

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

7. Дата выдачи задания _____ 01.04.2025 _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с, 22 рисунка, 46 таблицы, 138 формул, 39 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАБЕЛЬ, ПЕРЕХОДНОЙ ПУНКТ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКА, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

Актуальность темы заключается в необходимости реконструкции электрических сетей района города Благовещенск, так как планируется ввод нового центра питания подстанции Молодёжная.

Цель работы: обеспечение требуемого уровня надёжности системы внешнего электроснабжения при подключении подстанции Молодежная.

В выпускной квалификационной работе выполнен анализ существующих электрических сетей, рассчитаны вероятностные характеристики нагрузки подстанций системы внешнего электроснабжения города Благовещенск, выбран оптимальный вариант подключения подстанции Молодежная по приведенным статическим затратам, рассчитаны уровни токов КЗ на стороне ВН и НН подстанции Молодежная, по которым в дальнейшем выполнена проверка оборудования КРУЭ-110 кВ и КРУ-10 кВ, выбраны и проверены комплекты релейной защиты трансформаторов подстанции Молодежная. Рассмотрен порядок действия для предотвращения возгорания в соответствии с мерами пожарной безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика города Благовещенск	10
1.1 Краткое описание города и рассматриваемого района	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии северной части города Благовещенск	14
1.4 Целесообразность проектирования системы электроснабжения северной части города Благовещенск	15
2 Анализ существующей системы электроснабжения города Благовещенск и его северной части	16
2.1 Источники питания и их анализ	16
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов подстанций	18
2.3 Характеристика схемы электроснабжения части города и ее анализ	18
3 Расчет электрических нагрузок	22
3.1 Расчет электрических нагрузок существующих подстанций	22
3.2 Расчет электрических нагрузок на шинах проектируемой подстанции Молодежная	28
3.3 Прогнозирование электрических нагрузок на шинах подстанции района реконструкции	31
4 Компенсация реактивной мощности	33
5 Разработка вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения рассматриваемой части города и их анализ	35
5.1 Разработка вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения и их технический анализ	35
5.2 Выбор номинального напряжения сети	44
5.3 Технический анализ предлагаемых вариантов реконструкции	45
5.4 Выбор марки и сечения вновь вводимых линий, их конструктивное	

исполнение	46
5.5 Проверка соответствия сечений существующих линий нагрузке при реконструкции сети	48
5.6 Реконструкция существующих линий и подстанций	49
5.7 Выбор числа и мощности трансформаторов проектируемой подстанции	52
6 Выбор оптимального варианта реконструкции системы внешнего электроснабжения	55
6.1 Капитальные вложения	55
6.2 Расчет эксплуатационных издержек	57
6.3 Расчёт приведённых статических затрат	59
7 Расчёт токов короткого замыкания	61
8 Проектирование подстанции Молодёжная	70
8.1 Разработка подробной однолинейной схемы подстанции и ее конструктивного исполнения	70
8.2 Выбор и проверка переходных пунктов	72
8.3 Выбор и проверка выключателей	74
8.4 Выбор и проверка разъединителей	79
8.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	81
8.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	86
8.7 Выбор и проверка токоведущих частей	88
8.8 Выбор и проверка изоляторов	92
8.9 Выбор и проверка КРУ	95
8.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	96
8.11 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	98
8.12 Заземляющее устройство подстанции	104
8.13 Молниезащита здания подстанции	107
9 Расчёт потокораспределения после ввода подстанции Молодежная	109
10 Релейная защита и автоматика на подстанции Молодежная	115
10.1 Расчёт защиты трансформатора	115

10.2 Устройства автоматического включения резерва	120
10.3 Автоматическая частотная нагрузка	121
10.4 Автоматическое повторное включение	121
11 Безопасность и экологичность	122
11.1 Безопасность	122
11.2 Экологичность	127
11.3 Чрезвычайные ситуации	132
Заключение	137
Библиографический список	138
Приложение А Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad	

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высшее напряжение;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН - низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Для развивающегося района застройки города Благовещенск требуется обеспечить надёжное электроснабжение потребителей, ввиду того, что ближайшие к району реконструкции подстанции исчерпали свой резерв присоединяемой мощности и перегружены на перспективный период до 2030 года.

Актуальность темы заключается в необходимости реконструкции электрических сетей района города Благовещенск, так как планируется ввод нового центра питания подстанции Молодёжная.

Цель работы: обеспечение требуемого уровня надёжности системы внешнего электроснабжения при подключении подстанции Молодёжная.

Для реализации указанной цели решены следующие задачи:

- анализ существующей системы и определение возможности подключения новой подстанции Молодёжная в северной части города Благовещенск;
- выбор оптимального варианта реконструкции электрических сетей в северной части города Благовещенск;
- выбор и проверка оборудования вводимой подстанции Молодёжная;
- выбор и проверка средств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции Молодёжная;
- выбор мер обеспечения безопасности и экологичности работы при подключении новой подстанции Молодёжная в северной части города Благовещенск.

Новый центр питания в северной части Благовещенска сможет покрыть необходимость в подключении потребителей на перспективу по мере застройки квартала, при этом реализуется способ прокладки заходов на проектируемую ПС Молодёжная в виде кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена от существующей ВЛ-110 кВ ПС Благовещенская – ПС Центральная – 1,2 через устройство перехода ВЛ в КЛ в виде готового изделия.

Покрыть нагрузку потребителей центральной части засчёт ввода новых источников питания крайне затруднительно ввиду плотности городской застройки

в центральной части города Благовещенск, поэтому обеспечить возможность подключения новых потребителей к существующим ПС возможно только за счёт увеличения номинальной мощности силовых трансформаторов на них. В северной части города Благовещенск в районе планируемой застройки существует возможность выделить территорию под расположение нового центра питания, способного покрыть необходимость в электроснабжении новых потребителей, так как существующие центры питания отделены от района застройки ул. Школьной с севера, рекой Чигири с юга, ул. 50 лет октября с запада, Новотроицким шоссе с востока.

Целесообразности темы: предусмотрен ввод нового центра питания северного района города Благовещенск, так как нет возможности подключения планируемой нагрузки к имеющимся центрам питания ввиду того, что резерв трансформаторной мощности значительно снижен.

Основание для разработки темы: необходимость подключения нового центра питания к существующей электрической сети северной части города Благовещенск.

Исходные данные для разработки темы: схема и программа развития Амурской области на 2025-2030 г.г., контрольный замер Амурских электрических сетей декабрь 2022-2024 г.г., паспорт города Благовещенск Амурской области, карты климатического районирования Амурской области.

Для того, чтобы обеспечить надёжное и качественное электроснабжение потребителей планируемого района застройки северной части города Благовещенск выбраны и проверены электрические аппараты проектируемой ПС Молодежная, выбран оптимальный вариант её подключения к существующим сетям, что подтверждено расчётами на основе имеющейся информации о планах застройки района.

При выполнении выпускной квалификационной работы применялось свободно распространяемое лицензионное программное обеспечение, MS Office Excel, MS Office Word, MS Office Visio. Mathcad Workstation 14. Графическая часть работы выполнена на 6 листах формата A1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСК

1.1 Краткое описание города и рассматриваемого района

Город Благовещенск в качестве административного центра Амурской области является крупнейшим населенным пунктом на её территории, относится к Дальневосточному федеральному округу Российской Федерации.

Расположение города Благовещенска в южной части Амурской области на государственной границе с Китаем является отличительной чертой города среди прочих областных центров Российской Федерации. Удаление Благовещенска от и китайского города Хэйхэ составляет 800 метров через реку Амур.

На 01.01.2025 по итогу переписи численность населения города составляет 245244 человек из которого 163121 население трудоспособного возраста. Тенденция с 2020 года на убыль населения на 0,1%-0,16% связана с увеличением смертности, снижением рождаемости, миграционными движениями населения различных возрастных групп.

Для города Благовещенск плотность населения составляет 766 чел./км², при учёте территорий городских округов (село Белогорье, поселок Мухинка, село Плодопитомник, село Садовое) плотность населения снижается и составляет 764 чел./км².

Жилищный фонд города Благовещенск представляет собой многоэтажную застройку этажностью выше 5 этажей, присутствует одноэтажная застройка частными подворьями в западной и локально (в пределах кварталов №35, 191, 162, 170, 178 и т.д.) в центральной части города. Обновление жилищного фонда идёт высокими темпами с объемом строительства и ввода жилья 157,8 тыс. м².

Крупные промышленные потребители северного района города Благовещенск представлены в различных отраслях промышленности – Благовещенский молочный комбинат, Хладокомбинат, Мясокомбинат, Благовещенская кондитерская фабрика «Зея» (пищевая промышленность), АНК (завод железобетонных изделий), Благовещенский ремонтно-механический завод, «Амурский металлист», Благовещенский электроаппаратный завод, судостроительный завод

имени Октябрьской революции (машиностроение и металлообработка, промышленное оборудование).

Перспективным направлением развития северной части города Благовещенск является застройка «Северного жилого района» г. Благовещенска площадью территории 237 га и вводимой жилой площадью в размере 1,7 млн. м², а также создание 3980 мест в дошкольных учреждениях и 8840 мест для учащихся в спортивных школах.

Среди коммунальных потребителей кроме крупных промышленных предприятий присутствуют население, предприятия малого и среднего бизнеса, прочие потребители (мелкомоторная нагрузка) [1].

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

К территориальным особенностям города Благовещенска относится его расположение на равнинной местности без резких перепадов высот. Гидрологическая обстановка в городе Благовещенск связана с расположением города на левом берегу реки Амур в месте впадения в нее реки Зея. В центральной части города Благовещенск протекает малая река Бурхановка. В северной части города Благовещенск в непосредственной близости от Северного жилого района города протекает малая река Чигири.

Обеспеченность города Благовещенск зелеными насаждениями в пределах современной городской черты оценивается в 11 783 га (36,7%) от общей площади города. При этом городские леса как разновидность насаждений занимают 11 185 га в виде больших массивов в парковых зонах и иных участках в черте города.

Среди запасов полезных ископаемых в черте городского округа отмечаются песок природный, песок строительный, песок кварцевый, гравий, суглинок для кирпича М 125, суглинок для керамзита М 500, глина для керамического кирпича.

Транспортная инфраструктура города представлена развитыми автомобильными дорогами, связывающими город по нескольким направлениям с Федеральной автомобильной дорогой Р297 «Амур» и удаленностью 120 км от города,

С помощью региональных карт климатического районирования Амурской области в качестве нормативных данных по максимальной скорости ветра, максимальной толщине стенки гололеда и ветровому давлению составляется таблица 1, в которой указана климатическая характеристика района проектирования [2].

Таблица 1 – Климатическая характеристика района проектирования

Характеристика	Нормативная величина	Примечание
Районирование по ветровой нагрузке	I	При ветровой нагрузке $R_{wt}=3,2$ Н/м
Районирование по толщине стенки гололеда	II	При толщине стенки $b_y=17$ мм
Продолжительность гроз за год	50 часов	
Температура воздуха за год	+2.9°C	Среднее значение
	+35°C	Максимальное значение
	-35°C	Минимальное значение
Направление ветра	Летний период 27,6% Ю, Ю-В 17,9% С, С-З 54,5% пер-ое напр-е Зимний период 24,2% Ю, Ю-З 18,7% С, С-З 57,1% пер-ое напр-е	на высоте 10-12 метров над земной поверхностью
Атмосферное давление за год	759	Среднее значение
	739,6	Максимальное значение
	783,1	Минимальное значение
Глубина промерзания грунта	2,09 м	
Влажность грунта	35%	Максимальное значение
	23%	Минимальное значение
Тип почв	бурые лесные, буропodzольные	
Состав грунта	глины и суглинки, пески и супеси	($\rho=40-150$ Ом·м, $\varepsilon=15$) ($\rho=60-130$ Ом·м, $\varepsilon=5$)

Выбор сечения проводов ВЛ в дальнейшем проводится с учётом климатической характеристики города Благовещенск по ветровой нагрузке и толщине стенки гололеда.

Дальнейший расчёт параметров молниезащиты (количество молниеотводом, расстановка на ОРУ ПС, плотности разрядов молнии на землю) проектируемой ПС осуществляется на основе данных о продолжительности гроз.

Выбор оборудования на проектируемой ПС будет выполняться в соответствии с температурами воздуха для диапазона исполнения оборудования У, что соответствует умеренному климату (диапазон применения $-45...+40^{\circ}\text{C}$) в соответствии с [9].

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии северной части города

Потребители квартала города Благовещенска, в котором планируется размещение подстанции Молодежная и ограниченного улицами 50 лет Октября – Кольцевая - Новотроицкое шоссе – Школьная, представлены производственными базами, складскими строениями, торговыми павильонами и зданиями с асинхронными двигателями 0,4 кВ малой мощности. Жилая застройка отсутствует.

Жилая застройка к востоку от района проектирования преимущественно многоэтажная с электроплитами, в эксплуатации не более 10 лет. Также имеется одноэтажная застройка частных подворных хозяйств не более 30 шт, преимущественно деревянные дома с твердотопливным обогревом. Данные участки застройки рассматриваются для расселения с последующим сооружением многоэтажных домов, так как в эксплуатации деревянные дома более 40 лет.

К северу от проектируемого района застройки располагается коттеджный посёлок Карповка, потребители которого 1-2 этажные коттеджи из кирпича или газоблоков. К западу располагается село Чигири, потребители которого 1-2 этажные коттеджи из кирпича или газоблоков, многоквартирные дома в 2 этажа на

8-10 квартир. Для села Чигири характерно наличие централизованного теплоснабжения в центральной части и электрообогрева на вводимых в эксплуатацию коттеджей новых районов застройки.

Электроснабжение всех потребителей района проектирования централизованное от ТП-10/0,4 кВ, балансовая принадлежность в черте города ООО «Амурские коммунальные системы», село Чигири, поселок Карповка – филиал «Амурские электрические сети» АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», гарантирующий поставщик - филиал «Амурэнергосбыт» ПАО «Дальневосточная энергетическая компания».

1.4 Целесообразность проектирования системы электроснабжения северной части города Благовещенск

Генеральный план развития города Благовещенск до 2030 года разработан с учётом работы программы «Дальневосточный квартал», разработанной Минвостокразвития, в результате чего в северной части города ведётся масштабное строительство доступного и комфортного жилья для жителей города.

С учётом планируемого объёма застройки проекта «Зея парк» и его расширения на территорию западнее квартала №800, на основе перспективного плана развития электроэнергетики Амурской области [1] для подключения к централизованной системе электроснабжения ожидаются бытовые и коммунальные потребители. Ожидаемая нагрузка для подключения определяется далее в соответствии с нормами проектирования городов [8], распределение данной нагрузки по существующим центрам питания нецелесообразно ввиду их загруженности, поэтому в дальнейшем проектирование осуществляется в направлении создания нового центра питания в виде ПС.

В район размещения подстанции Молодежная планируется развитие жилой застройки жилыми многоквартирными комплексами и общественными зданиями, что обуславливает необходимость реконструкции системы внешнего электроснабжения северной части города Благовещенск.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСК И ЕГО СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ

2.1 Источники питания и их анализ

Номинальное напряжение электрических сетей города Благовещенск – 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 0,4 кВ. В северной части города расположена узловая ПС Благовещенская 220/110/35 кВ, связанная по двум ВЛ-220 кВ с ПС Амурская 550/220/110/35 кВ, т.е. с сетями ЕНЭС (ПАО Россети). ПС Благовещенская имеет открытое распределительное устройство на номинальное напряжение 220, 110, 35 кВ. За счет автотрансформаторов мощностью 125 и 63 МВА осуществляется трансформация напряжения до уровней 110 кВ и 35 кВ, рисунок 2.

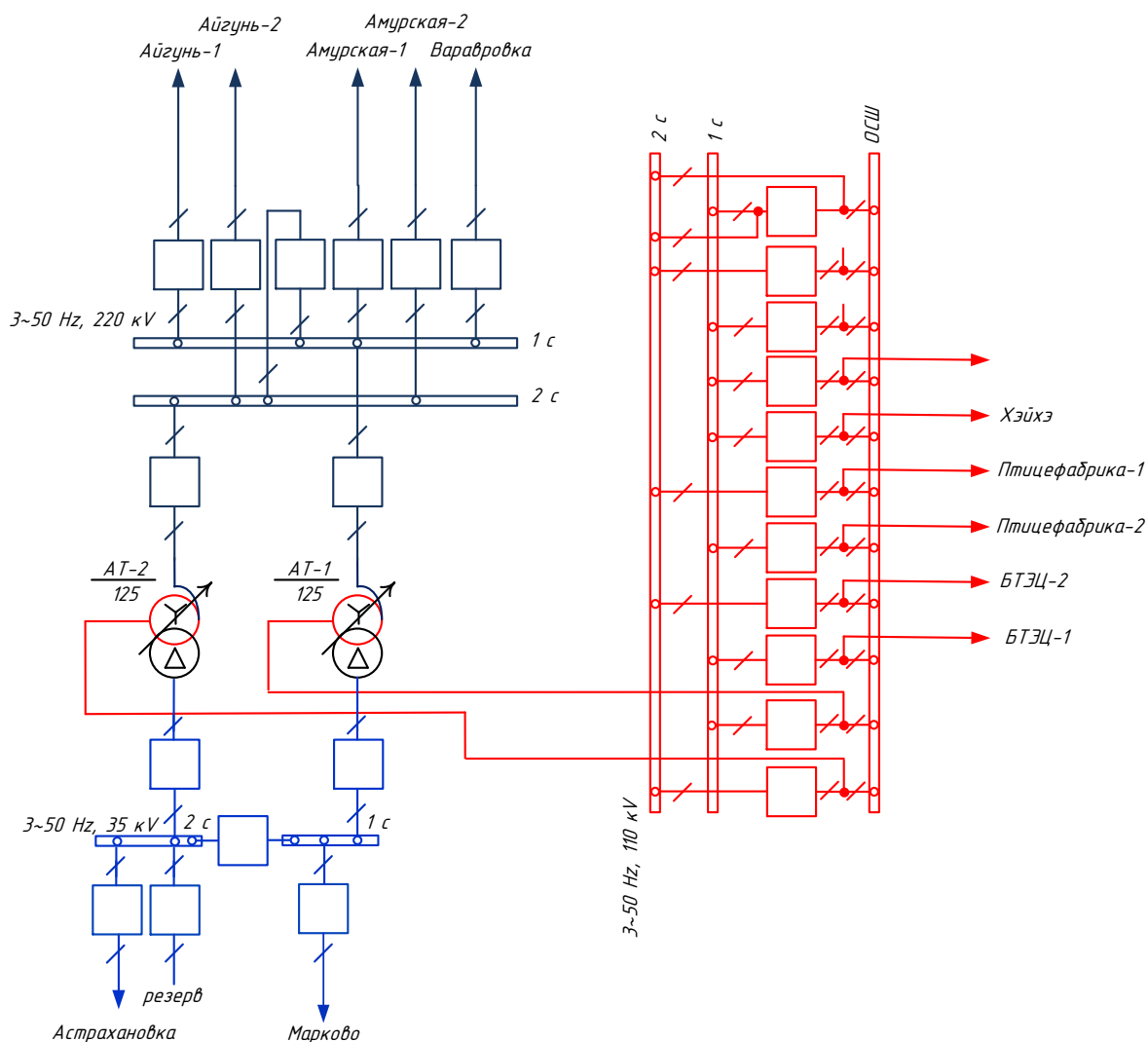


Рисунок 2 – Упрощенная однолинейная схема ПС Благовещенская

Схема распределительного устройства 220, 35 кВ – одна рабочая секционированная система шин. Количество линейных выключателей 220 кВ – 4.

Схема распределительного устройства 110 кВ – схема с двумя рабочими и обходной системой шин (схема с совмещенным обходным и шиносоединительным выключателем) приведена на рисунке 3. Количество линейных выключателей 110 кВ – 8.

В западной части города расположена станция Благовещенская ТЭЦ, осуществляющая выдачу электрической мощности на напряжении 110 кВ, рисунок 3.

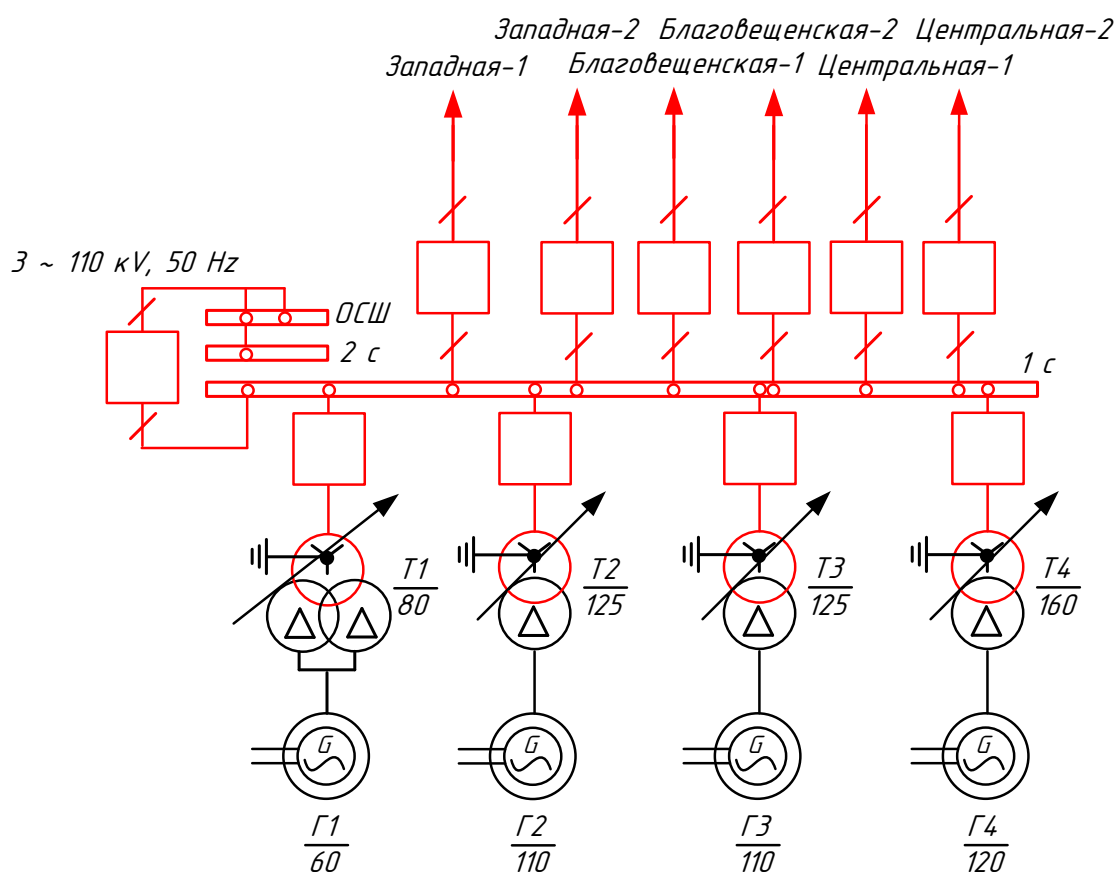


Рисунок 3 – Упрощённая однолинейная схема Благовещенской ТЭЦ

Для обеспечения потребности промышленных и коммунально-бытовых потребителей Благовещенска в тепле и электроэнергии на Благовещенской ТЭЦ установлено четыре турбоагрегата: ст. № 1 типа ПТ-60-130/13, ст. № 2, 3 типа Т-110/120-130 и № 4 типа Т-120/140-12,80-2; четыре энергетических котла типа

БКЗ-420-140-7 и один энергетический котел типа Е-420-13,8-560 БТ; два водогрейных котла типа КВГМ-100.

ОРУ Благовещенской ТЭЦ на 110 кВ выполнено по схеме: две рабочие и обходная система шин (рисунок 2), 6 отходящих линий 110 кВ для электроснабжения города Благовещенска, трансформаторы - тип ТРДН-80000/110, 2хТДЦ-125000/110, ТДЦ-160000/110.

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов подстанций

Максимальная загрузка трансформаторов по результатам зимних замеров 2022-2024 г.г. приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Максимальная загрузка трансформаторов по результатам зимних замеров

Наименование подстанции	U _{ВН(ном)} , кВ	тр-р	Стр, МВА	2022		2023		2024	
				тах загрузка, %	Загрузка в режиме N-1, %	тах загрузка, %	Загрузка в режиме N-1, %	тах загрузка, %	Загрузка в режиме N-1, %
Кирпичная	110	T-1	10	38,9	49,1	59,7	78,8	59,8	77
Кирпичная	110	T-2	10	10,3		19,1		18,4	
Северная	110	T-1	25	40,5	69,4	50,4	84,8	47,4	75,7
Северная	110	T-2	25	28,9		34,4		28,4	
Центральная	110	T-1	25	33,2	139,6	75,8	158,1	75	155,7
Центральная	110	T-2	25	106,4		79,3		83,4	
Новая	110	T-1	40	21,5	40,5	20,8	57,2	20,7	68,1
Новая	110	T-2	25	30,4		36,6		34,9	
Сетевая	110	T-1	40	54,1	133,9	48,1	131,9	39,6	122,1
Сетевая	110	T-2	40	79,7		83,8		82,9	
Астрахановка	35	T-1	16	46,5	108,2	48,3	117,5	54,2	115,9
Астрахановка	35	T-2	16	61,7		69,1		62,1	

По результатам анализа загрузки трансформаторов необходимо увеличение трансформаторной мощности на ПС Центральная.

2.3 Характеристика схемы электроснабжения части города и ее анализ

Для системы электроснабжения города Благовещенск характерно наличие резервированной магистрали ВЛ-110 кВ с отпаечными ПС между источниками питания Благовещенской ТЭЦ и ПС Благовещенская.

Для имеющегося участка проектирования распределительных сетей 110-35 кВ города Благовещенск составляется фрагмент однолинейной схемы с листа графической части №1, рисунок 4.

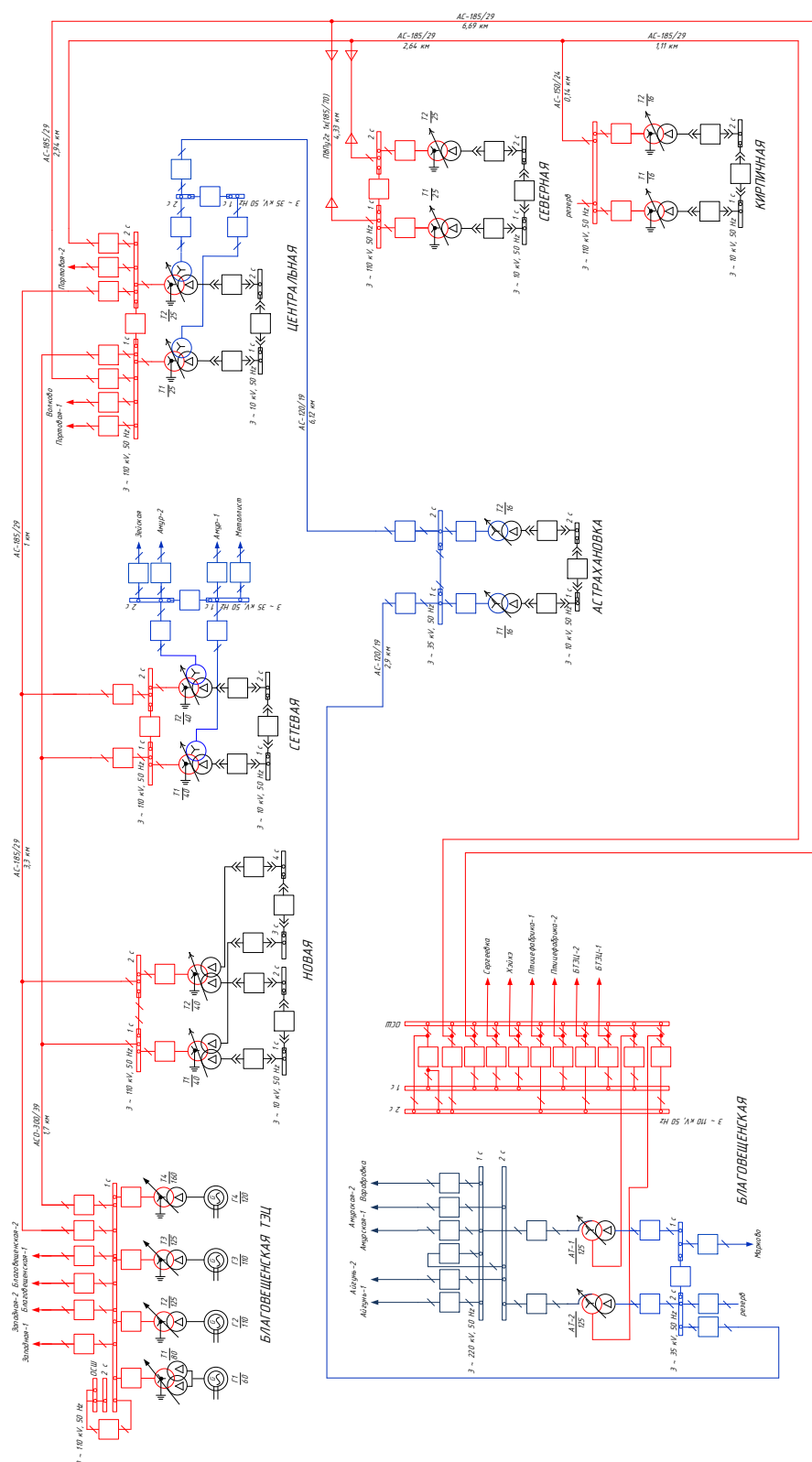


Рисунок 4 – Однолинейная схема внешнего электроснабжения города Благовещенск в районе размещения подстанции Молодежная

Характеристика ПС, включенных в участок рассматриваемой сети города Благовещенск приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Структурный анализ ПС

Наименование ПС	Установленные тр-ры, класс напряжения, мощность	Тип ПС	Схема РУ ВН
ПС 220 кВ Благовещенская	AT1 – 125 МВА - 220/110/35 AT2 – 125 МВА - 220/110/35	Узловая	Одна рабочая секционированная
Северная	T1 – 25 МВА – 110/10 T2 – 25 МВА – 110/10	Отпаечная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
Кирпичная	T1 – 2,5 МВА – 110/10 T2 – 2,5 МВА – 110/10	Отпаечная	Два блока линия трансформатор
Новая	T1 – 40 МВА - 110/10 T2 – 25 МВА - 110/10	Отпаечная	Два блока линия трансформатор
Сетевая	T1 – 40 МВА - 110/35/10 T2 – 40 МВА – 110/35/10	Отпаечная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
Центральная	T1 – 25 МВА - 110/35/10 T2 – 25 МВА – 110/35/10	Проходная	Одна рабочая секционированная система шин
Астрахановка	T1 – 16 МВА - 35/10 T2 – 16 МВА - 35/10	Проходная	Не типовая схема

В рассмотренной сети 110-35 кВ на ПС Астрахановка применена нетиповая схема РУ 35 кВ без секционного выключателя.

Загрузка ВЛ 110 кВ рассматриваемого района по результатам замеров 2022-2024 г.г приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Загрузка ВЛ 110 кВ по результатам замеров

Наименование ВЛ	Марка и сечение провода	2022		2023		2024	
		Im, А	Jm, А/мм ²	Im, А	Jm, А/мм ²	Im, А	Jm, А/мм ²
Благовещенская-Центральная №1	АС-185	122	0,7	102	0,6	161	0,87
Благовещенская-Центральная №2	АС-185	112	0,6	108	0,6	181	0,98
БТЭЦ - Центральная 1	АСО-300	198	1,1	282	1,52	331	1,1
БТЭЦ - Центральная 2	АС-185	167	0,9	234	1,26	273	1,48
Благовещенская-Астрахановка	АС-120	-	-	-	-	-	-
Центральная-Астрахановка	АС-120	260	2,2	310	2,58	294	2,45

Исходя из результатов загрузки ВЛ, следует, что нагрузочная плотность тока превышена только ВЛ 110 кВ БТЭЦ-Центральная-1,2 и по ВЛ-35 кВ Центральная-Астрахановка.

В результате анализа нагрузочной плотности тока видно, что имеется возможность подключения подстанции Молодёжная к ВЛ-110 кВ Благовещенская-Центральная №1 и ВЛ-110 кВ Благовещенская-Центральная №2.

Подключение подстанции Молодёжная к ВЛ-110 кВ БТЭЦ - Центральная 1 и ВЛ-110 кВ БТЭЦ - Центральная 2 не допускается ввиду их загруженности.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок существующих подстанций

Для существующих ПС 110-35 кВ района реконструкции используются исходные данные контрольных замеров в период с 2022-2024 г.г. Для оценки динамически изменения нагрузок период 3 года является достаточным, так как существенные изменения нагрузок в северной части города Благовещенск связаны с развитием комплексной жилой застройки в период действия программ развития города с 2020 года.

При обработке данных замеров применяется вероятностно-статистический метод, который по имеющейся информации о замере нагрузки ПС в контрольные часы может быть использован для нахождения средней, эффективной и максимальной мощностях.

Показательный расчёт вероятностно-статистических характеристик нагрузки выполняется на примере ПС Новая. Исходная информация для расчета электрических нагрузок по ПС Новая приводится в таблице 5.

Таблица 5 – Данные контрольного замера по ПС Новая северной части города Благовещенск за 2022-2024 год

время	нагрузка	T-1 110 кВ 2024	T-2 110 кВ 2024	T-1 110 кВ 2023	T-2 110 кВ 2023	T-1 110 кВ 2022	T-2 110 кВ 2022
1	2	3	4	5	6	7	8
0:00 :00	P, МВт	1,78	1,03	1,73	1,48	1,68	1,43
	Q, Мвар	0,98	1,65	0,95	0,93	0,92	0,90
1:00 :00	P, МВт	2,35	1,83	2,30	2,05	2,25	2,00
	Q, Мвар	0,88	1,59	0,85	0,83	0,82	0,80
2:00 :00	P, МВт	2,30	1,88	2,25	2,00	2,20	1,95
	Q, Мвар	0,90	1,59	0,87	0,85	0,84	0,82
3:00 :00	P, МВт	2,59	1,92	2,54	2,29	2,49	2,24
	Q, Мвар	1,17	1,67	1,14	1,12	1,11	1,09
4:00 :00	P, МВт	2,91	1,96	2,86	2,61	2,81	2,56
	Q, Мвар	1,29	1,70	1,26	1,24	1,23	1,21

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
5:00 :00	P, МВТ	3,14	1,89	3,09	2,84	3,04	2,79
	Q, Мвар	1,36	1,64	1,33	1,31	1,30	1,28
6:00 :00	P, МВТ	3,40	1,89	3,35	3,10	3,30	3,05
	Q, Мвар	1,43	1,62	1,40	1,38	1,37	1,35
7:00 :00	P, МВТ	4,15	2,10	4,10	3,85	4,05	3,80
	Q, Мвар	1,63	1,66	1,60	1,58	1,57	1,55
8:00 :00	P, МВТ	7,56	5,64	7,51	7,26	7,46	7,21
	Q, Мвар	2,24	2,37	2,21	2,19	2,18	2,16
9:00 :00	P, МВТ	8,00	6,72	7,95	7,70	7,90	7,65
	Q, Мвар	1,98	2,63	1,95	1,93	1,92	1,90
10:0 0:00	P, МВТ	8,23	7,54	8,18	7,93	8,13	7,88
	Q, Мвар	2,03	2,93	2,00	1,98	1,97	1,95
11:0 0:00	P, МВТ	8,08	8,18	8,03	7,78	7,98	7,73
	Q, Мвар	1,94	3,05	1,91	1,89	1,88	1,86
12:0 0:00	P, МВТ	7,96	8,19	7,91	7,66	7,86	7,61
	Q, Мвар	1,86	3,00	1,83	1,81	1,80	1,78
13:0 0:00	P, МВТ	7,57	7,57	7,52	7,27	7,47	7,22
	Q, Мвар	1,69	2,50	1,66	1,64	1,63	1,61
14:0 0:00	P, МВТ	7,76	8,44	7,71	7,46	7,66	7,41
	Q, Мвар	1,73	3,08	1,70	1,68	1,67	1,65
15:0 0:00	P, МВТ	7,88	8,41	7,83	7,58	7,78	7,53
	Q, Мвар	1,77	3,09	1,74	1,72	1,71	1,69
16:0 0:00	P, МВТ	7,96	8,42	7,91	7,66	7,86	7,61
	Q, Мвар	1,79	3,03	1,76	1,74	1,73	1,71
17:0 0:00	P, МВТ	7,78	7,76	7,73	7,48	7,68	7,43
	Q, Мвар	1,57	2,22	1,54	1,52	1,51	1,49
18:0 0:00	P, МВТ	8,13	8,36	8,08	7,83	8,03	7,78
	Q, Мвар	1,64	2,52	1,61	1,59	1,58	1,56
19:0 0:00	P, МВТ	8,25	8,34	8,20	7,95	8,15	7,90
	Q, Мвар	1,67	2,51	1,64	1,62	1,61	1,59
20:0 0:00	P, МВТ	7,92	8,17	7,87	7,62	7,82	7,57

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
	Q, Мвар	1,60	2,46	1,57	1,55	1,54	1,52
21:0 0:00	P, МВт	7,49	7,90	7,44	7,19	7,39	7,14
	Q, Мвар	1,52	2,41	1,49	1,47	1,46	1,44
22:0 0:00	P, МВт	3,75	4,81	3,70	2,45	3,20	1,20
	Q, Мвар	0,89	1,45	0,86	0,84	0,83	0,81
23:0 0:00	P, МВт	3,41	4,37	3,36	1,91	1,36	1,36
	Q, Мвар	0,83	1,58	0,80	0,78	0,77	0,75

Вероятностные характеристики находим по таблице 10, используя формулы средней, эффективной и максимальной мощностей.

Средняя мощность ПС Новая по вводу 110 кВ трансформатора Т-1 за рассматриваемый период 2024 года определяется по формуле:

$$P_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}{T_H}; \quad (1)$$

$$P_{CP} = \frac{1,78 + 2,35 + 2,3 + 2,59 + 2,91 + 3,14 + 3,4 + 4,15 + 7,56 + 8 + 8,23 + 8,08 + 7,96 + 7,57 + 7,76 + 7,88 + 7,96 + 7,78 + 8,13 + 8,25 + 7,92 + 7,49 + 3,75 + 3,41}{24} = 5,8 \text{ МВт};$$

$$Q_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i}{T_H}, \quad (2)$$

$$Q_{CP} = \frac{0,98 + 0,88 + 0,9 + 1,17 + 1,29 + 1,36 + 1,41 + 1,63 + 2,24 + 1,98 + 2,03 + 1,94 + 1,86 + 1,69 + 1,73 + 1,77 + 1,79 + 1,57 + 1,64 + 1,67 + 1,6 + 1,52 + 0,89 + 0,83}{24} = 1,5 \text{ Мвар},$$

где P_i , Q_i – замерные данные нагрузки ПС Новая на i -ый период суток;

t_i – длительность поддерживаемой замерной нагрузки;

T_H – период наблюдения проведенного замера, 24 часа.

По величинам средней нагрузки в дальнейшем производится выбор силовых трансформаторов и анализ электропотребления.

Эффективная мощность ПС Новая по вводу 110 кВ трансформатора Т-1 за рассматриваемый период 2024 года определяется по формуле:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}{T_H}} ; \quad (3)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1,78^2 + 2,35^2 + 2,3^2 + 2,59^2 + 2,91^2 + 3,14^2 + 3,4^2 + 4,15^2 + 7,56^2 + 8^2 + 8,23^2 + 8,08^2 + 7,96^2 + 7,57^2 + 7,76^2 + 7,88^2 + 7,96^2 + 7,78^2 + 8,13^2 + 8,25^2 + 7,92^2 + 7,49^2 + 3,75^2 + 3,41^2}{24}} = 6,3 \text{ MBm}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i}{T_H}} ; \quad (4)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{0,98^2 + 0,88^2 + 0,9^2 + 1,17^2 + 1,29^2 + 1,36^2 + 1,41^2 + 1,63^2 + 2,24^2 + 1,98^2 + 2,03^2 + 1,94^2 + 1,86^2 + 1,69^2 + 1,73^2 + 1,77^2 + 1,79^2 + 1,57^2 + 1,64^2 + 1,67^2 + 1,6^2 + 1,52^2 + 0,89^2 + 0,83^2}{24}} = 1,6 \text{ Mвар}$$

Эффективная мощность. рассчитывается для расчета потерь электроэнергии и мощности. Эта величина показывает на сколько эффективно эксплуатируется система.

Коэффициент формы определяется для возможности перехода от средней нагрузки к максимальной.

Коэффициент формы ПС Новая по вводу 110 кВ трансформатора Т-1 за рассматриваемый период 2024 года определяется по формуле:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\Sigma\phi}}{P_{CP}}; \quad (5)$$

$$K_{\phi} = \frac{6,3}{5,8} = 1,09.$$

Максимальная мощность ПС Новая по вводу 110 кВ трансформатора Т-1 за рассматриваемый период 2024 года определяется по формуле:

$$P_{\max} = P_{CP} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right); \quad (6)$$

$$P_{\max} = 5,8 \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,09^2 - 1}\right) = 10,7 \text{ MBm}$$

$$Q_{\max} = Q_{CP} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right); \quad (7)$$

$$Q_{\max} = 1,5 \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,09^2 - 1}\right) = 2,8 \text{ Mвар}$$

где t_{β} - коэффициент Стьюдента принят равным 1,96.

Коэффициент мощности ПС Новая по вводу 110 кВ трансформатора Т-1 за рассматриваемый период 2024 года определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}}, \quad (8)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} = \frac{2,8}{10,7} = 0,26.$$

По остальным ПС северной части города Благовещенск расчёт вероятностных характеристик мощности проводится таким же образом, результат приводится в таблице 6.

Таблица 6 – Вероятностные характеристики мощности по ПС северной части города Благовещенск за 2022-2024 год

Наименование подстанции	Дисп. наим	мощность						
		средняя		эффективная		максимальная		
		Р МВт	Q МВар	Р МВт	Q МВар	Р МВт	Q МВар	tg(φ _{ном})
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2024 год								
ПС 110 кВ Новая	T-1	5,8	1,5	6,3	1,6	10,7	2,8	0,26
ПС 110 кВ Новая	T-2	5,6	2,2	6,2	2,3	11,1	4,5	0,40
ПС 110 кВ Сетевая	T-1	13,9	2,7	14,0	2,7	18,1	3,5	0,19
ПС 110 кВ Сетевая	T-2	28,9	4,6	29,3	4,6	37,5	5,9	0,16
ПС 110 кВ Центральная	T-1	17,5	5,0	17,5	5,0	18,2	5,2	0,28
ПС 110 кВ Центральная	T-2	18,0	3,6	18,1	3,6	21,7	4,3	0,20
ПС 110 кВ Северная	T-1	11,5	1,6	11,5	1,6	12,0	1,6	0,14
ПС 110 кВ Северная	T-2	6,0	1,3	6,0	1,3	7,8	1,7	0,22
ПС 35 кВ Астрахановка	T-1	7,3	1,9	7,3	1,9	9,0	2,4	0,26
ПС 35 кВ Астрахановка	T-2	9,3	2,5	9,3	2,5	9,9	2,7	0,27
ПС 110 кВ Кирпичная	T-1	5,5	0,8	5,6	0,8	6,5	0,9	0,14
ПС 110 кВ Кирпичная	T-2	1,7	0,3	1,7	0,3	1,8	0,3	0,17
2023 год								
ПС 110 кВ Новая	T-1	5,8	1,5	6,3	1,5	10,6	2,7	0,26
ПС 110 кВ Новая	T-2	5,5	1,5	6,0	1,5	10,5	2,8	0,27
ПС 110 кВ Сетевая	T-1	16,7	2,9	16,8	2,9	20,7	3,6	0,17
ПС 110 кВ Сетевая	T-2	31,1	4,5	31,1	4,5	35,7	5,2	0,15
ПС 110 кВ Центральная	T-1	17,4	3,3	17,5	3,3	20,1	3,8	0,19
ПС 110 кВ Центральная	T-2	18,7	5,2	18,7	5,2	19,3	5,4	0,28
ПС 110 кВ Северная	T-1	12,0	1,7	12,0	1,7	12,9	1,8	0,14
ПС 110 кВ Северная	T-2	7,6	1,4	7,6	1,4	9,5	1,7	0,18
ПС 35 кВ Астрахановка	T-1	7,1	1,9	7,1	1,9	7,7	2,1	0,27
ПС 35 кВ Астрахановка	T-2	10,6	2,8	10,6	2,8	11,0	2,9	0,26
ПС 110 кВ Кирпичная	T-1	5,6	0,8	5,6	0,8	6,4	0,9	0,14
ПС 110 кВ Кирпичная	T-2	1,9	0,3	1,9	0,3	1,9	0,3	0,17
2022 год								
ПС 110 кВ Новая	T-1	5,6	1,5	6,2	1,5	10,7	2,8	0,26
ПС 110 кВ Новая	T-2	5,3	1,4	6,0	1,5	10,6	2,8	0,27

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110 кВ Сетевая	T-1	17,7	4,1	17,9	4,1	23,3	5,4	0,23
ПС 110 кВ Сетевая	T-2	26,5	4,7	26,9	4,7	35,1	6,2	0,18
ПС 110 кВ Центральная	T-1	7,7	1,6	7,7	1,6	8,4	1,7	0,21
ПС 110 кВ Центральная	T-2	24,8	6,0	24,8	6,0	26,5	6,4	0,24
ПС 110 кВ Северная	T-1	9,0	1,3	9,0	1,3	10,5	1,5	0,15
ПС 110 кВ Северная	T-2	5,8	1,3	6,0	1,3	8,4	1,9	0,22
ПС 35 кВ Астрахановка	T-1	6,8	2,4	6,8	2,5	7,1	2,6	0,36
ПС 35 кВ Астрахановка	T-2	9,2	3,1	9,2	3,1	9,3	3,2	0,34
ПС 110 кВ Кирпичная	T-1	5,5	0,8	5,5	0,8	6,4	0,9	0,14
ПС 110 кВ Кирпичная	T-2	1,5	0,2	1,5	0,2	1,6	0,3	0,17

Приведенные в таблице 6 нагрузки будут использованы далее при разработке вариантов реконструкции электрической сети города Благовещенск.

3.2 Расчет электрических нагрузок на шинах проектируемой подстанции Молодежная

Расчётная нагрузка комплекса планируемых к вводу объектов определяется на основе данных [1] по Амурской области:

$$P_{p.компл} = 20155 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.компл} = 4181.5 \text{ квар.}$$

Полученная величина суммарной расчётной нагрузки ПС Молодежная соответствует величине максимальной мощности по техническим условиям для технологического присоединения «Специализированный застройщик «ПИК Благовещенск», так как в полученной расчётной величине нагрузки ПС Молодежная учтён район застройки, находящийся к западу через Новотроицкое шоссе от места расположения ПС Молодежная.

Определение вероятностных характеристик по ПС Молодежная осуществляется на основе типового графика нагрузки потребителей города, рисунок 5.

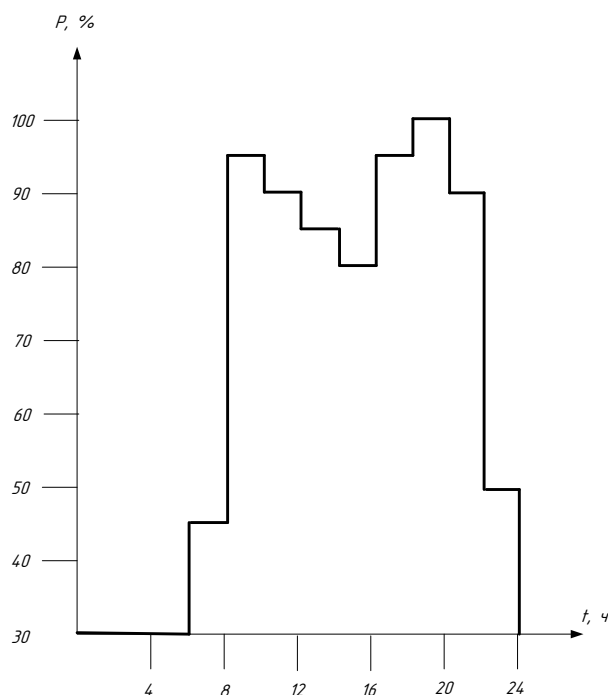


Рисунок 5 – Типовой график нагрузки городской подстанции с комплексным составом потребителей [8]

Для приведения типового графика городской подстанции к расчётной нагрузке ПС Молодёжная за интервал суток от 0 ч до 6 ч используется следующий порядок расчётов:

$$P_{p.прив.} = P_{p.компл} \cdot P_{\%}, \quad (9)$$

$$P_{p.прив.} = 20,155 \cdot 0,3 = 6,047 \text{ МВт.}$$

Для каждого последующих интервалов суток графика нагрузки расчёт ведётся аналогично, после определения приведенной величины нагрузки ПС Молодёжная рассчитывается средняя, эффективная и максимальная нагрузки:

$$P_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}{T_H};$$

$$P_{CP} = \frac{6,047 \cdot 6 + 9,07 \cdot 2 + 19,147 \cdot 2 + 18,14 \cdot 2 + 17,132 \cdot 2 + 16,124 \cdot 2 + 19,147 \cdot 2 + 20,155 \cdot 2 + 18,14 \cdot 2 + 10,078 \cdot 2}{24} = 13,773 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{ЭФ}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}{T_H}};$$

$$P_{\text{ЭФ}} = \sqrt{\frac{6,047^2 \cdot 6 + 9,07^2 \cdot 2 + 19,147^2 \cdot 2 + 18,14^2 \cdot 2 + 17,132^2 \cdot 2 + 16,124^2 \cdot 2 + 19,147^2 \cdot 2 + 20,155^2 \cdot 2 + 18,14^2 \cdot 2 + 10,078^2 \cdot 2}{24}} = 14,84 \text{ МВт};$$

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{ЭФ}}}{P_{CP}};$$

$$K_{\phi} = \frac{14,84}{13,77} = 1,08;$$

$$P_{\max} = P_{CP} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right);$$

$$P_{\max} = 13,773 \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,08^2 - 1}\right) = 24,63 \text{ МВт};$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

$$Q_{\max} = 24,63 \cdot 0,43 = 10,59 \text{ Мвар},$$

$$Q_{CP} = P_{CP} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

$$Q_{CP} = 13,773 \cdot 0,43 = 5,922 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{эф}} = P_{\text{эф}} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

$$Q_{\text{эф}} = 14,845 \cdot 0,43 = 6,38 \text{ Мвар},$$

где t_{β} - коэффициент Стьюдента принят равным 1,96;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности для потребителей городской подстанции, 0,43 [8].

3.3 Прогнозирование электрических нагрузок на шинах ПС района реконструкции

Для ПС района реконструкции северной части города Благовещенск проводится выбор наибольшей из рассчитанных вероятностных характеристик мощности в таблице 11. Для прогнозирования применяется период 5 лет, за базовый год принимается 2025, прогнозируемый год – 2030. Темп прироста нагрузки по Амурской энергосистеме использован в соответствии с обосновывающими материалами развития энергосистемы Амурской области на 2025-2030 годы.

Средняя прогнозируемая мощность ПС Новая по вводу 110 кВ трансформатора Т-1 определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}}^{\text{прог}} = P_{\text{ср}}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}; \quad (10)$$

$$P_{\text{ср}}^{\text{прог}} = 5,8 \cdot (1 + 0,046)^{2030 - 2025} = 7,3 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср}}^{\text{прог}} = P_{\text{ср}}^{\text{прог}} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{\text{ном}}); \quad (11)$$

$$Q_{\text{ср}}^{\text{прог}} = 7,3 \cdot 0,26 = 1,9 \text{ Мвар},$$

где $P_{\text{ср}}^{\text{баз}}$ – наибольшая средняя мощность за период 2022-2024 года по ПС Новая по вводу Т1, по таблице 11;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для мощности потребителей энергосистемы Амурской области 0,046 [1];

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка, 2030 год;

$t_{\text{баз}}$ – год в который начинается прогнозирование, 2025 год.

По остальным ПС северной части города Благовещенск расчёт прогнозируемой максимальной и эффективной нагрузки проводится таким же образом, результат приводится в таблице 7.

Таблица 7 – Прогнозируемые нагрузки по ПС северной части города Благовещенск за 2030 год

Наименование подстанции	Дисп. наим	средняя		эффективная		максимальная		
		Р МВт	Q Мвар	Р МВт	Q Мвар	Р МВт	Q Мвар	tg($\varphi_{\text{ном}}$)
ПС 110 кВ Новая	T-1	7,3	1,9	8,0	2,1	13,4	3,5	0,26
ПС 110 кВ Новая	T-2	7,0	2,8	7,8	3,2	14,0	5,6	0,4
ПС 110 кВ Сетевая	T-1	22,1	4,3	22,4	4,3	29,1	5,6	0,19
ПС 110 кВ Сетевая	T-2	38,9	6,1	39,0	6,2	46,9	7,4	0,16
ПС 110 кВ Центральная	T-1	22,0	6,2	22,0	6,2	25,2	7,2	0,28
ПС 110 кВ Центральная	T-2	31,1	6,2	31,1	6,2	33,2	6,6	0,20
ПС 110 кВ Северная	T-1	15,0	2,0	15,0	2,0	16,1	2,2	0,14
ПС 110 кВ Северная	T-2	9,5	2,1	9,5	2,1	11,9	2,6	0,22
ПС 35 кВ Астрахановка	T-1	9,1	2,4	9,2	2,4	11,3	3,0	0,26
ПС 35 кВ Астрахановка	T-2	13,3	3,6	13,3	3,6	13,7	3,7	0,27
ПС 110 кВ Кирпичная	T-1	7,0	1,0	7,0	1,0	8,2	1,1	0,14
ПС 110 кВ Кирпичная	T-2	2,4	0,4	2,4	0,4	2,4	0,4	0,17
ПС 110 кВ Молодежная	T-1/T-2	13,8	5,9	14,84	6,38	24,6	10,6	0,43

Спрогнозированные нагрузки принимаются в дальнейшем для оценки достаточности трансформаторной мощности существующих подстанций на перспективу до 2030 года.

4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Необходимость установки компенсирующих устройств на низкой стороне подстанций можно определить по требуемой мощности для Т-1 ПС Новая:

$$Q_{KY}^{TP} = Q_{\max \text{ прог}} - P_{\max \text{ прог}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{nd}; \quad (12)$$

$$Q_{KY}^{TP} = 3,5 - 13,4 \cdot 0,4 = -1,9 \text{ Мвар},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{nd}$ - предельно допустимый коэффициент реактивной мощности для шин 10 кВ ПС, 0,4 [17].

Для проектируемой ПС Молодёжная необходимость установки компенсирующих устройств проверяется по формуле:

$$Q_{KY}^{TP} = Q_{\max \text{ компл}} - P_{\max \text{ компл}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{nd}; \quad (13)$$

$$Q_{KY}^{TP} = 10,591 - 24,631 \cdot 0,4 = 0,74 \text{ Мвар},$$

На стороне 10 кВ ПС Молодежная необходимо установить батареи конденсаторов мощностью 2х450 квар, некомпенсированная реактивная нагрузка при этом составит:

$$Q_{\text{неск компл}} = Q_{\max \text{ компл}} - Q_{БК}; \quad (14)$$

$$Q_{\text{неск компл}} = 10,591 - 0,9 = 9,69 \text{ Мвар}.$$

По остальным ПС северной части города Благовещенск расчёт требуемой мощности компенсирующих устройств проводится таким же образом, результат приводится в таблице 8.

Таблица 8 – Требуемая мощность компенсирующих устройств нагрузки по ПС северной части города Благовещенск

Наименование подстанции	Дисп. наим	Р _{макс} прог МВт	Q _{макс} прог Мвар	tg($\varphi_{ном}$)	tg($\varphi_{пл}$)	Q _{бк} треб, Мвар
ПС 110 кВ Новая	Т-1	13,4	3,5	0,26	0,4	0
ПС 110 кВ Новая	Т-2	14,0	5,6	0,4	0,4	0
ПС 110 кВ Сетевая	Т-1	29,1	5,6	0,19	0,4	0
ПС 110 кВ Сетевая	Т-2	46,9	7,4	0,16	0,4	0
ПС 110 кВ Центральная	Т-1	25,2	7,2	0,28	0,4	0
ПС 110 кВ Центральная	Т-2	33,2	6,6	0,20	0,4	0
ПС 110 кВ Северная	Т-1	16,1	2,2	0,14	0,4	0
ПС 110 кВ Северная	Т-2	11,9	2,6	0,22	0,4	0
ПС 35 кВ Астрахановка	Т-1	11,3	3,0	0,26	0,4	0
ПС 35 кВ Астрахановка	Т-2	13,7	3,7	0,27	0,4	0
ПС 110 кВ Кирпичная	Т-1	8,2	1,1	0,14	0,4	0
ПС 110 кВ Кирпичная	Т-2	2,4	0,4	0,17	0,4	0
ПС Молодежная	Т-1/Т-2	24,631	10,591	0,43	0,4	0,74

По данным таблицы 8 следует, что компенсация реактивной мощности проводится только для ПС Молодёжная.

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЧАСТИ ГОРОДА И ИХ АНАЛИЗ

5.1 Разработка вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения и их технический анализ

При подключении новых центров питания в условиях городской застройки по нормам градостроительства допускается кабелями, поэтому в каждом из предлагаемых ниже вариантах подключение ПС Молодёжная выполняется кабелями в соответствии с [6].

Предлагаются следующие варианты подключения проектируемой ПС Молодежная:

Вариант № 1 – выполняется тупиковая ПС 220/10 с прокладкой к ней КЛ-220 кВ протяженностью 4 км. Источник питания – свободные линейные ячейки ОРУ-220 кВ ПС Благовещенская.

Вариант № 2 – выполняется транзитная ПС 110/10 с прокладкой к ней КЛ-110 кВ протяженностью 0,3 км. Источник питания – ВЛ-110 кВ Благовещенская – Центральная в непосредственной близости от жилой застройки.

Вариант № 2 – выполняется отпаечная ПС 110/10 с прокладкой к ней КЛ-110 кВ протяженностью 0,3 км. Источник питания – ВЛ-110 кВ Благовещенская – Центральная в непосредственной близости от жилой застройки.

Вариант № 2 – выполняется транзитная ПС 35/10 с прокладкой к ней КЛ-35 кВ протяженностью 3 км. Источник питания – ВЛ-35 кВ Центральная – Астрахановка, удалена от района застройки на 3 км.

Во всех предложенных вариантах схема ПС Молодёжная на стороне НН – 10-1 одна секционированная выключателем система шин [21].

Использование кабелей 110 кВ в данной работе также обеспечивает безопасность жителей города, их надежное электроснабжение без ущерба градостроительной концепции города Благовещенск.

Подробное описание каждого варианта приводится ниже.

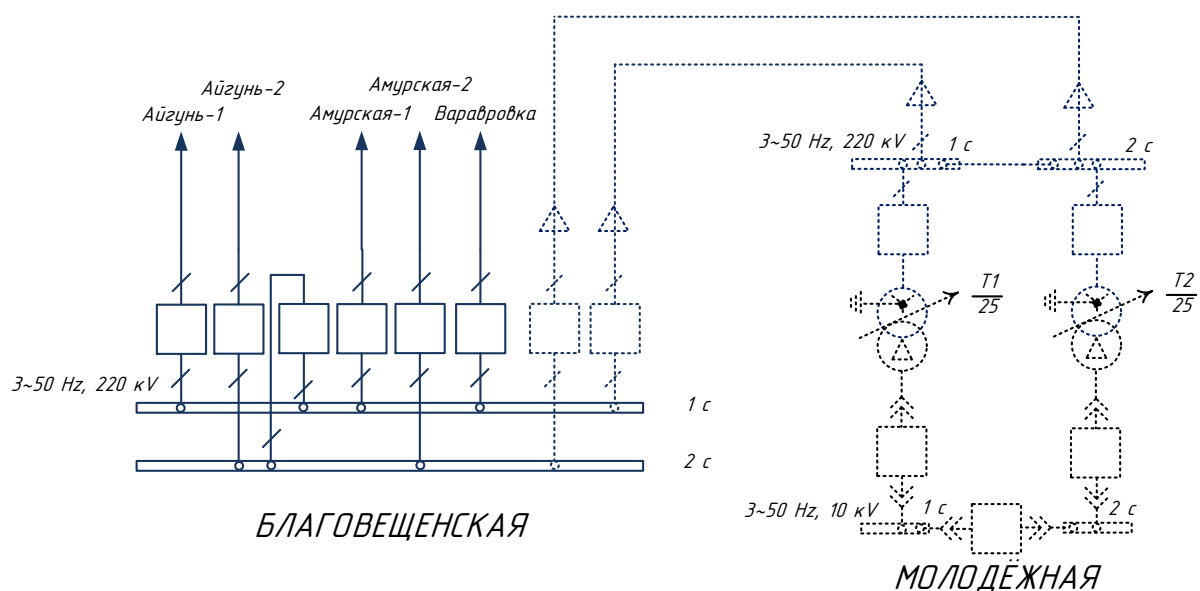
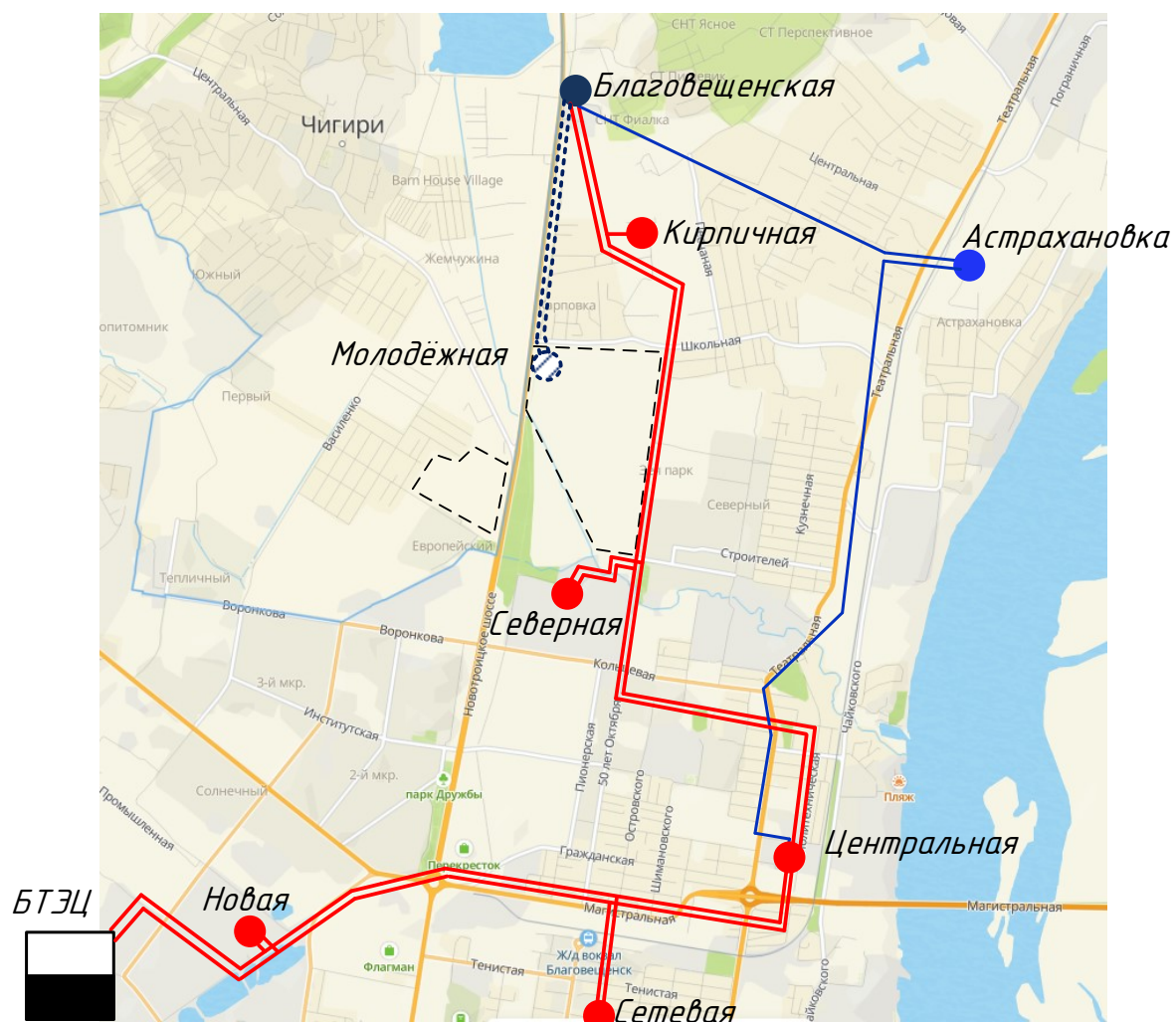


Рисунок 6 – Карта схема и однолинейная схема подключения ПС Моложеная по варианту 1 города Благовещенск

В варианте № 1 ПС Молодежная 220/10 кВ подключается по схеме 220-4Н Два блока-трансформатор-линия с неавтоматической перемычкой, по типу присоединения ПС Молодежная тупиковая, подключение выполняется к ОРУ 220 кВ ПС Благовещенская. К ПС прокладывается КЛ-220 кВ протяжённостью 4 км, по величине затрат на реализацию данного варианта требуется учитывать дополнительные вложения в обустройство трассы прокладки КЛ-220 кВ через территорию вблизи Новотроицкого шоссе.

Выбор напряжения для подключения ПС Молодежная по варианту 1 производим по формуле:

$$U_{рац1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{КЛ}} + \frac{2500}{P_{макс}}}}; \quad (15)$$

$$U_{рац1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{4} + \frac{2500}{24.6}}} = 66,4 \text{ кВ};$$

где $L_{КЛ}$ - длина проектируемого участка КЛ по варианту 1, км;

$P_{макс}$ - поток максимальной активной мощности по линиям, МВт.

Значения рационального напряжения не соответствует планируемому 220 кВ, для планируемой трассы КЛ может использоваться номинальное напряжение 110/35 кВ.

Так как уровень рационального напряжения не соответствует фактическому, то по затратам на сооружение варианта 1 его нецелесообразно рассчитывать для реализации и последующего технико-экономического сравнения.

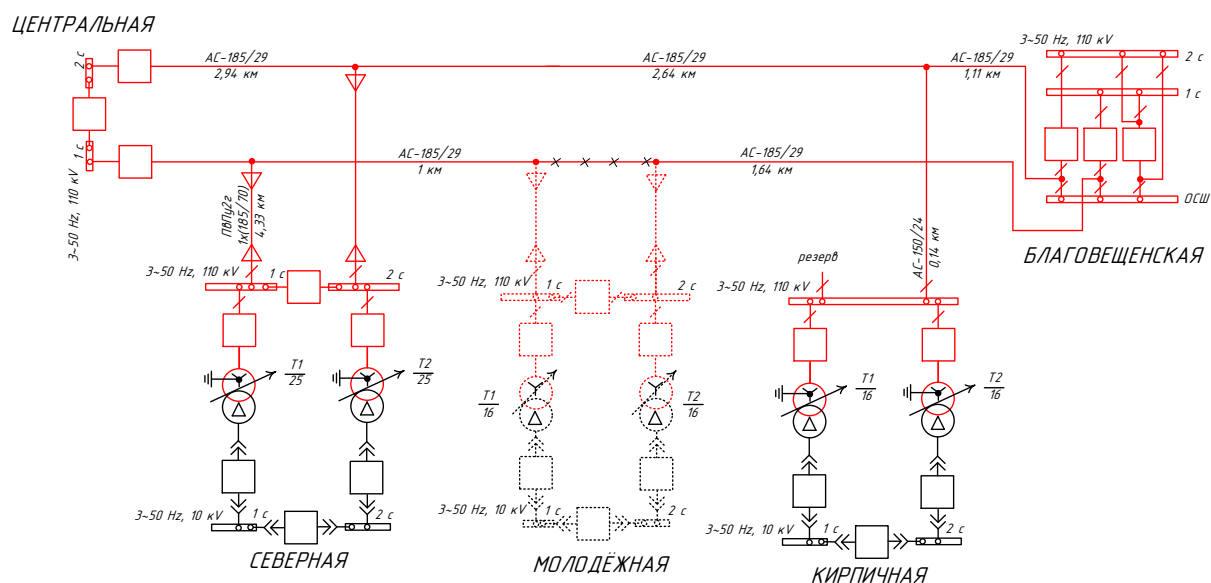


Рисунок 7 – Карта схема и однолинейная схема подключения ПС Моложеная по варианту 2 города Благовещенск

В варианте № 2 ПС Молодежная 110/10 кВ подключается по схеме 110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки, по типу присоединения ПС Молодежная проходная, подключение выполняется к ВЛ-110 кВ ПС Благовещенская – ПС Центральная. К ПС прокладывается КЛ-110 кВ протяжённостью 0,3 км.

Выбор напряжения для подключения ПС Молодежная по варианту 2,3 производим по формуле:

$$U_{рац2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{КЛ}} + \frac{2500}{P_{макс}}}}; \quad (16)$$

$$U_{рац2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12,7} + \frac{2500}{24,6}}} = 84,2 \text{ кВ};$$

где $L_{КЛ}$ - длина проектируемого участка линии с учётом отпайки от существующей ВЛ по варианту 2 и 3, 12,7 км;

$P_{макс}$ - поток максимальной активной мощности по линиям, МВт.

Значения рационального напряжения соответствует планируемому для подключения напряжению 110 кВ.

Расчёт максимального тока КЛ для подключения ПС Молодежная по варианту 2,3 города Благовещенск производим по формуле:

$$I_{норм} = \frac{\sqrt{P_{макс}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}}; \quad (17)$$

$$I_{норм} = \frac{\sqrt{24,6^2 + 9,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 70 \text{ А}.$$

Расчёт допустимого тока КЛ с учётом особенностей прокладки для подключения ПС Моложная по варианту 2,3 города Благовещенск производим по формуле:

$$I_{\text{доп прокл}} = k_{\text{прокл1}} \cdot k_{\text{прокл2}} \cdot k_{\text{прокл3}} \cdot I_{\text{доп}}; \quad (18)$$

$$I_{\text{доп прокл}} = 1,17 \cdot 1,0 \cdot 0,92 \cdot 348 = 366 \text{ А};$$

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток минимально выпускаемого кабеля АПвПу2г (3х1х185/70) на напряжение 110 кВ, 348 А [7];

$k_{\text{прокл1}}$ - коэффициент поправки на допустимую перегрузку, 1,17 [7];

$k_{\text{прокл2}}$ - коэффициент поправки на глубину прокладки, для 1,5 м глубины залегания, 1,0 [7];

$k_{\text{прокл3}}$ - коэффициент поправки на температуру окружающей среды, 0,92 [7].

Проверку по нагреву кабеля для подключения ПС Моложная по варианту 2,3 города Благовещенск производим при отключении одной цепи по формуле:

$$I_{\text{мн/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}; \quad (19)$$

$$I_{\text{мн/ав}} = \frac{\sqrt{24,6^2 + 9,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 140 \text{ А}.$$

$$I_{\text{м}} \leq I_{\text{доп прокл}}; \quad (20)$$

$$140 \text{ А} \leq 366 \text{ А}.$$

По типу присоединения ПС Молодежная отпаечная, подключение выполняется к ВЛ-110 кВ ПС Благовещенская – ПС Центральная. К ПС прокладывается КЛ-110 кВ протяжённостью 0,3 км.

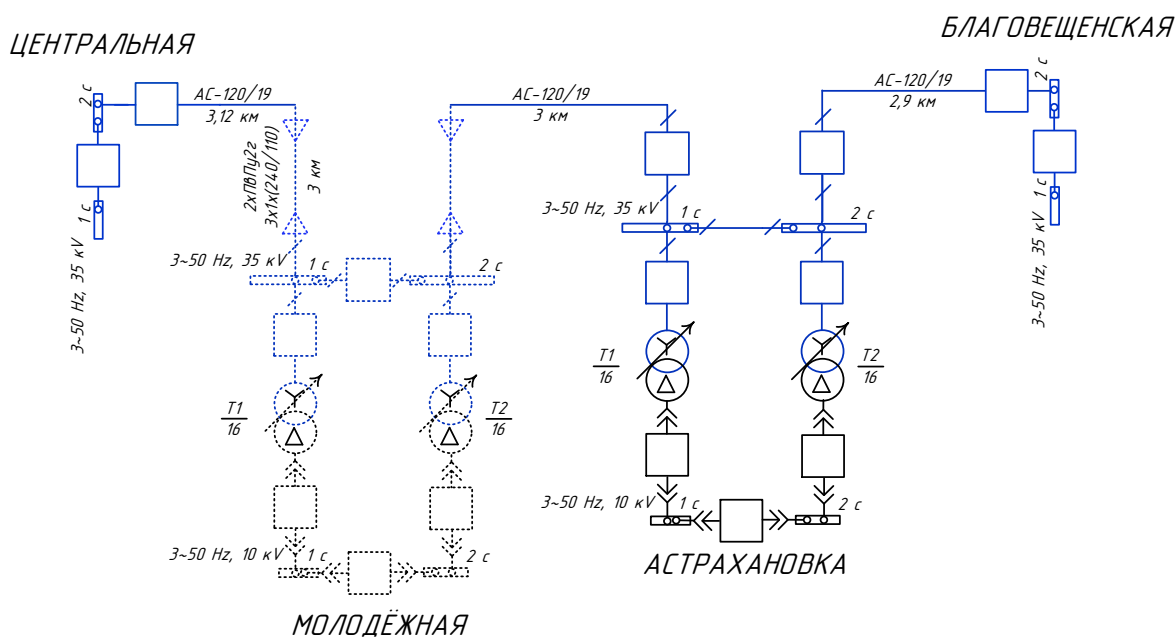
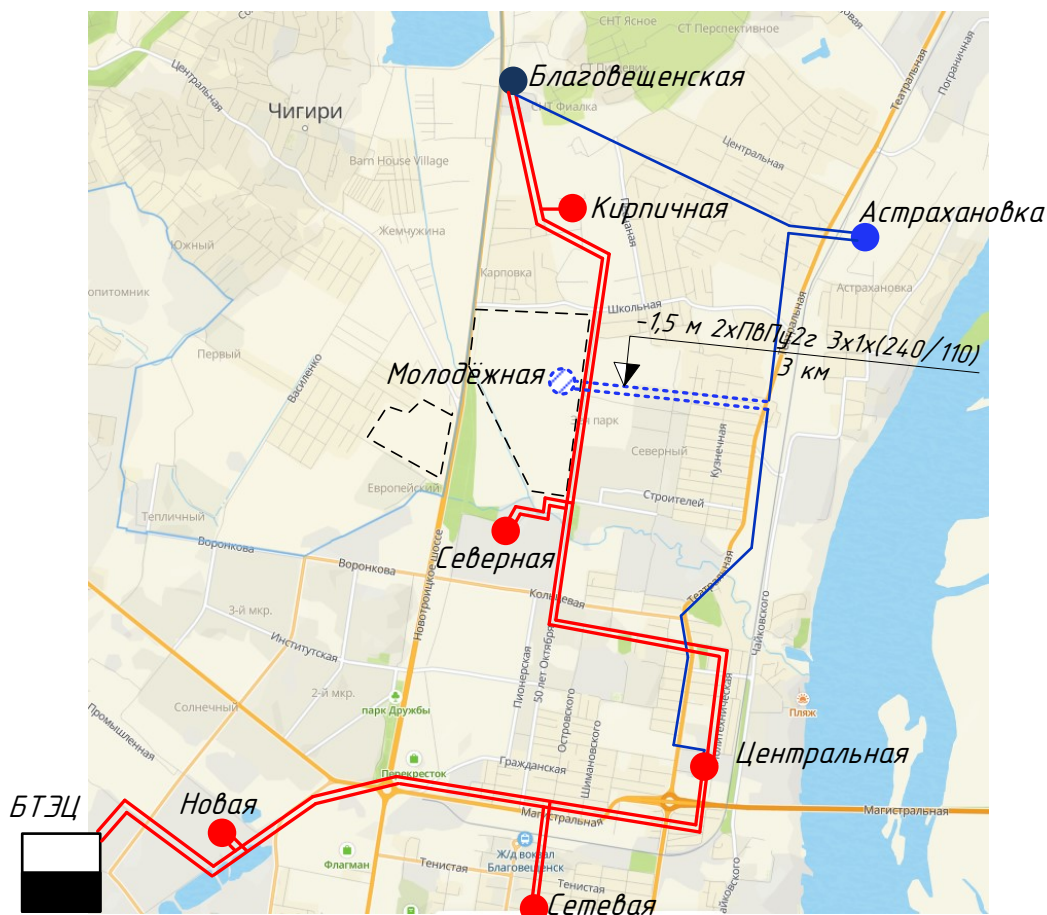


Рисунок 9 – Карта схема и однолинейная схема подключения ПС Моложеная по варианту 4 города Благовещенск

В варианте № 4 ПС Молодежная 35/10 кВ подключается по схеме 35-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки, по типу присоединения ПС Молодежная проходная. К ПС прокладывается КЛ-35 кВ протяжённостью 3 км. По величине затрат на реализацию данного варианта требуется учитывать дополнительные вложения в обустройство трассы прокладки КЛ-35 кВ через территорию существующей жилой застройки кварталов №488, 489, 800.

Выбор напряжения для подключения ПС Молодежная по варианту 4 производим по формуле:

$$U_{рац4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{КЛ}} + \frac{2500}{P_{макс}}}};$$

$$U_{рац4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3} + \frac{2500}{24.6}}} = 61,1 \text{ кВ.}$$

Значения рационального напряжения соответствует планируемому для подключения напряжению 35 кВ.

Расчёт максимального тока КЛ для подключения ПС Молодежная по варианту 4 города Благовещенск производим по формуле:

$$I_{норм} = \frac{\sqrt{P_{макс}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}};$$

$$I_{норм} = \frac{\sqrt{24,6^2 + 9,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 219 \text{ А.}$$

Расчёт допустимого тока КЛ с учётом особенностей прокладки для подключения ПС Моложная по варианту 4 города Благовещенск производим по формуле:

$$I_{\text{доп прокл}} = k_{\text{прокл1}} \cdot k_{\text{прокл2}} \cdot k_{\text{прокл3}} \cdot I_{\text{доп}};$$

$$I_{\text{доп прокл}} = 1,17 \cdot 1,0 \cdot 0,92 \cdot 426 = 449 \text{ А.}$$

Проверку по нагреву кабеля для подключения ПС Моложная по варианту 4 города Благовещенск производим при отключении одной цепи по формуле:

$$I_{\text{mn/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}};$$

$$I_{\text{mn/ав}} = \frac{\sqrt{24,6^2 + 9,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 438 \text{ А.}$$

$$I_{\text{м}} \leq I_{\text{доп прокл}};$$

$$438 \text{ А} \leq 449 \text{ А.}$$

Все рассмотренные выше схемы вариантов представлены на листе графической части №2.

5.2 Выбор номинального напряжения сети

Полученные расчётные данные о нагрузке ПС Молодежная позволяют оценить рациональное напряжение для её подключения. Для каждого рассмотренного выше варианта результаты расчёта рационального напряжения сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор рационального напряжения

ВАРИАНТ	P, МВт	L, км	Урац, кВ	Уном, кВ
1	24,6	4	66,4	220
2	24,6	12,7	84,2	110
3	24,6	12,7	84,2	110
4	24,6	3	61,1	35/110

Для варианта 1 номинальное напряжение 220 является избыточным, наиболее приемлемыми вариантами подключения ПС Молодежная при расчётной нагрузке и протяженности питающих линий являются те, в которых использовано номинальное напряжение 110-35 кВ.

5.3 Технический анализ предлагаемых вариантов реконструкции

С учётом использования разного номинального напряжения в вариантах необходимо привести к одному уровню цен удельных стоимостных показателей выключателей и кабельных линий. Приведения осуществляется к номинальному напряжению 110 кВ.

По вариантам реконструкции северной части города Благовещенск расчёт количества выключателей и протяженности вводимых линий приводится в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение вариантов реконструкции сетей северной части города Благовещенск

вариант	Nвыкл, шт	Nвыкл прив, шт	L кл, км	L кл прив, км
1	4 (220 кВ)	4*2=8 шт	КЛ-220 кВ 2х4 км	1,3*4=5,2 км
2	3 (110 кВ)	3 шт	КЛ-110 кВ 2х0,3 км	0,3 км
3	2 (110 кВ)	2 шт	КЛ-110 кВ 2х0,3 км	0,3 км
4	3 (35 кВ)	3/2=1,5 шт	КЛ-35 кВ 2х3 км	3/1,3=2,3 км

Вариант 1 исключается из рассмотрения, так как обладает наибольшим количеством выключателей и протяжённостью линий.

С учётом минимального количества выключателей вариант 4 является наиболее предпочтительным.

Из вариантов 2 и 3 оптимальным будет выбор варианта 3 по минимальной протяженности КЛ-110 кВ.

В итоге рассмотрения для дальнейшего расчёта приведенных затрат отобраны варианты 3 и 4.

5.4 Выбор марки и сечения вновь вводимых линий, их конструктивное исполнение

Опираясь на действующие правила градостроительства [10], при проектировании заходов на ПС Молодежная ввиду невозможности выноса трассы существующих ВЛ за пределы жилой зоны в северной части города Благовещенск, конструктивное выполнение вводимых линий принимается кабелями в траншеях.

Для всех предлагаемых вариантов кабельные линии выполняются кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПу2г. Участки существующих ВЛ, требующих усиления и увеличения пропускной способности, выполняются проводами усиленной термической стойкости из особого алюминиевого сплава марки АСТ с учётом возможности их монтажа на установленные опоры ВЛ [4].

Расчёт максимального тока КЛ для подключения ПС Молодежная по варианту 3 города Благовещенск производим по формуле:

$$I_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}};$$
$$I_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{24,6^2 + 9,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 70 \text{ А.}$$

Расчёт допустимого тока КЛ с учётом особенностей прокладки для подключения ПС Молодежная по варианту 1 города Благовещенск производим по формуле:

$$I_{\text{доп прокл}} = k_{\text{прокл1}} \cdot k_{\text{прокл2}} \cdot k_{\text{прокл3}} \cdot I_{\text{доп}};$$

$$I_{\text{доп прокл}} = 1,17 \cdot 1,0 \cdot 0,92 \cdot 348 = 366 \text{ А};$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток минимально выпускаемого кабеля АПвПу2г (3х1х185/70) на напряжение 220 кВ, 348 А [7];

$k_{\text{прокл1}}$ - коэффициент поправки на допустимую перегрузку, 1,17;

$k_{\text{прокл2}}$ - коэффициент поправки на глубину прокладки, для 1,5 м глубины залегания, 1,0;

$k_{\text{прокл3}}$ - коэффициент поправки на температуру окружающей среды, 0,92;

Про остальных вариантам подключения ПС Молодежная выбор вновь вводимых линий проводится таким же образом, результат приводится в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор вновь вводимых линий

Участок сети	Рм, МВт	Qм, Мвар	Un, кВ	n	Im, А	кабель	Idоп, А
Вариант 3 (110 кВ)							
отп. Молодежная	24,6	9,7	110	2	70	АПвПу2г (3х1х185/70)	366
Вариант 4 (35 кВ)							
отп. Молодежная	24,6	9,7	35	1	437	АПвПу2г (3х1х240/110)	449

Проверку по нагреву кабеля для подключения ПС Молодежная по варианту 3 города Благовещенск производим при отключении одной цепи по формуле:

$$I_{\text{мн/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{молодежная}}^2 + Q_{\text{молодежная}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}};$$

$$I_{\text{мн/ав}} = \frac{\sqrt{24,6^2 + 9,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 140 \text{ А}.$$

$$I_{\text{м}} \leq I_{\text{доп прокл}};$$

$$140 \text{ A} \leq 366 \text{ A}.$$

5.5 Проверка соответствия сечений существующих линий нагрузке при реконструкции сети

С учётом прогнозирования необходимо проверить загрузку существующих участков сети в северной части города Благовещенск.

В предлагаемом варианте 3 ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская питает ПС Кирпичная, ПС Северная, ПС Центральная, ПС Новая, ПС Сетевая, необходимо проверить по загрузке в нормальном и послеаварийном режимах.

Расчёт максимального тока ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская по варианту 3 города Благовещенск производим по формуле:

$$I_m = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}};$$

$$I_m = \frac{\sqrt{225^2 + 51,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 607 \text{ A}.$$

Проверку по нагреву провода АС-185 ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская для нормального режима по варианту 1 города Благовещенск производим по формуле:

$$I_m \leq I_{\text{дон}};$$

$$607 \text{ A} \geq 510 \text{ A}.$$

По расчёту получена величина максимального тока в нормальном режиме, превышающая допустимый по нагреву ток провода АС-185 ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская.

По остальным вариантам подключения ПС Молодежная проверка существующих линий проводится таким же образом, результат приводится в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка существующих линий

Участок сети	P _м , МВт	Q _м , Мвар	U _н , кВ	n	I _м , А	Сечение провода	I _{доп} , А
Вариант 3 (110 кВ)							
БТЭЦ – Благовещенская (нормальный)	225	51,9	110	2	607	АС-185	510
БТЭЦ – Благовещенская (послеаварийный)	225	51,9	110	1	1214	АС-185	510
Центральная - Астрахановка	25,1	6,7	35	1	428	АС-120	390
Вариант 4 (35 кВ)							
БТЭЦ – Благовещенская (нормальный)	200,4	42,2	110	2	538	АС-185	510
БТЭЦ – Благовещенская (послеаварийный)	200,4	42,2	110	1	1076	АС-185	510
Центральная - Астрахановка	49,7	16,4	35	1	864	АС-120	390

Для предлагаемого варианта 4 реконструкции сетей города Благовещенск ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская при работе двух цепей ВЛ перегрузка максимальным током составляет 538 А сверх допустимого 510 А.

Для предлагаемого варианта 3 реконструкции сетей города Благовещенск ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская при работе двух цепей ВЛ перегрузка максимальным током составляет 607 А сверх допустимого 510 А.

ВЛ-35 кВ Центральная – Астрахановка перегружена максимальным током 428 А сверх допустимого 390 А в варианте 3, в варианте 4 перегрузка током составляет 864 А сверх допустимого 390 А,

5.6 Реконструкция существующих линий и подстанций

Полученные ранее данные о перегруженных участках ВЛ района реконструкции используются для выработки предложений по усилению перегружен-

ных участков ВЛ. Используется провод марки АСТ с допустимым током перегрузки до приемлемой величины температуры нагрева провода максимальным током.

По имеющемуся току в послеаварийном режиме при отключении одной цепи ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская подбирается провод марки АСТ-240/56:

$$I_m = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{нecк}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}};$$

$$I_m = \frac{\sqrt{225^2 + 51,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 1214 \text{ А},$$

$$I_{m \text{ н-ав}} \leq I_{\text{доп}};$$

1214 А ≤ 1233 А, условие выполняется.

В результате получены параметры ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская, которую необходимо выполнить проводом АСТ-240/56 для решения проблемы перегрева послеаварийным током.

По остальным вариантам подключения ПС Молодежная усиление реконструируемых участков существующих линий проводится таким же образом, результат приводится в таблице 13.

Таблица 13 – Реконструкция существующих линий

Участок сети	Рм, МВт	Qм, Мвар	Un, кВ	n	Im, А	Сечение провода	Idоп, А	Rуд Ом/100 км	Xуд Ом/100 км	L, км	ΔU _{вл} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вариант 3 (110 кВ)											
БТЭЦ – Благовещенская (нормальный)	225,0	51,9	110	2	607	АСТ-240/56	1233	14,49	14,49	12,69	2,1

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
БТЭЦ – Благовещенская (послеаварийный)	225,0	51,9	110	1	1214	АСТ-240/56	1233	14,49	14,49	12,69	4,2
Вариант 4 (35 кВ)											
БТЭЦ – Благовещенская (нормальный)	200,4	42,2	110	2	538	АСТ-240/56	1233	14,49	14,49	12,69	1,8%
БТЭЦ – Благовещенская (послеаварийный)	200,4	42,2	110	1	1076	АСТ-240/56	1233	14,49	14,49	12,69	3,7%
Центральная - Астрахановка	49,7	16,4	35	1	864	АСТ-150/34	871	15,6	15,6	12,12	10%

Для всех реконструируемых участках ВЛ провода АСТ выбраны корректно и решают проблему перегрузки по току проводов ВЛ при вводе ПС молодежная в работу по всем предложенным вариантам реконструкции.

Для оценки необходимости реконструкции существующих подстанций используются расчётные данные прогнозной средней нагрузки.

Проверка трансформаторов ПС Сетевая по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы выполняется по формуле:

$$K_3^H = \frac{\sqrt{(P_{CP\text{ прог}})^2 + (Q_{HECK})^2}}{n \cdot S_{TP}^{HOM}}; \quad (21)$$

$$K_3^H = \frac{\sqrt{(22,1+38,9)^2 + (4,3+6,1)^2}}{2 \cdot 40} = 0,77.$$

$$K_3^{n-ав} = \frac{\sqrt{(P_{CP\text{ прог}})^2 + (Q_{HECK})^2}}{(n-1) \cdot S_{TP}^{HOM}}; \quad (22)$$

$$K_3^{n-ав} = \frac{\sqrt{(22,1+38,9)^2 + (4,3+6,1)^2}}{1 \cdot 40} = 1,55 \leq 1,4.$$

Полученное значение коэффициента загрузки трансформаторов для нормального режима на подстанции Сетевая превышает допустимую величину 0,75. Полученное значение коэффициента загрузки трансформаторов для послеаварийного режима на подстанции Сетевая превышает допустимую величину 1,4.

По остальным ПС северной части города Благовещенск проверка силовых трансформаторов проводится таким же образом, результат приводится в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка нагрузки ПС северной части города Благовещенск под прогнозируемые нагрузки

Наименование подстанции	Дисп. наим	Рср прог МВт	Qср прог Мвар	Стр ном, МВА	Кз норм	Кз п/ав	Стр ном, МВА	Кз норм	Кз п/ав
				До замены			После замены		
ПС 110 кВ Новая	T-1	7,3	1,9	40	0,23	0,6	40	0,23	0,6
ПС 110 кВ Новая	T-2	7	2,8	25			25		
ПС 110 кВ Сетевая	T-1	22,1	4,3	40	0,77	1,55	63	0,5	1,0
ПС 110 кВ Сетевая	T-2	38,9	6,1	40			63		
ПС 110 кВ Центральная	T-1	22,0	6,2	25	1,09	2,18	40	0,68	1,36
ПС 110 кВ Центральная	T-2	31,1	6,2	25			40		
ПС 110 кВ Северная	T-1	15,0	2,0	25	0,50	0,99	25	0,50	0,99
ПС 110 кВ Северная	T-2	9,5	2,1	25			25		
ПС 35 кВ Астрахановка	T-1	9,1	2,4	16	0,72	1,45	25	0,46	0,93
ПС 35 кВ Астрахановка	T-2	13,3	3,6	16			25		
ПС 110 кВ Кирпичная	T-1	7,0	1,0	10	0,47	0,94	10	0,47	0,94
ПС 110 кВ Кирпичная	T-2	2,4	0,4	10			10		

По данным таблицы 14 следует, что на ПС Астрахановка 35/10 кВ, Сетевая 110/35/10 кВ, Центральная 110/35/10 кВ требуется замена силовых трансформаторов. Номинальная мощность устанавливаемых трансформаторов приведена в таблице 14.

5.7 Выбор числа и мощности трансформаторов проектируемой подстанции

Расчетная мощность трансформаторов вводимой ПС Молодежная, определяется по выражению:

$$S_P = \frac{\sqrt{(P_{CP\text{ прог}})^2 + (Q_{HECK})^2}}{n \cdot K_3}, \quad (23)$$

$$S_P = \frac{\sqrt{13,773^2 + 9,7^2}}{2 \cdot 0,7} = 12 \text{ МВА};$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции Молодежная, по категорийности потребителей принимается 2;

K_3 – коэффициент загрузки для двухтрансформаторных подстанций принимаемый 0,7;

$P_{CP\text{ прог}}$ – средняя прогнозная мощность для ПС Молодежная;

Q_{HECK} – некомпенсированная мощность, для ПС Молодежная.

На ПС Молодежная устанавливаем два трансформатора мощностью 16 МВА типа ТДН 16000/110, так как полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора.

Проверка трансформаторов вводимой ПС Молодежная по коэффициенту загрузки в нормальном режиме работы выполняется по формуле:

$$K_3^H = \frac{\sqrt{(P_{CP\text{ прог}})^2 + (Q_{HECK})^2}}{n \cdot S_{TP}^{\text{НОМ}}};$$

$$K_3^H = \frac{\sqrt{13,773^2 + 9,7^2}}{2 \cdot 16} = 0,53.$$

Полученное значение коэффициента загрузки трансформаторов на подстанции Молодежная для нормального режима попадает в диапазон от 0.5 до 0.75.

Проверка трансформаторов вводимой ПС Молодежная по коэффициенту загрузки в послеаварийном режиме работы выполняется по формуле:

$$K_3^{n-av} = \frac{\sqrt{(P_{CP\text{ прог }})^2 + (Q_{HECK})^2}}{(n-1) \cdot S_{TP}^{\text{НОМ}}};$$

$$K_3^{n-av} = \frac{\sqrt{13,773^2 + 9,7^2}}{1 \cdot 16} = 1,06 \leq 1,4.$$

Полученное значение послеаварийного коэффициента загрузки трансформаторов на подстанции Молодежная попадает в диапазон до 1,4.

На проектируемой ПС Молодежная силовые трансформаторы ТДН-16000/110 выбраны корректно.

6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 Капитальные вложения

Используются укрупненные стоимостные показатели в базовых сметных ценах 2000 г по [37].

На 2 квартал 2025 года цены оборудования приводятся с помощью коэффициента изменения сметной стоимости оборудования $k_{\text{инф}} = 6,81$ [18].

Данные по КЛ каждого варианта исполнения сети приведены в таблице 15.
Таблица 15 – Параметры линий

Наименование	Марка	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии $K_{\text{Л}0}$, млн.руб/км
Вариант 3			
КЛ 110 кВ двухцеп-ная	АПвПу2Г (3х1х185/70)	0,3	83
Вариант 4			
КЛ 35 кВ двухцеп-ная	АПвПу2Г (3х1х150/70)	3	55,3

Расчёт стоимости сооружения КЛ для варианта 3 реконструкции выполняется по формуле:

$$K_{\text{Л}} = K_{\text{нов}} \cdot K_{\text{Л}0} \cdot l, \quad (24)$$

$$K_{\text{Л}} = 1,8 \cdot 83 \cdot 0,3 = 45 \text{ млн.руб.},$$

где $K_{\text{Л}0}$ – удельная стоимость сооружения одного километра линии, млн.руб/км;

l - протяженность КЛ, км;

$K_{\text{нов}}$ - повышающий коэффициент для Дальнего Востока, для КЛ - 1,8, ПС - 1,7.

Расчёт стоимости сооружения ПС для варианта 3 реконструкции выполняется по формуле:

$$K_{ПС} = K_{нов} \cdot (K_{РУ} + K_{ТР} + K_{пост}), \quad (25)$$

$$K_{ПС} = 1,7 \cdot (9500 \cdot 2 + 4300 \cdot 2 + 7250) = 59,2 \text{ млн.руб.},$$

где $K_{РУ}$ - 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 $U_{ном}$.

Данные по трансформаторам и РУ каждого варианта исполнения сети приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Трансформаторы и РУ

Наименование	Тип	Количество, шт	Стоимость, млн. руб
Вариант 3			
Ячейка 110 кВ КРУЭ	КРУЭ-110	2	9,5
Трансформатор 110 кВ	ТДН-16000/110	2	4,3
Постоянная часть	2 блока	1	7,25
Вариант 4			
Ячейка 35 кВ КРУЭ	КРУЭ-35	3	4,75
Трансформатор 35 кВ	ТДНС-16000/35	2	2,75
Постоянная часть	мостик	1	5

Расчёт стоимости сооружения ПС и КЛ в ценах 2025 года для варианта 3 реконструкции выполняется по формуле:

$$K = k_{инф} \cdot (K_{ВЛ} + K_{ПС}), \quad (26)$$

$$K = 6.81 \cdot (59.2 + 45) = 708.7 \text{ млн.руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений в ПС и КЛ в таблицу 17.

Таблица 17 - Сводная таблица результатов расчёта капиталовложений

Тип затрат	Вариант 3, млн.руб.	Вариант 4, млн.руб.
ПС	59,2	42,1
КЛ	45	299
ИТОГО в ценах 2025 года	708,7	2320,1

6.2 Расчет эксплуатационных издержек

Расчёт издержек на амортизацию для варианта 3 реконструкции выполняется по формуле:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (27)$$

$$I_{ам} = \frac{708,7}{20} = 35,4 \text{ млн.руб.}$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования, 20 лет.

Расчёт издержек на эксплуатацию для варианта 3 реконструкции выполняется по формуле:

$$I_{э.р} = \alpha_{э.р.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{э.р.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (28)$$

$$I_{э.р} = 0,025 \cdot 45 + 0,049 \cdot 59,2 = 27,4 \text{ млн.руб.}$$

где $\alpha_{э.р.Л}, \alpha_{э.р.ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ и ПС ($\alpha_{э.р.КЛ} = 0.025$; $\alpha_{э.р.ПС} = 0.049$ [37]).

Расчёт потерь электроэнергии по эффективным мощностям для варианта 3 реконструкции выполняется по формуле:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{(P_{\text{эф}})^2 + (Q_{\text{HECK.эф}})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{Л}}}{n_{\text{ц}}} \cdot T; \quad (29)$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{(14,8)^2 + (6,4)^2}{110^2} \cdot \frac{0,05}{2} \cdot 8760 = 4,7 \text{ МВтч};$$

где T – количество часов наибольших потерь, 8760 ч;

$R_{\text{Л}}$ - активное сопротивление линии, Ом;

$n_{\text{ц}}$ - число цепей;

$P_{\text{эф}}$, $Q_{\text{эф}}$ - потоки эффективных мощностей по линиям.

Для удобства вычисления потерь электроэнергии по остальным участкам сети сведем полученные данные в таблицу 18.

Таблица 18 - Сводная таблица результатов расчёта потерь электроэнергии

Участок сети	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	U, кВ	Nц	Rл, Ом	$\Delta W_{\text{вл}}$, МВт*ч
Вариант 3						
отп. Молодеж- ная	14,8	6,4	110	2	0,05	4,7
БТЭЦ - Благове- щенская	179,0	40,0	110	2	1,84	22382,3
Центральная - Астрахановка	22,4	6,0	35	1	0,85	3262,2
итого						25649,2
Вариант 4						
БТЭЦ - Благове- щенская	164,1	33,6	110	2	1,84	18679,6
отп. Молодеж- ная	14,8	6,4	35	1	0,38	700,2
Центральная - Астрахановка	37,3	12,4	35	1	1,89	20853,7
итого						40233,5

Расчёт издержек потерь электроэнергии для варианта 3 реконструкции выполняется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (30)$$

$$I_{\Delta W} = 25649,2 \cdot 3,2 = 82,1 \text{ млн.руб.},$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ - тариф на компенсацию потерь электроэнергии, принимается равным 3,2 тыс.руб/МВт*ч [13].

Результаты расчёта издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Результаты расчёта издержек

Тип издержек	Вариант 3, млн.руб.	Вариант 4, млн.руб.
$I_{ам}$	35,4	116
$I_{экс}$	27,4	4,5
$I_{\Delta W}$	82,1	114,5
ИТОГО	144,9	234,9

6.3 Расчёт приведённых статических затрат

Расчёт приведённых статических затрат для варианта 3 реконструкции выполняется по формуле:

$$З = E \cdot K + И, \quad (31)$$

$$З = 0,7 \cdot 708,6 + 144,9 = 215,8 \text{ млн. руб.};$$

где E – норматив дисконтирования, 0,1;

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

$И$ – издержки, млн. руб.;

Значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Результаты расчёта приведённых затрат

Тип затрат	Вариант 3, млн.руб.	Вариант 4, млн.руб.
капитальные вложения, млн.руб.	708,7	2320,1
эксплуатацион- ные издержки, млн.руб.	144,9	234,9
приведенные статические за- траты, млн.руб.	215,8	466,9

По минимуму приведенных затрат выбран вариант №3. Вариант 4 дороже на 54%.

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

По результатам расчёта токов КЗ выбираются и проверяются аппараты и оборудование проектируемой ПС Молодежная на стороне ВН и НН, проводится отстройка уставок срабатывания средств защиты и автоматики.

Схема варианта для расчета токов КЗ представлена на рисунке 10:

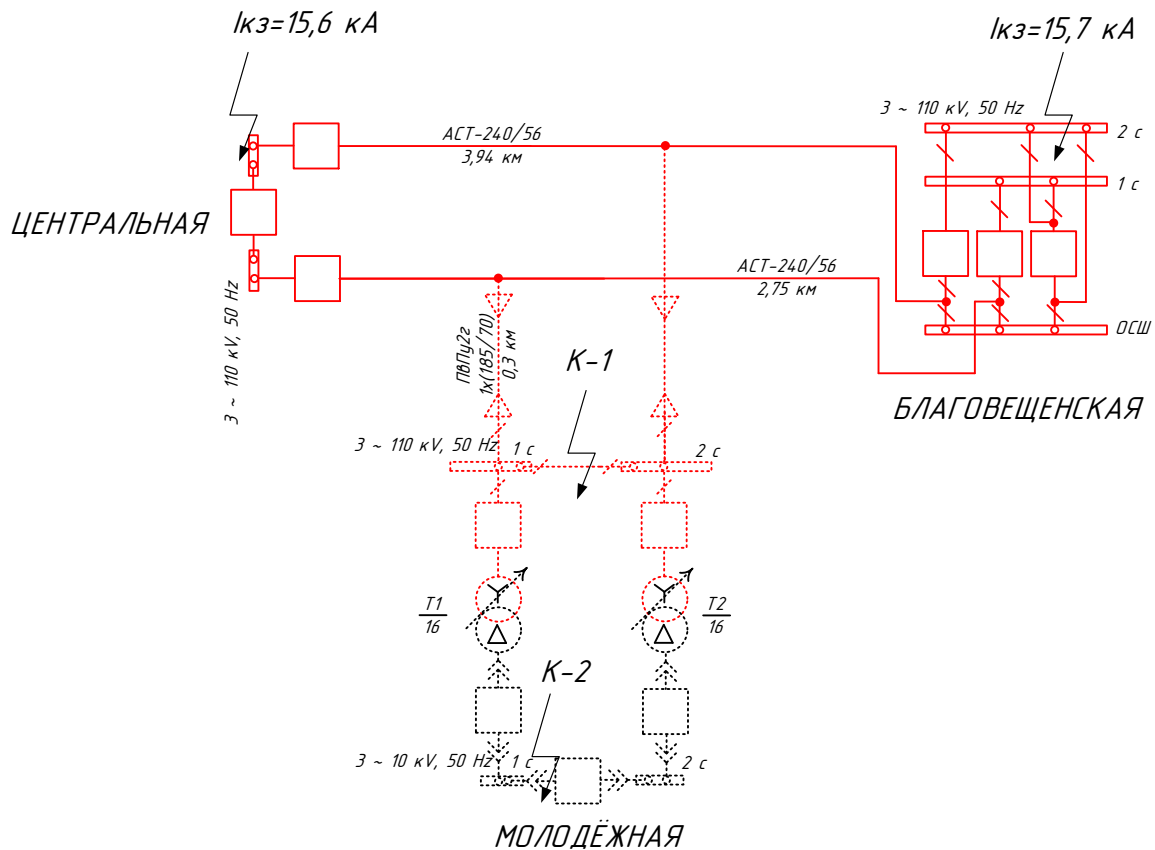


Рисунок 10 – Схема для расчета токов КЗ

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой и низкой сторонах ПС Молодежная для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС. Схема замещения представлена на рисунке 11.

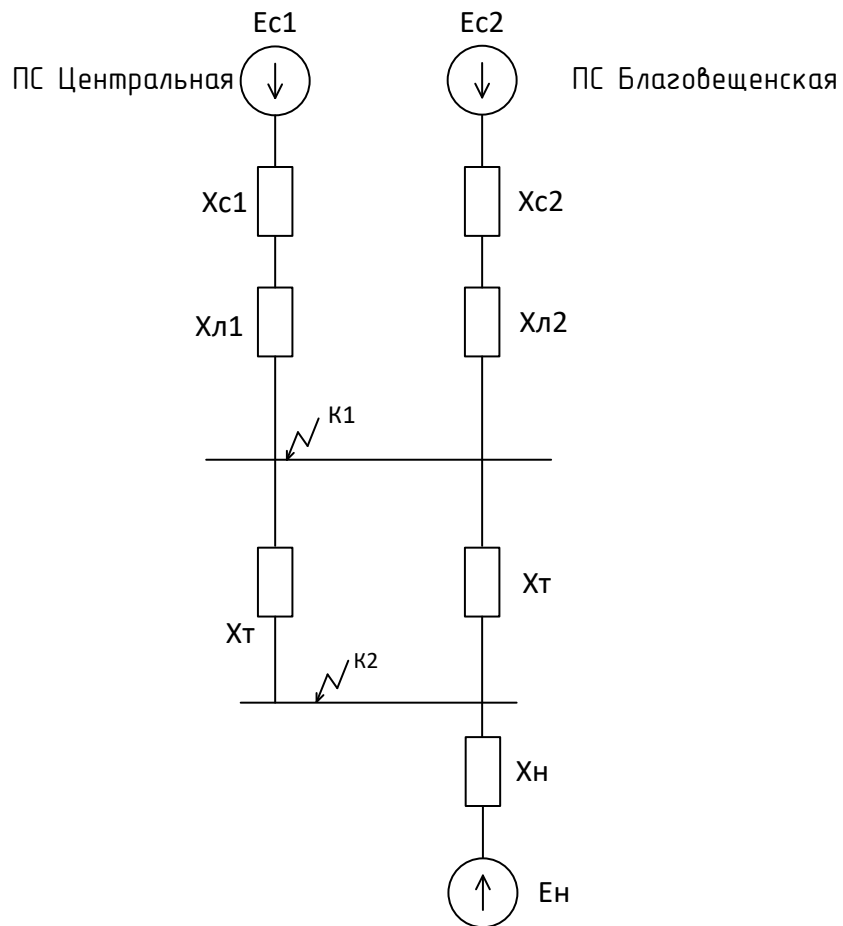


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов к.з.

Расчёт выполняем в относительных единицах приближенным привидением без учёта коэффициентов трансформации. Примем базисную мощность, равную $S_б = 100$ МВА. За базисное напряжение примем:

$$U_{б1} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{б2} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Значение ЭДС в относительных единицах для системы и комплексной нагрузки принимается по [15]:

$$E_c = 1,$$

$$E_H = 0,85.$$

Базисный ток рассчитаем по следующей формуле:

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}; \quad (32)$$

$$I_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,503 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}}; \quad (33)$$

$$I_{B2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА}.$$

Определение параметров схемы замещения, в о.е., [15].

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{B1}}; \quad (34)$$

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 15,6 \cdot 115} = 0,032;$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 15,7 \cdot 115} = 0,032,$$

где $I_{no}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ в на шинах 110 кВ ПС Благовещенская и ПС Центральная по результатам комплексного расчёта на период до 2025 года, 15,7 кА и 15,6 кА соответственно.

Сопротивление трансформаторов ТДН-16000/110:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном.тр}}; \quad (35)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,656.$$

Сопротивление линий:

$$X_{Л} = X_{y0} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (36)$$

$$X_{Л1} = (0,1449 \cdot 3,94 + 0,164 \cdot 0,3) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0047;$$

$$X_{Л2} = (0,1449 \cdot 2,75 + 0,164 \cdot 0,3) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0034.$$

Сопротивление нагрузки при $x'' = 0,35$ по [15]:

$$x_H = x'' \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_H}; \quad (37)$$

$$x_{H2} = 0,35 \cdot \frac{100}{26,5} = 1,32$$

Произведем расчет тока к.з. в точке К1. Схема замещения представлена на рисунке 12.

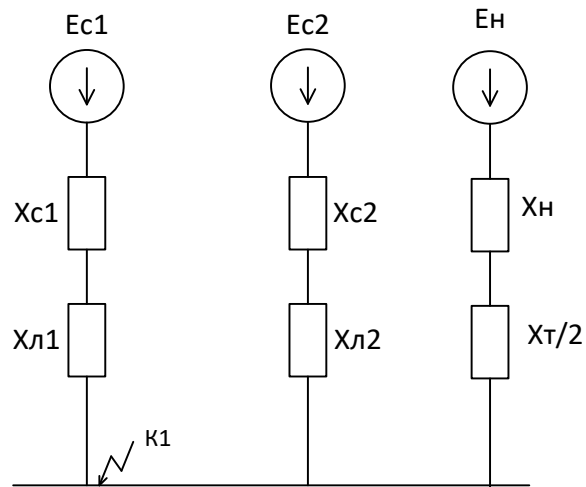


Рисунок 12 – Схема замещения для расчета тока к.з. в точке К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1}; \quad (38)$$

$$X_1 = 0,032 + 0,0047 = 0,037;$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2}; \quad (39)$$

$$X_2 = 0,032 + 0,0034 = 0,035;$$

$$X_3 = X_n + \frac{X_T}{2}; \quad (40)$$

$$X_3 = 1,32 + 0,656 / 2 = 1,65;$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}}; \quad (41)$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{1}{\frac{1}{0,037} + \frac{1}{0,035} + \frac{1}{1,65}} = 0,018.$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_c}{X_2} + \frac{E_H}{X_3}}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}}; \quad (42)$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{\frac{1}{0,037} + \frac{1}{0,035} + \frac{0,85}{1,65}}{\frac{1}{0,037} + \frac{1}{0,035} + \frac{1}{1,65}} = 0,998.$$

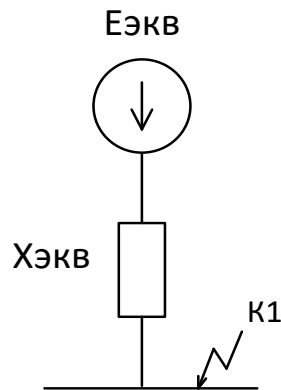


Рисунок 13 – Схема замещения для точки К1 после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К-1 определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} \cdot I_{\sigma}, \quad (43)$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{0,998}{0,018} \cdot 0,503 = 28 \text{ кА}.$$

где $X_{\text{экв}}$ - эквивалентное сопротивление до точки К-1 по итогу преобразований;

I_{δ} - базисный ток стороны 110 кВ.

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (44)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72,$$

где T_a - постоянная времени затухания, равная 0,03.

Ударный ток определяется по формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (45)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 28 = 68 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока определяется по формуле:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (46)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 28 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 28,3 \text{ кА}.$$

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке К2 в соответствии со схемой замещения на рисунке 14.

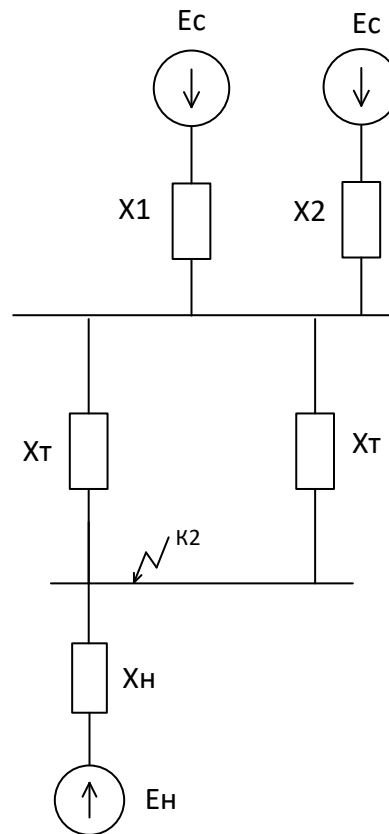


Рисунок 14 – Схема замещения для токов КЗ в точке К-2

$$X_{\text{экв}1} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2}} + \frac{X_T}{2}; \quad (47)$$

$$X_{\text{экв}1} = \frac{1}{\frac{1}{0,037} + \frac{1}{0,035}} + \frac{0,656}{2} = 0,346,$$

$$X_{\text{экв}2} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{экв}1}} + \frac{1}{X_H}}; \quad (48)$$

$$X_{\text{экв}2} = \frac{1}{\frac{1}{0,346} + \frac{1}{1,32}} = 0,274,$$

$$E_{\text{экв1}} = \frac{\frac{E_c}{X_{\text{экв1}}} + \frac{E_H}{X_H}}{\frac{1}{X_{\text{экв1}}} + \frac{1}{X_H}}; \quad (49)$$

$$E_{\text{экв1}} = \frac{\frac{1}{0,346} + \frac{0,85}{1,32}}{\frac{1}{0,346} + \frac{1}{1,32}} = 0,97.$$

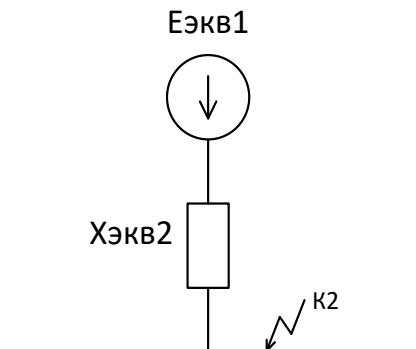


Рисунок 15 – Схема замещения для точки К2 после эквивалентирования

Согласно рисунку 36 для точки К2 определяются токи КЗ по формулам (26) - (36):

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{0,97}{0,274} \cdot 5,51 = 19,5 \text{ кА};$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,61;$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 19,5 = 44,2 \text{ кА};$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 19,5 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 16,6 \text{ кА}.$$

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА}$	$i_{at}, \text{ кА}$	$T_a, \text{ с}$	$k_{y\partial}$	$I_{y\partial}, \text{ кА}$
К1	28	28,3	0,03	1,72	68
К2	19,5	16,6	0,02	1,61	44,2

8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ МОЛОДЕЖНАЯ

8.1 Разработка подробной однолинейной схемы подстанции и ее конструктивного исполнения

На стороне ВН ПС Молодежная выполняется КРУЭ УЭТМ-110 (ООО «Эльмаш (УЭТМ)», г. Екатеринбург). Данный вид КРУЭ выполняется на отечественных производственных мощностях, поэтому ремонтпригодность данного КРУЭ полностью обеспечивается гарантийным обслуживанием завода-изготовителя [3].

КРУЭ УЭТМ-110 отличается высокой степенью герметичности и заводской готовности, а также компактными габаритами благодаря использованию блочной конструкции. В комплект поставки входят блок выключателя с разъединителями и трансформаторами тока, блок трансформатора напряжения с ОПН и разъединителем, блок перемычки с разъединителями и жесткими шинами.

Так как район расположения ПС Молодежная жилой, то ПС Молодежная выполняется закрытого типа в отдельно стоящем здании ПС, содержащим камеры силовых трансформаторов, помещение под размещение КРУЭ 110 кВ с кран-балкой и место для расширения КРУЭ, помещением ЗРУ, имеющим возможность монтажа второй системы шин на ячейках КРУЭ.

Подробная однолинейная схема ПС Молодежная приводится на листе графической части №3.

Подробная однолинейная схема ПС Молодежная состоит из схемы ВН – 110-4Н Два блока трансформатор линия без ремонтной перемычки и схемы НН – 10-1 Одна секционированная выключателем система шин, показана на рисунке 4.

Секционный выключатель на стороне 10 кВ нормально отключен, служит для перевода потребителей с отключенной секции шин на оставшуюся в работе секцию шин.

Ремонтная перемычка на стороне ВН служит для перевода питания с поврежденного ввода на рабочий оставшегося без питания трансформатора.

8.2 Выбор и проверка переходных пунктов

Для подключения ПС Молодежная к существующей ВЛ-110 кВ Благовещенская – Центральная необходимо предусмотреть установку переходного пункта в точке перехода ВЛ в отпайку до ПС Молодежная, выполненную кабелем.

Выбирается переходной пункт ПКПО-АКЭП-110.2-2.1 (АО «НПО «Стример», г. Санкт-Петербург), имеющий отдельные эксплуатационные площадки для обслуживания оборудования. Конструкции переходного пункта ПКПО-АКЭП-110.2-2.1 рассчитаны для применения в климатических условиях УХЛ-1, опора пункта стальная многогранная [11].

Выбор переходных пунктов осуществляется по номинальному напряжению и току, проверка по электродинамической и термической стойкости.

Необходимый для выбора оборудования утяжеленный рабочий ток на стороне 110 кВ ПС Молодежная находится по формулам:

$$I_{\max.\text{тр}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}}, \quad (50)$$

$$I_{\max.\text{тр.110}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118 \text{ А.}$$

Выбор переходных пунктов производят по следующим параметрам, [22]:
по напряжению установки:

$$U_p \leq U_n; \quad (51)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad (52)$$

$$118 \text{ A} \leq 2500 \text{ A};$$

Выполним проверку переходного пункта по термической устойчивости:

$$B_K = I_{\text{н.о.К1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}} + T_a), \quad (53)$$

$$B_K = 28^2 \cdot (0,07 + 2,5 + 0,03) = 2038 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ – собственное время отключения выключателя, 0.07 с;

$t_{\text{сел}}$ - степень селективности РЗ, принимается 2,5 с.

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (54)$$

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

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости [22];

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ [22].

Выполним проверку переходного пункта по динамической устойчивости по условию:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}. \quad (55)$$

$$68 \leq 102 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка переходных пунктов 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 145 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{PMAX} = 118 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{CKB} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 68 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{CKB}$
$B_K = 4500 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 2038 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

По данным сравнения переходные пункты 110 кВ подходят по всем параметрам.

8.3 Выбор и проверка выключателей

Входящие в состав КРУЭ выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разъединители выбираются и проверяются по схожим параметрам [22]. Привод электромагнитный ПЭМ.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам, [22]:

по напряжению установки:

$$U_p \leq U_H ;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$118 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$$

по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}}; \quad (56)$$

$$27,8 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Выполним проверку выбранного выключателя по следующими параметрам:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел} + T_a),$$

$$B_K = 28^2 \cdot (0,07 + 1,5 + 0,03) = 1254 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, 0.07 с;

$t_{сел}$ - степень селективности РЗ, принимается 0,5 с от времени срабатывания вводных выключателей 10 кВ, принимается 1,5 с.

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

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

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости [3];

$t_{терм}$ - время протекания КЗ [3].

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл ном}, \quad (57)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 40 = 33,8 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, 60%;

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

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение апериодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$i_{At} \leq i_{АНОМ} , \quad (58)$$

$$28,3 \text{ кА} \leq 33,8 \text{ кА} .$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.к1}^{(3)} + i_{atk1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100} \right); \quad (59)$$

$$\sqrt{2} \cdot 28 + 28,3 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100} \right);$$

$$67,9 \text{ кА} \leq 79 \text{ кА}.$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{y0} \leq i_{скв} ,$$

$$68 \leq 102 \text{ кА}.$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка выключателей ячейки КРУЭ-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 145 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 118 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 28 \text{ кА}$	$I_{\text{П}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{СКВ}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 68 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$B_K = 4500 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 1254 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 28 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 33,8 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 28,3 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

По данным сравнения ячейки КРУЭ-110 кВ подходит по всем параметрам.

Выбор вводных и секционного выключателей 10 кВ ПС Молодежная производят аналогично выбору выключателей на стороне 110 кВ. Так как в данной работе реконструируется система внешнего электроснабжения, то выбор линейных ячеек КРУ не рассматривается

Необходимый для выбора оборудования утяжеленный рабочий ток на стороне 110 кВ ПС Молодежная находятся по формулам:

$$I_{\text{max.тр}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (60)$$

$$I_{\text{max.тр.10}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1295 \text{ А.}$$

Выбор выключателей производят по следующим параметрам, [14]:

по напряжению установки:

$$U_p \leq U_H ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$1295 \text{ A} \leq 1600 \text{ A}.$$

Сравнение расчётных данных выключателей 10 кВ ПС Молодежная приведены в таблице 24. Выбираем вводные вакуумные выключатели ВВ/Tel-10–31,5/1600 УХЛ2 с приводом БУ/TEL-220-10У2 [20].

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{n.o.K2}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел} + T_a),$$

$$B_K = 19,5^2 \cdot (0,045 + 1,5 + 0,02) = 595 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.045\text{с}$, с учётом ступени селективности 1,5 с.

$$B_{Kном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ;$$

$$B_{Kном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с} ;$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл ном} ,$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА},$$

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

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нок-2}}^{(3)} + i_{\text{атк2}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 19,5 + 16,6 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$44,1 \leq 62 \text{ кА}.$$

Проведем проверку по динамической стойкости выключателя 10 кВ:

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

$$44,2 \leq 80 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{нввод}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{н секц}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 1295 \text{ А}$ $I_{\text{рmax}} = 643 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 19,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 44,2 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_{\text{к}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 595 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 19,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{аном}} = 17,8 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 16,6 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

8.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей в составе КРУЭ УЭТМ-110 с электромагнитным приводом ПЭМ производят по следующим параметрам, [3]:

по напряжению установки:

$$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}};$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$118 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$$

Выполним проверку по термической устойчивости выбранного разъединителя по следующими параметрам:

$$B_K = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел} + T_a),$$

$$B_K = 28^2 \cdot (0,07 + 2 + 0,03) = 1646 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, 0.07 с;

$t_{сел}$ - степень селективности РЗ, принимается 2 с.

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

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

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости [3];

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ [3].

Выполним проверку по динамической стойкости выбранного разъединителя:

$$i_{y0} \leq i_{скв},$$

$$68 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка разъединителей ячейки КРУЭ-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 118 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{CKB} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 68 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{CKB}$
$B_K = 4500 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 1646 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

По данным сравнения ячейки КРУЭ-110 кВ подходит по всем параметрам.

8.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока ТВГ-УЭТМ в составе КРУЭ УЭТМ-110 производят по следующим параметрам [3]:

по напряжению установки:

$$U_p \leq U_H ;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по току первичной обмотки:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$118 \text{ А} \leq 200 \text{ А}.$$

Выполним проверку по термической устойчивости выбранного трансформатора тока по следующими параметрам:

$$B_K = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел} + T_a),$$

$$B_K = 28^2 \cdot (0,07 + 1,5 + 0,03) = 1254 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, 0.07 с;

$t_{сел}$ - степень селективности РЗ, принимается 1,5 с как для выключателя.

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

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

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости [3];

$t_{терм}$ - время протекания КЗ [3].

Выполним проверку по динамической стойкости разъединителя:

$$i_{уд} \leq i_{скв}.$$

$$68 \leq 102 \text{ кА}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ указана в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.03М	0.12		0.12
Ваттметр	СР3020-5	5		5

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=25 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (61)$$

$$Z_{2H} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (62)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,12}{25} = 0,20 \text{ Ом,}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=60 \text{ м}$.

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (63)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,57 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ – сопротивление контактов, 0,05 Ом.

Расчётная вторичная нагрузка трансформаторов тока определяется по формуле:

$$Z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (64)$$

$$Z_2 = 0,05 + 0,57 + 0,2 = 0,82 \text{ Ом.}$$

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке осуществляется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (65)$$

$$0,82 \text{ Ом} \leq 1 \text{ Ом}.$$

Сопоставление приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор и проверка трансформаторов тока ячейки КРУЭ-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 118 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{CKB} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\text{Д}} = 68 \text{ кА}$	$I_{y\text{Д}} \leq i_{CKB}$
$B_K = 4500 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 1254 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

По данным сравнения трансформаторы тока ячейки КРУЭ-110 кВ подходит по всем параметрам при классе точности 0,2.

Выбор трансформаторов тока 10 кВ производят по следующим параметрам, [22]:

по напряжению установки:

$$U_p \leq U_H ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}};$$

$$1295 \text{ А} \leq 1500 \text{ А}.$$

Выбираем вводные трансформаторы тока ТОЛ-10-1.

Проведем проверку по термической устойчивости трансформаторов тока:

$$B_K = I_{n.o.K2}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел} + T_a),$$

$$B_K = 19,5^2 \cdot (0,045 + 1,5 + 0,02) = 595 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.045\text{с}$, с учётом ступени селективности 1с.

$$B_{Kном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм};$$

$$B_{Kном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с};$$

Проверка по динамической стойкости трансформаторов тока 10 кВ:

$$i_{уд} \leq i_{скв},$$

$$44,2 \leq 80 \text{ кА}.$$

Вторичная нагрузка аналогична трансформаторам тока 10 кВ.

Сопоставление приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{Hввод} = 1500 \text{ А}$ $I_{Hсекц} = 800 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 1295 \text{ А}$ $I_{PMAH} = 643 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 44,2 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 595 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$Z_{2НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

По данным сравнения выбранная марка трансформаторов тока подходит.

8.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения ЗНГ-УЭТМ в составе КРУЭ УЭТМ-110 производят по напряжению установки:

$$U_p \leq U_n ;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ указана в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{потр.}}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	СР3020-5	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-	5	2	0,38	0,925	10	24,3
	4ТМ.03М	5	2	0,38	0,925	10	24,3
Итого	-	-	-	-	-	27	55,6

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ определяется по формуле:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} ; \quad (66)$$

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{27^2 + 55,6^2} = 55,6 \text{ ВА}.$$

Проверка по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения 110 кВ выполняется по формуле:

$$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{ном}} ; \quad (67)$$

$$55,6 \text{ ВА} \leq 100 \text{ ВА}.$$

Сопоставление расчётных и каталожных данных для класса точности 0,2 приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения ячейки КРУЭ-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$S_{\text{ном}} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} = 55,6 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{ном}}$

По данным сравнения выбранная марка трансформаторов напряжения 110 кВ подходит.

Выбор трансформаторов напряжения НАМИ-10УЗ производят по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ указана в таблице 31

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{потр}},$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляе- мая мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	СР3020-5	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	5	16	0,38	0,925	30,4	74
		5	16	0,38	0,925	30,4	74
Итого	-	-	-	-	-	67,8	148

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ определяется по формуле:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} ;$$

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{67,8^2 + 148^2} = 163 \text{ ВА.}$$

Проверка по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения 110 кВ выполняется по формуле:

$$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{ном}} ;$$

$$163 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА.}$$

Сопоставление расчётных и каталожных данных для класса точности 0,2 приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$S_{\text{НОМ}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} = 163 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} \leq S_{\text{НОМ}}$

По данным сравнения выбранная марка трансформаторов напряжения 10 кВ подходит.

8.7 Выбор и проверка токоведущих частей

В качестве ошиновки для заходов в КРУЭ-110 кВ и перехода от КРУЭ до силовых трансформаторов в здании подстанции Молодежная используется ранее выбранные кабели 110 кВ АПвПу2г (3х1х185/70), условия выбора и проверки для которого приводятся ниже.

Выполним выбор по нагреву максимальным током кабеля 110 кВ по следующей формуле:

$$I_m \leq I_{дон} ;$$

$$118 \text{ A} \leq 366 \text{ A}.$$

Выполним проверку по термической устойчивости выбранного кабеля 110 кВ по следующим формулам:

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел} + T_a),$$

$$B_K = 28^2 \cdot (0,07 + 2 + 0,03) = 1646 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{кном} = 32,9^2 \cdot 3 = 3247 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{кном};$$

$$1646 \text{ кА}^2\text{с} \leq 3247 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, 0.07 с;

$t_{сел}$ - степень селективности РЗ, принимается 2 с;

$I_{терм}$ - ток термической стойкости [7];

$t_{терм}$ - время протекания КЗ [7].

Условия выбора и проверки ошиновки 110 кВ приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор и проверка ошиновки 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_{\text{дон}} = 366 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 118 \text{ А}$	$I_P \leq I_{\text{дон}}$
$B_K = 3247 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 1646 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Выбранный кабель АПвПу2г (3х1х185/70) проходит по всем условиям выбора и проверки.

В РУ 10 кВ ПС Молодежная применяется жёсткая ошиновка.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения 80×6 мм², марки АДО - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные.

Выбор шин 10 кВ по условию нагрева в продолжительном режиме производят по формуле

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (68)$$

$$1295 \text{ А} \leq 1325 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K \cdot 10^6}}{C}, \quad (69)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{595 \cdot 10^6}}{91} = 268 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\text{min}} \leq q_{\text{факт}};$$

$$268 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2,$$

где C – постоянная нагрева для алюминиевых шин 91, [15].

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (70)$$

$$J = \frac{8 \cdot 6^3}{12} = 144 \text{ см}^4,$$

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (71)$$

$$l \leq 0.7 \text{ м.}$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м из условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-63 расстояние 0,7 м;

q - поперечное сечение шины, 480 мм².

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}; \quad (72)$$

$$W = \frac{0.8^2 \cdot 6}{6} = 0.64 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (73)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{44200^2 \cdot 0,7^2}{0,64 \cdot 0,45} = 57,6 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,45 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 0,7 м.

Условие механической прочности шин:

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}, \quad (74)$$

$$57,6 < 70 \text{ МПа},$$

Условия механической прочности соблюдены.

Условия выбора и проверки жёстких шин 10 кВ приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 1295 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1325 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{расч} = 57,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{расч}$
$q_{\min} = 268 \text{ мм}^2$	$q = 480 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

По данным сравнения выбранная марка жёстких шин 10 кВ подходит.

8.8 Выбор и проверка изоляторов

Выбор изоляторов 10 кВ производят по напряжению установки, [22]:

$$U_p \leq U_n ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{\text{разр}}=3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Расчётная нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (75)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{44200^2 \cdot 0,7}{0,45} \cdot 10^{-8} = 527 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (76)$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

Условия выбора и проверки опорных изоляторов 10 кВ приведены в таблице 35

Таблица 35 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{расч}} = 527 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 1800 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с $F_{\text{разр}}=10000 \text{ Н}$, [3].

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Расчётная нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{y\phi}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{68000^2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 10^{-8} = 1201 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Выбор проходных изоляторов 110 кВ:

Выбираем проходные изоляторы марки ИППУ-110/1000-40 УХЛ1 с $F_{разр} = 12500 \text{ Н}$, [3].

Выбираем проходные изоляторы по номинальному току:

$$I_m \leq I_{ном};$$

$$118 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н.}$$

Условия выбора и проверки изоляторов 110 кВ приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Выбор и проверка изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
опорные		
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 1201 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 6000 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$
проходные		
$I_m = 118 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_m \leq I_{\text{НОМ}}$
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 1201 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 7500 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

Все изоляторы выбраны правильно.

8.9 Выбор и проверка КРУ

Выбор вводных и секционных КРУ 10 кВ ПС Молодежная производят по номинальному току и напряжению.

Выбор КРУ производят по следующим параметрам, [22]:

по напряжению установки:

$$U_p \leq U_H ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$1295 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

Сравнение расчётных данных КРУ 10 кВ ПС Молодежная приведены в таблице 24. Выбираем вводные КРУ-10 кВ марки К-63, [20].

Проведем проверку по термической устойчивости КРУ:

$$B_k = I_{\text{н.о.К2}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}} + T_a),$$

$$B_K = 19,5^2 \cdot (0,045 + 1,5 + 0,02) = 595 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.045\text{с}$, с учётом ступени селективности 1с.

$$B_{Kном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ;$$

$$B_{Kном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с} ;$$

Проведем проверку по динамической стойкости КРУ 10 кВ:

$$i_{уд} \leq i_{скв} ,$$

$$44,2 \leq 80 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 37.

Таблица 37 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 1295 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 44,2 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 595 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

По данным сравнения выбранная марка КРУ подходит.

8.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 38.

Таблица 38 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	5	0,85	0,62	3,1
Подогрев выключателей 110 кВ	20	0,95	0,33	5,6
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	17	0,95	0,33	5,61
Подогрев приводов разъединителей 110 кВ	6,6	0,95	0,33	2,178
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,66
Освещение, сигнализация КРУ-10 кВ	7	0,9	0,48	3,36
Освещение ЗРУ кВ	12	0,95	0,33	3,96
Маслохозяйство	75	0,85	0,62	46,5
Всего	144,6			72

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (77)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{144,6^2 + 72^2} = 129,$$

где k_c – коэффициент спроса загрузки, принимается 0,8 по [23];

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная мощность потребителей СН по таблице 49, кВт, Квар.

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (78)$$

$$S_T = \frac{129}{0,7 \cdot 2} = 92,$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [23];

N_T – количество ТСН на ПС.

Выбирается трансформатор ТЛС-100/10.

8.11 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

На стороне 110 кВ ПС Молодежная используются ОПН-110 в составе КРУЭ и отдельностоящие ОПН марки ОПН – 110У/TEL У1 с классом напряжения 110 кВ.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Молодежная по наибольшему длительному рабочему напряжению проводится по указанной формуле:

$$U_{HP} \geq \frac{1,05 \cdot U_{HC}}{\sqrt{3}}, \quad (79)$$

$115 \geq \frac{1,05 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 76,5$ кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где U_{HP} - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, 115 кВ;

U_{HC} - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, 126 кВ.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Молодежная по условию превышения номинальным напряжением эквивалентного проводится по указанной формуле:

$$U_{ном} \geq U_{\kappa} \cdot \left(\frac{T_{\kappa}}{10}\right)^m, \quad (80)$$

$110 \geq 165 \cdot \left(\frac{1}{10}\right)^{0,2} = 104$ кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{ном}$ - номинальное паспортное напряжение ОПН, 110 кВ;

U_{κ} - амплитуда квазистационарного перенапряжения для сетей 110 кВ при сбросе нагрузки кратностью по отношению к номинальному 1,5;

T_k - длительность квазистационарного перенапряжения для сетей 110 кВ при сбросе нагрузки, 1 с;

m - среднее значение коэффициента ОПН, 0,02.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Молодежная по разрядному току проводится по указанной формуле:

$$I_{ном P} \geq 5 \text{ кА}, \quad (81)$$

10 кА $\geq$ 5 кА, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $I_{ном P}$ – номинальный разрядный ток ОПН, 10 кА.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Молодежная по энергоемкости проводится по указанной формуле:

$$W = 2 \cdot U_{эк} \cdot (U_{II} - U_{эк}) \cdot \frac{T_B}{Z}; \quad (82)$$

$$W = 2 \cdot 239 \cdot (2,78 \cdot 110 - 239) \cdot \frac{4,12}{400} = 329 \text{ кДж},$$

$$W_{y\partial} = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (83)$$

$$W_{y\partial} = \frac{329}{110} = 3 \text{ кДж/кВ};$$

где U_{II} - амплитуда напряжения ОПН для диапазона 2%-ных перенапряжений, 2,78 от номинального значения 110 кВ;

$U_{эк}$ - остающееся напряжение ОПН при разрядном токе 10 кА, 239 кВ;

Z – волновое сопротивление КЛ до ПС Молодежная, равное 400 Ом;

T - время распространения электромагнитной волны вдоль КЛ до ПС Молодежная от отпайки ВЛ Благовещенская - Центральная, 4,12 мкс.

Используется ОПН-110 кВ классом пропускной способности 2 с током от 401 А до 750 А включительно и удельной энергией от 2 до 3,2 кДж/кВ.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Молодежная по условию обеспечения взрывобезопасности проводится по указанной формуле:

$$I_{ВБ} \geq I_{КЗ}, \quad (84)$$

40 кА > 28 кА, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $I_{ВБ}$ – ток взрывобезопасности ОПН, 40 кА;

$I_{КЗ}$ – наибольшая величина тока КЗ на стороне 110 кВ ПС Молодежная, 28 кА.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Молодежная по уровню ограничения коммутационных перенапряжений проводится по указанной формуле:

$$U_{ОСТ} \leq U_{КИ} / (1,15-1,20), \quad (85)$$

$$U_{КИ} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП}, \quad (86)$$

$$U_{КИ} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 344 \text{ кВ};$$

211 кВ < 344/1,2 = 287 кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{ОСТ}$ – остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 1 кА, формой 30/60 мкс, 211 кВ;

$U_{ИСП}$ – испытательное напряжение КЛ-110 кВ, 200 кВ;

$K_{И}$ – коэффициент импульса, 1,35;

K_K – коэффициент куммулятивности, 0,9.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Молодежная по уровню ограничения грозовых перенапряжений проводится по указанной формуле:

$$(U_{ИСП\ гр} - U_{Ост.ОПН110}) / U_{ИСП\ гр} > 0,2-0,25; \quad (87)$$

$(367-264) / 367 = 0,28 > 0,2-0,25$, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{Ост.ОПН110}$ – остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, 264 кВ;

$U_{ИСП\ гр}$ – значение грозового импульса, 367 кВ.

В КРУ К-63 применяются ОПН-РТ/tel-10У1.

Выбор ОПН 10 кВ для КРУ-10 кВ ПС Молодежная по наибольшему длительному рабочему напряжению проводится по указанной формуле:

$$U_{НР} \geq 1,02 - 1,05 \cdot U_{НС}, \quad (88)$$

$$11,5 \geq 1,03 \cdot 10 = 10,3 \text{ кВ},$$

где $U_{НР}$ - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН-10 кВ на ПС Молодежная, 10,5 кВ;

$U_{НС}$ - наибольшее фазное напряжение в реконструируемых сетях, 10 кВ.

Выбор ОПН 10 кВ для КРУ-10 кВ ПС Молодежная по номинальному напряжению проводится по указанной формуле:

$$U_{ном} \geq U_{\kappa} \cdot \left(\frac{T_{\kappa}}{10}\right)^m, \quad (89)$$

$$13,2 \geq 15 \cdot \left(\frac{5}{10}\right)^{0,2} = 13,1 \text{ кВ},$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение ОПН из технического паспорта устройства, 13,2 кВ;

U_{κ} - амплитуда квазистационарного перенапряжения для КЛ 10 кВ ПС Молодежная при сбросе нагрузки кратностью 1,5 от номинала;

T_{κ} - длительность квазистационарного перенапряжения для протяженных сетей 10 кВ при сбросе нагрузки, 5 с;

m - среднее значение коэффициента ОПН, 0,02.

Выбор ОПН 10 кВ для КРУ-10 кВ ПС Молодежная по разрядному току проводится по указанной формуле:

$$I_{ном P} \geq 5 \text{ кА},$$

$$10 \text{ кА} \geq 5 \text{ кА},$$

где $I_{ном P}$ –разрядный ток ОПН, номинальное значение, 10 кА.

Выбор ОПН 10 кВ для КРУ-10 кВ ПС Молодежная по удельной энергоемкости проводится по указанной формуле:

$$T = \frac{l}{v}, \tag{90}$$

$$T = \frac{5000}{3,15 \cdot 10^8} = 15,9 \text{ мкс},$$

$$W = 2 \cdot U_{\text{эк}} \cdot (U_{\Pi} - U_{\text{эк}}) \cdot \frac{T_B}{Z}; \tag{91}$$

$$W = 2 \cdot 31,6 \cdot (3,5 \cdot 10 - 31,6) \cdot \frac{15,9}{100} = 34 \text{ кДж},$$

$$W_{y\partial} = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (92)$$

$$W_{y\partial} = \frac{34}{10} = 3,4 \text{ кДж/кВ};$$

где l - протяженность КЛ-10 кВ проектируемого района застройки, среднее значение 5 км;

v - скорость распространения волны, м/с.

U_{II} - амплитуда напряжения ОПН для диапазона 2%-ных перенапряжений, 3,5 номинала;

$U_{эк}$ - остающееся напряжение ОПН при коммутационном импульсе, 31,6 кВ;

Z – волновое сопротивление КЛ от ПС Молодежная, среднее значение 100 Ом.

Выбор ОПН 10 кВ для КРУ-10 кВ ПС Молодежная по взрывобезопасности проводится по указанной формуле:

$$I_{ВБ} \geq I_{КЗ}, \quad (93)$$

$$20 \text{ кА} > 19,5 \text{ кА},$$

где $I_{ВБ}$ – ток взрывобезопасности ОПН-10 кВ на ПС Молодежная, 20 кА;

$I_{КЗ}$ – наибольшая величина тока КЗ на стороне 10 кВ ПС Молодежная, по отключающей способности выключателя 10 кВ, 19,5 кА.

Выбор ОПН 10 кВ для КРУ-10 кВ ПС Молодежная по ограничению коммутационных перенапряжений проводится по указанной формуле:

$$U_{OCT} \leq U_{KH} / (1,15-1,20), \quad (94)$$

$$U_{KH} = K_H \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП}, \quad (95)$$

$$U_{KH} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 75 = 42,8 \text{ кВ};$$

$$31,6 \text{ кВ} < 128/1,2 = 107 \text{ кВ},$$

где U_{OCT} – остающееся напряжение ОПН при токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой 31,6 кВ;

$U_{ИСП}$ – испытательное напряжение для РУ 10 кВ ПС Молодежная, 75 кВ;

K_H – коэффициент импульса, 1,35;

K_K – коэффициент кумулятивности, 0,9.

Выбор ОПН 10 кВ для КРУ-10 кВ ПС Молодежная по ограничению грозовых перенапряжений проводится по указанной формуле:

$$(U_{ИСП гр} - U_{OCT.ОПН10}) / U_{ИСП гр} > 0,2-0,25; \quad (96)$$

$$(75-35,1) / 75 = 0,53 > 0,2-0,25,$$

где $U_{OCT.ОПН10}$ – остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, 35,1 кВ;

$U_{ИСП гр}$ – испытательное значение используемого грозового импульса, 75 кВ.

Ограничители перенапряжения ОПН-РТ/tel-10У1 устанавливаемые в КРУ на ПС Молодежная проходят по условиям выбора и проверки с 3 классом энергоемкости до 4,5 кДж/кВ.

8.12 Заземляющее устройство подстанции

Заземляющее устройство подстанции выполняется в виде контура из стальной полосы сечением 50 х 5 мм. Вертикальные электроды по периметру

здания ПС Молодежная выполнены из круглой стали диаметром 20 мм, показываю-
ются на листе графической части №6.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электро-
да, Ом:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (97)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{100}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,3 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,3 + 2)} \right] = 46 \text{ Ом.}$$

где l_B - длина вертикального электрода, 2 м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, 0,3 м;

$\rho_{грунт}$ - эквивалентное сопротивление грунта в виде глины и суглинков, 100
Ом·м;

d - диаметр электродов, 0,02 м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электро-
да, Ом:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (98)$$

$$R_{ЭГ} = \frac{100}{\pi \cdot 5} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,3}} \right] = 2,14 \text{ Ом.}$$

где l – длина горизонтальной полосы, 5 м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}, \quad (99)$$

$$R = \frac{26,9 \cdot 46}{0,75 \cdot (27 \cdot 26,9 + 4 \cdot 46)} = 1,81 \text{ Ом},$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов;

n_r - число горизонтальных электродов;

Общее стационарное сопротивление заземлителя не должно превышать 4 Ом.

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (100)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 46}{0,75 \cdot 27} = 2,3 \text{ Ом}.$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (101)$$

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{5}{0,01} - 0,31 \right) = 1,18 \text{ мкГн/м}.$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uT} = 1 + \frac{L_O \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (102)$$

где $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии.

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1,18 \cdot 5}{3 \cdot 2 \cdot 26,9} = 1,04.$$

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{э}\Gamma}, \quad (103)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,04 \cdot 26,9 = 27,9 \text{ Ом}.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}, \quad (104)$$

$$R_u = \frac{2,3 \cdot 27,9}{0,75 \cdot (27 \cdot 27,9 + 4 \cdot 2,3)} = 0,11 \text{ Ом}.$$

Стационарное и импульсное сопротивление заземлителя по требованиям [30] не должно превышать 0,5 Ом. Таким образом, заземлитель обеспечивает защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

8.13 Молниезащита здания подстанции

Молниезащита здания подстанции обеспечивается металлической сеткой, уложенной в швах кровельного перекрытия и присоединенной к общему контуру заземления ПС Молодежная.

Число грозовых разрядов в ПС:

$$N_{\text{гп}} = \dots + \dots + \dots, \quad (105)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю (для Амурской области $p_0 = 2 \text{ 1/км}^2$);

A_T, B_T – длина и ширина ПС согласно листу графической части № 6 ($A_T=36,6 \text{ м}$, $B_T=27 \text{ м}$);

$H_{ЭKB}$ – эквивалентная высота, с которой ПС собирает боковые разряды молнии, при $h_c \leq R_{ЭKB}$ определяется по следующей формуле.

$$H_{ЭKB} = \sqrt{R_{ЭKB}^2 - h_c^2} \quad (106)$$

где h_c – высота ПС, м.

$$H_{ЭKB} = \sqrt{R_{ЭKB}^2 - h_c^2} = \text{м.}$$

Грозопоражаемость ПС определяется по формуле, лет:

$$T_{ПС} = \frac{1}{N_{ПС}} \quad (107)$$

Произведем расчет для ПС.

$$N_{ПС} = \dots + \dots + \dots =$$

$$T_{ПС} = \frac{1}{N_{ПС}} =$$

Из расчетов видно, что грозопоражаемость ПС Молодежная составляет 1 раз в 17,5 лет, что приемлемо.

9 РАСЧЁТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОСЛЕ ВВОДА ПОДСТАНЦИИ МОЛОДЕЖНАЯ

Для выделенного участка ВЛ-110 кВ, к которому планируется подключение ПС Молодежная составляется поясняющая схема, содержащая информацию о параметрах ВЛ и трансформаторов ПС, рисунок 17.

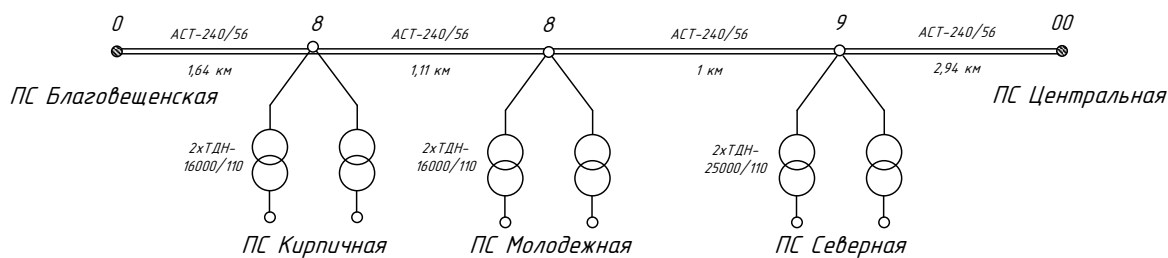


Рисунок 17 – Поясняющая схема участка сети 110 кВ

Схема замещения участка сети 110 кВ включает в себя активное и реактивное сопротивление линий, зарядную мощность, определяемые по формулам:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (108)$$

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (109)$$

$$Q_c = 0,5 \cdot b_0 \cdot l_{ВЛ} \cdot U_n^2, \quad (110)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км;

b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км;

$l_{ВЛ}$ – длина участка ВЛ, км.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями [24].

В таблицах 39-40 показаны подготовленные исходные данные для расчета.

Таблица 39 - Исходные данные по ВЛ для расчета режимов

Участок	Z, Ом	Qc, МВАр
Нормальный режим		
01	0.08+0.08i	0.038
1-2	0.119+0.119i	0.056
2-3	0.072+0.072i	0.034
3-00	0.213+0.213i	0,1
Послеаварийный (обрыв цепи)		
01	0.161+0.161i	0.019
1-2	0.238+0.238i	0.028
2-3	0.145+0.145i	0.017
3-00	0.426+0.426i	0.05
Послеаварийный (обрыв головного участка)		
1-2	0.238+0.238i	0.028
2-3	0.145+0.145i	0.017
3-00	0.426+0.426i	0.05

Таблица 40 - Исходные данные по ВЛ для расчета режимов

узел	Sp, МВА	Zтр вн, Ом
Нормальный режим		
1	10.588+2.768i	7.935+138.863i
2	24.904+14.738i	4.391+86.789i
3	28.196+8.546i	2.539+55.545i
Послеаварийный (обрыв цепи)		
1	10.588+2.768i	7.935+138.863i
2	24.904+14.738i	4.391+86.789i
3	28.196+8.546i	2.539+55.545i
Послеаварийный (обрыв головного участка)		
1	10.588+2.833i	7.935+138.863i
2	24.904+14.738i	4.391+86.789i
3	28.196+8.546i	2.539+55.545i

Выполняется расчёт потоков мощности по данным начала при наличии информации о замерной величине напряжения на шинах ПС Центральная – 120,8 кВ, на шинах ПС Благовещенская – 121 кВ. Использован порядок расчёта [24].

Регулирование напряжения на стороне НН каждой ПС проведено по принципу встречного регулирования, в результате чего в режиме наибольшей нагрузки отпайки РПН подбираются таким образом, что напряжение на шинах 10 кВ ПС были не менее 10,5 кВ.

По итогу расчёта напряжений на стороне НН ПС выполняется их сравнение с желаемым и в случае несоответствия выполняется регулирования напряжения по алгоритму [24].

Определяется желаемый коэффициент трансформации, [24]:

$$K_{ТЖ} = \frac{|U_B|}{U_{Ж}} \quad (111)$$

где U_B – фактическое напряжение на высокой стороне трансформатора ПС
Молодежная;

$U_{Ж}$ – желаемое напряжение на низкой стороне

Определяется номер желаемой отпайки устройства регулирования, [24]:

$$n_{ЖЕЛ} = \left(\frac{K_{ТЖ}}{K_T} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{УР}} \quad (112)$$

где K_T – номинальный коэффициент трансформации определяется по данным [24];

$t_{УР}$ – шаг отпайки устройства регулирования

Определяется фактическое напряжение на низкой стороне трансформатора, [24]:

$$U_{ННФ} = \frac{|U_B|}{K_T \cdot (1 + t_{УР} \cdot n_{ЖЕЛ})} \quad (113)$$

Фактическое напряжение сравнивается с заданным для оценки корректности выбранных отпайек регулирования.

В таблице 41 показаны результаты расчета режимов.

Таблица 41 – Результаты расчёта напряжений в узлах схемы

Подстанции	$U_{ВН\text{ ном,}}$ кВ	$U_{ВН\text{ расч,}}$ кВ	$U_{НН\text{ треб,}}$ кВ	$U_{НН\text{ факт,}}$ кВ	№отп	$U_{НН\text{ рпн,}}$ кВ
Нормальный режим						
Северная	110	120,8	10,5	10,2	2	10,5
Молодежная	110	120,9	10,5	10,5	0	10,5
Кирпичная	110	120,9	10,5	11,2	-3	10,6
Послеаварийный (обрыв цепи)						
Северная	110	120,7	10,5	10,6	0	10,6
Молодежная	110	120,8	10,5	10,5	0	10,5
Кирпичная	110	120,9	10,5	11,2	-3	10,6
Послеаварийный (обрыв головного участка)						
Северная	110	120,5	10,5	10,6	0	10,6
Молодежная	110	120,4	10,5	10,4	1	10,6

Анализ режимов проводится в соответствии с таблицами 42-45 и схемами потокораспределения (рисунок 18-20).

Таблица 42 – Потери активной мощности в трансформаторах ПС, МВт

пс	кирпичная	молодежная	северная
Нормальный режим	0,074	0,254	0,169
Послеаварийный (обрыв цепи)	0,074	0,254	0,169
Послеаварийный (обрыв головного участка)	0,074	0,254	0,169

Таблица 43 – Потери в линиях, МВт

Участок	ΔP , МВт
Нормальный режим	
00-3	0,003
2--3	0,006
1--2	0,034
0-1	0,032
Послеаварийный (обрыв цепи)	
00-3	0,01
2--3	0,003
1--2	0,037
0-1	0,039
Послеаварийный (обрыв головного участка)	
00-3	0,167
2--3	0,019
1--2	0,002

Таблица 44 – Анализ расчета потерь активной мощности

Режим	Потери полные		Потери в трансформаторах		Потери в линиях		Р _н , МВт
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	
Нормальный режим	0,572	0,91%	0,497	0,79%	0,075	0,12%	63,13
Послеаварийный (обрыв цепи)	0,586	0,93%	0,497	0,79%	0,089	0,14%	63,13
Послеаварийный (обрыв головного участка)	0,685	1,09%	0,497	0,79%	0,188	0,30%	63,13

Таблица 45 – Анализ токовой загрузки линий

Участок	Ирасч, А	Идл доп, А
Нормальный режим		
00-3	65	1233
2--3	160	1233
1--2	311	1233
0-1	365	1233
Послеаварийный (обрыв цепи)		
00-3	86	1233
2--3	76	1233
1--2	228	1233
0-1	284	1233
Послеаварийный (обрыв головного участка)		
00-3	363	1233
2--3	208	1233
1--2	58	1233

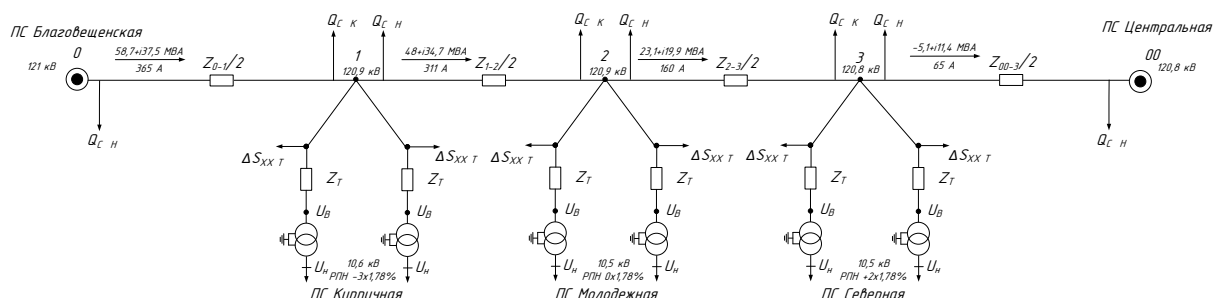


Рисунок 18 - Нормальный режим работы сети в схеме

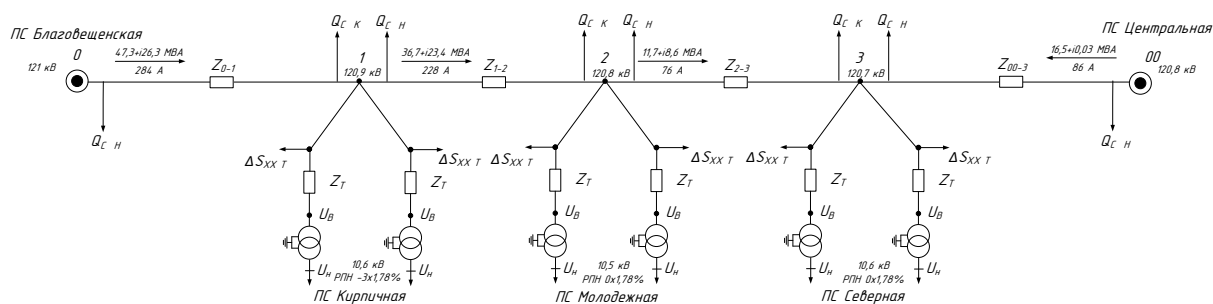


Рисунок 19 - Послеаварийный режим работы сети в схеме при отключении одной цепи ВЛ

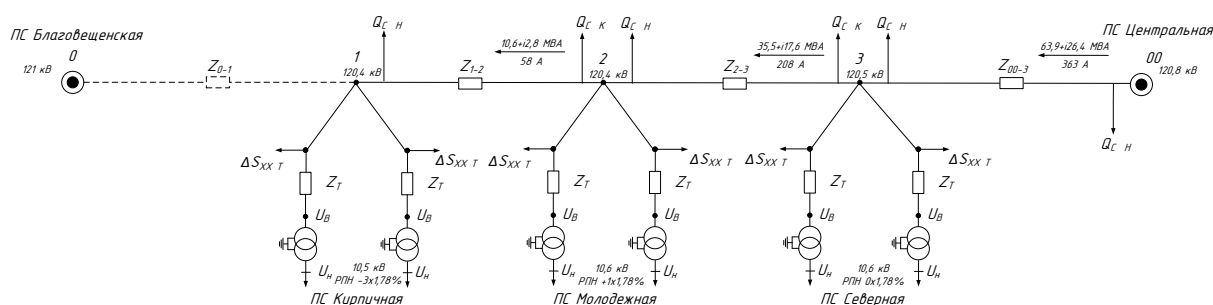


Рисунок 20 - Послеаварийный режим работы сети в схеме при отключении головного участка PS Благовещенская – PS Кирпичная

Исходя из результатов расчётов режимов, можно сделать следующие выводы:

- Напряжение всех узлов соответствует с [11] в нормальном и послеаварийном режимах;
- Токовая нагрузка ВЛ с проводом АСТ-240/56 в послеаварийных режимах не превышает длительно допустимые значения с учётом необходимости замены проводов на участке PS Центральная – PS Благовещенская и PS Центральная – Благовещенская ТЭЦ в перспективе;
- Выбранная схема сети обеспечивает качественное электроснабжение вводимых потребителей как в нормальном, так и в послеаварийных режимах.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ПОДСТАНЦИИ МОЛОДЕЖНАЯ

10.1 Расчёт защиты трансформатора

В работе используются блоки микропроцессорной защиты «Сириус – Т», [12]. Для защиты от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа используется газовая защита.

Расчет дифференциальной токовой защиты, действующей при внутренних повреждениях трансформатора и повреждениях на выводах перед установленными трансформаторами тока.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока ПС Молодежная определяется по формуле:

$$K_I = \frac{I_{ном.в}}{I_{ном.н}} ; \quad (114)$$

$$K_{I\text{ нн}} = \frac{1500}{5} = 300 ;$$

$$K_{I\text{ вн}} = \frac{200}{5} = 40 ;$$

где $I_{ном.в}$ – номинальный ток первичной обмотки выбранных ранее трансформаторов тока на стороне НН – 1500 А, на стороне ВН – 200 А;

$I_{ном.н}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока 5 А.

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле:

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I} , \quad (115)$$

$$I_{\text{ном.в.110}} = \frac{118 \cdot \sqrt{3}}{40} = 5,1 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.в.10}} = \frac{1295 \cdot 1}{300} = 4,3 \text{ А},$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник.

Составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ определяется по формуле:

$$I_{\text{нб ТТ max}} = K_a \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{КЗ НН max}}, \quad (116)$$

$$I_{\text{нб ТТ max}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 19500 = 1950 \text{ А},$$

где $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ ($K_{\text{одн}}=1$ при разных типах ТТ);

K_a – коэффициент, учитывающий увеличение тока КЗ из-за наличия в нём апериодической составляющей ($K_a=1$);

$\varepsilon=0,1$ – допустимая погрешность трансформаторов тока;

$I_{\text{КЗ НН max}}$ – максимальное значение тока трехфазного КЗ на выводах силового трансформатора со стороны противоположной питанию $I_{\text{по}}^{(3)} = 19,5 \text{ кА}$.

Составляющая тока небаланса, вызванная регулированием напряжения на трансформаторе определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{рег\%}} = n_{\text{рег}} \cdot t_{\text{рег\%}}, \quad (117)$$

$$\Delta U_{\text{рег\%}} = 9 \cdot 1,78 = 16,02 \text{ \%},$$

$$I_{\text{нб рег max}} = \frac{\Delta U_{\text{рег\%}}}{100} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (118)$$

$$I_{нб \text{ рег max}} = \frac{16,02}{100} \cdot 19500 = 3124 \text{ A},$$

где $\Delta U_{\text{рег\%}}$ – максимальное значение изменения коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании РПН.

Суммарный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{нб \Sigma} = I_{нб \text{ ТТ max}} + I_{нб \text{ рег max}}, \quad (119)$$

$$I_{нб \Sigma} = 3124 + 1950 = 5074 \text{ A}.$$

Ток срабатывания защиты выбирается из двух условий, [12]:

- отстройки от максимального тока небаланса:

$$I_{с.з.} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{нб \Sigma}, \quad (120)$$

$$I_{с.з.} \geq 1,3 \cdot 5074 \geq 6596 \text{ A},$$

где $K_{\text{зан}}$ - коэффициент запаса, 1,3.

- отстройки от номинального тока (обрыв провода во вторичной цепи):

$$I_{с.з.} \geq 3 \cdot I_{ном}, \quad (121)$$

$$I_{с.з.} \geq 3 \cdot 118 = 353 \text{ A},$$

где $I_{ном}$ - первичный номинальный ток.

Принимаем большее значение тока срабатывания защиты $I_{с.з.} = 5022 \text{ A}$.

Чувствительность защиты проверяем по предварительной формуле:

$$K_{\varphi} = \frac{I_{K3}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з.}}, \quad (122)$$

$$K_{\varphi} = \frac{19500 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{6596} = 2,6 \geq 2.$$

Так как условие выполняется, то чувствительность защиты обеспечивается. Определяем ток срабатывания защиты на стороне ВН:

$$I_{с.р.} = K_{сх} \cdot \frac{I_{с.з.}}{K_{I_{ВН}}}, \quad (123)$$

$$I_{с.р.} = \sqrt{3} \cdot \frac{6596}{40} = 285 \text{ A}.$$

На трансформаторах ПС Молодежная предусматриваются резервные защиты для действия при внешних коротких замыканиях в случае отказа защит или выключателей смежных элементов. Одновременно они являются основными защитами шин, на которые работает трансформатор, если на шинах отсутствует собственная защита.

Расчёт МТЗ трансформатора:

1) Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (124)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 118 = 288 \text{ A},$$

где $I_{раб.макс}$ - первичный номинальный ток;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$ - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

K_B - коэффициент возврата, принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

2) Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \cdot \frac{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (125)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{10}{110} \cdot \frac{28000 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{288} = 7,7 \geq 1.5.$$

3) Ток срабатывания:

$$I_{\text{с.р.}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{с.з.}}}{K_{I_{\text{вн}}}}, \quad (126)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 288}{40} = 12,4 \text{ A}.$$

Перегрузка обычно является симметричным режимом трансформатора, характеризующимся появлением сверхтоков во всех фазах. Защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания (на стороне 110 кВ трансформатора).

Расчёт защиты трансформатора от перегрузок:

1) Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_H}{k_{\theta}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (127)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 118 = 155 \text{ A},$$

где k_H - коэффициент надежности, принимается равным 1.05.

2) Ток срабатывания защиты по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх}}{K_{I_{вн}}}, \quad (128)$$

$$I_{с.р.} = \frac{155 \cdot \sqrt{3}}{40} = 6,7 \text{ A}.$$

Газовая защита трансформатора основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

10.2 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают питание при отключении рабочего источника питания.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (129)$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В}.$$

Выдержка времени АВР $t_{АВР} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с}$ отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ) [14]. Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на

резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений, [14].

10.3 Автоматическая частотная нагрузка

На вводимой ПС Молодежная АЧР используется для повышения надёжности работы системы внешнего электроснабжения, снижая вероятность возникновения лавинообразного снижения частоты, так как ближайшая к шинам станция Благовещенская ТЭЦ может проводить отключение нагрузки. В результате чего может наблюдаться резкое снижение напряжения и массовое отключению потребителей.

Принцип действия АЧР ПС Молодежная заключается в отключении части потребителей по заранее выбранной схеме. При достижении частоты ниже определённого значения срабатывает первая ступень АЧР и отключает часть потребителей. Если процесс падения частоты не остановился, то при достижении частоты значения второй уставки отключается следующая группа потребителей, что ещё больше замедляет снижение частоты.

10.4 Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное включение (АПВ) — комплекс устройств и алгоритмов, предназначенных для автоматического восстановления электроснабжения после кратковременных повреждений в сети.

АПВ работает по следующему принципу: при возникновении короткого замыкания или другой аварийной ситуации устройство автоматически отключает повреждённый участок сети. Через заданный промежуток времени оно повторяет включение этого участка.

Успешное повторное включение происходит, если повреждение было кратковременным: после отключения дуга гаснет, и электроснабжение восстанавливается. Если повреждение устойчивое, повторное включение не происходит, что предотвращает дальнейшие аварийные ситуации.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Темой данной выпускной квалификационной работы предусматривается подключение проектируемой ПС Молодежная в северной части города Благовещенск к существующим ВЛ-110 кВ посредством кабельных вставок 110 кВ. На ПС Молодежная при этом проектируется установка двух силовых масляных трансформаторов с охлаждением дутьём марки ТДН-16000/110. ПС Молодежная предусматривается закрытого исполнения с установкой КРУЭ-110 кВ. При монтаже заходов КЛ-110 кВ на ПС Молодежная должны быть соблюдены меры безопасности, обязательные для обслуживающего и технического персонала [27]. Для предотвращения риска распространения трансформаторного масла предусматривается маслоприёмник для силовых трансформаторов ПС Молодежная, параметры которого рассчитываются по порядку [29]. В случае обнаружения возгораний на оборудовании в ЗРУ 10 кВ и на КРУЭ-110 кВ ПС Молодежная выполняются действия для предотвращения возгорания в соответствии с мерами пожарной безопасности [32].

12.1 Безопасность

Так как вариант подключения проектируемой ПС 110 кВ Молодежная предполагает её подключение по КЛ-110 кВ от ПС Амурская, то для безопасности проводимых работ по сооружению КЛ-110 кВ района города Благовещенск является обязательным требование соблюдения норм безопасности [26].

Подготовка к работам на сооружаемой КЛ-110 кВ района города Благовещенск для задействованного персонала включает осмотр и проверку спецодежды, средств индивидуальной защиты, инструмента и приспособлений. Руководитель работ на КЛ-110 кВ района города Благовещенск выполняет проверку знаний персонала безопасных методов работ, осуществляет целевой инструктаж на рабочем месте, принимая во внимание особенности условий работ.

Комплектность и исправность приборов, которые применяются в подземных переходах и каналах КЛ-110 кВ района города Благовещенск для проверки

на загазованность, проверяются задействованным персоналом перед началом работ.

На рабочем месте в траншеях и по трассе КЛ-110 кВ района города Благовещенск обеспечивается освещенность, безопасные спуски в траншею, отсутствие мусора и посторонних предметов, отсутствие токоведущих частей, к которым есть риск случайного прикосновения.

Рабочее место на КЛ-110 кВ района города Благовещенск должно содержать требуемое количество предупреждающих и предписывающих плакатов, установленных для соблюдения мер безопасности [27].

Так как трасса прохождения КЛ-110 кВ района города Благовещенск пересекает проезжую часть, то на проезжей части дороги по встречному направлению движения транспорта на удалении не менее 2 м от края траншеи оборудуются ограждения, далее на удалении 10-15 м от этого ограждения по встречному направлению устанавливаются предупредительные знаки и световые сигналы, работоспособность которых должна быть обеспечена в темное время суток [25].

Не допускаются работы на КЛ-110 кВ района города Благовещенск при отсутствии ответственных за безопасное производство работ, недостаточном или неполном оснащении средствами индивидуальной защиты, ограниченном и плохо освещённом рабочем месте.

Задействованный персонал на выполнении работ по прокладке КЛ-110 кВ района города Благовещенск проходит целевой инструктаж у непосредственного руководителя, далее на рабочем месте проверяет отсутствие опасных факторов, которые могут привести к травме или аварии. Не допускается использование оборудования, устройств, механизмов, инструмента не по назначению или не в соответствии с правилами их эксплуатации.

Работы по прокладке КЛ-110 кВ района города Благовещенск не допускаются проводить вблизи пересечений трассы с ВЛ или КЛ, имеющие неогражденные токоведущие части. Электрозащитные средства должны применяться при работах на изолирующих вставках КЛ-110 кВ района города Благовещенск [25].

Отключение КЛ-110 кВ и проведение технических мероприятий по заземлению должны выполняться перед тем, как персонал приступает к работам по разрезанию или монтажу кабельных муфт КЛ-110 кВ района города Благовещенск.

Для выверки кабелей 110 кВ района города Благовещенск, проложенного в коллекторе, туннеле или канале с учётом планируемых работ, используются чертежи и схемы, бирки. Наличие контрольных траншей с областью видимости контрольных бирок проверяется по мере подготовки участка кабеля 110 кВ района города Благовещенск.

Для ремонтных работ по трассе прокладки кабелей 110 кВ района города Благовещенск при отсутствии видимого повреждения кабеля задействованным персоналом применяется кабелеискательный аппарат. Отсутствие напряжения проверяется изолирующей штангой с колющей иглой и режущим наконечником перед проведением работ по вскрытию кабеля или соединительных муфт КЛ-110 кВ района города Благовещенск. Так как КЛ-110 кВ района города Благовещенск до проектируемой ПС Молодежная является линией с двухсторонним питанием, то отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционно по обеим сторонам от места проведения работ на кабеле или соединительной муфте при этом предусматривается дистанционное управление для прокола или разрезания оболочки до токопроводящих жил, подлежащих междупазному замыканию и заземлению. Безопасность задействованного персонала при проколах кабелей 110 кВ района города Благовещенск обеспечивается использованием экранов у места прокалывания.

При повреждениях на кабелях 110 кВ района города Благовещенск, после которых токопроводящие жилы освобождены от изоляции отсутствие напряжения на них проверяется непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля.

Те участки вводов КЛ-110 кВ на ПС Молодежная, принадлежность и диспетчерское наименование которых может быть достоверно установлены, допускается не прокалывать перед его разрезанием или вскрытием.

Проколы кабелей 110 кВ района города Благовещенск задействованным персоналом на данных работах выполняются в диэлектрических перчатках и обуви с защитой глаз от термического воздействия электрической дуги. Работы проводятся бригадой из производителя работ, осуществляющего прокол, и допускающего, при этом допускающий может быть заменен на ответственного руководителя работ [26].

Прокалывающее приспособление для кабелей 110 кВ района города Благовещенск с целью надёжного его заземления должно быть заглублено не менее чем на 0,5 м, кроме того броня кабеля также может быть использована для заземления прокалывающего приспособления. Заземляющий проводник к броне присоединяется посредством хомутов по предварительно зачищенной от ржавчины и грунта поверхности брони. При чрезмерном количестве ржавчины на поверхности брони кабеля заземляющий проводник может быть подключен к металлической оболочке кабеля.

Проколы кабелей 110 кВ района города Благовещенск задействованным персоналом выполняются однократно в рамках работ на одном и том же кабеле, повторные проколы выполняются только при смене участка работ на другой цепи двухцепной КЛ либо кабелях другой трассы.

Так как трасса КЛ- 110 кВ района города Благовещенск включает в себя участки прокладки кабелей в подземных сооружениях, то задействованный персонал на работах в подземных кабельных сооружениях должен выполнять работы по наряду-допуску в количестве трёх работников, страхующими назначаются двое, один производитель работ с группой по электробезопасности не ниже IV. Между работниками в подземных кабельных сооружениях должна быть организована визуальная связь. Изменить назначение работ для страхующих допускается только после завершения работ в подземных кабельных сооружениях и выходе на поверхность работников, выполняющих подземные работы.

При подготовке к работам и во время работ на подземных кабельных сооружениях КЛ-110 кВ района города Благовещенск, задействованный персонал допускается к работам при содержании в воздухе кислорода на уровне не менее

20% по результатам проб воздуха из кабельных сооружений. Во время работ пробы воздуха берутся не реже 1 раза в час, перед работами осуществляется естественная вентиляция в подземных кабельных сооружениях КЛ- 110 кВ района города Благовещенск длительностью не менее 20 минут, для этого должны быть открыты люки со специальными направляющими пластинами для потоков воздуха. При неисправности люков оборудуется система принудительной циркуляции, состоящая из компрессора, вентилятора и рукава, устанавливаемого на расстоянии 0,25 м от нижнего уровня кабельного сооружения. Баллоны со сжатыми газами при вентиляции кабельных сооружений КЛ-110 кВ района города Благовещенск применять запрещено, в случае необходимости спуска в подземное сооружение при недопустимых уровнях кислорода и вредных веществ допускается использовать шланговый противогаз или иные изолирующие средства индивидуальной защиты органов дыхания работников, выполняющих работы в кабельных сооружениях [26].

Без выполнения проверки наличия вредных веществ в воздухе кабельных сооружений КЛ-110 кВ района города Благовещенск и выполнения проверки газов при помощи огня приступать к работам не разрешается. Для проверки наличия вредных веществ и газов должны быть использованы газоанализаторы и газосигнализаторы, поверенные и имеющие паспорта поверки, работы осуществляются персоналом, имеющим удостоверение прошедших обучение с газоанализаторами и газосигнализаторами. При появлении сигнала о наличии газа работа в колодцах, коллекторах и туннелях должна быть немедленно остановлена, задействованный персонал удаляется из опасной зоны до обнаружения источника загазованности и ликвидации причин утечки газа.

Спуски в кабельные сооружения и колодцы КЛ-110 кВ района города Благовещенск для безопасности персонала осуществляются по проверенным и испытанным лестницам, проверенным на прочность перед спуском.

Перед началом работ в кабельных колодцах должны быть размещены предупреждающие знаки у люков и дверей, ведущих в кабельное сооружение. За-

действованный на работах в подземных кабельных сооружениях КЛ-110 кВ района города Благовещенск персонал, ознакомливается ответственным работником за безопасное проведение работ с планом эвакуации из подземного сооружения при возникновении опасных событий, угрожающих жизни и здоровью работников.

При проведении работ в кабельных сооружениях и колодцах КЛ-110 кВ района города Благовещенск для безопасности персонала не допускается использование инструмента и материалов, приводящих к искрообразованию.

Единоличная работа персонала в подземных кабельных сооружениях КЛ-110 кВ района города Благовещенск разрешается в случае использования страховочного троса или каната с креплением к спине работника, группа по электробезопасности работника должна быть не ниже III. Страхующий работник обязан фиксировать страховочный трос или канат, длина каната подбирается таким образом, чтобы расстояние от наиболее удаленного рабочего места в кабельном сооружении до поверхности земли было на 2 метра больше [27].

Кабельные туннели КЛ-110 кВ района города Благовещенск, оснащаемые системой автоматического пожаротушения, должны быть подготовлены к работам в них персонала, при этом системы противопожарной защиты отключаются, на пульте управления устанавливается плакат «Не включать! Работают люди».

Курение в колодцах, коллекторах, туннелях и на расстоянии ближе 5 метров от открытых люков в кабельные сооружения КЛ-110 кВ района города Благовещенск запрещено.

12.2 Экологичность

При повреждении баков трансформаторов возможно загрязнение окружающей территории трансформаторным маслом большого объёма, в результате чего наносится вред окружающей среде. Так как трансформаторное масло является горючим диэлектриком, то в случае критического перегрева обмоток трансформатора происходит разрушение баков трансформатора с возгоранием трансформаторного масла, в результате площадь возгорания может увеличиться по мере растекания трансформаторного масла.

Характеристика установленных трансформаторов в здании ПС Молодежная приводится в таблице 46.

Таблица 46 – Характеристики трансформаторов на ПС Молодежная [28]

Тип трансформатора	Габаритные размеры, м			Масса масла, кг
	А	В	Н	
2хТДН-16000/110	5,140	3,224	5,160	9000

Установка трансформаторов 2хТДН-16000/110 в здании ПС Молодежная осуществляется в отдельных камерах на первом этаже здания. Так как по данным таблицы 20, масса масла более 600 кг, то по требованиям [30] предусматривается маслоприёмник без отвода масла в маслосборник для приёма полного объёма трансформаторного масла и 80% воды от средств пожаротушения, используемых для орошения боковых поверхностей трансформатора и поверхности маслоприёмника. Конструкция маслоприёмника заглубленная, при этом верхняя часть маслоприемника закрывается металлической решеткой или сеткой, сверху на которой располагается слой толщиной 0,25 м чистого промытого гранитного гравия без посторонних включений. Верхний уровень гравия в под трансформатором выполняется на уровне маслоприёмника. Размеры маслоприемника предусматриваются больше габаритов трансформатора на величину 1 м, так как масса трансформаторного масла не более 10 тонн.

Размеры сторон маслоприемника ПС Молодежная определяются по данным ниже формулам:

$$A_{МИ} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (130)$$

$$A_{МИ}=5,14+2 \cdot 1=7,14 \text{ м};$$

$$B_{МИ} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (131)$$

$$B_{МИ}=3,224+2 \cdot 1=5,224 \text{ м};$$

где A_T – длина трансформатора в рабочей комплектации по таблице 46, 5,14 м [30];

B_T – ширина трансформатора в рабочей комплектации, по таблице 46, 3,224 м [30];

Δ – ширина отступа за габариты трансформатора при массе масла в трансформаторе от 2 до 10 т, принимается не менее 1 м по [30].

На рисунке 21 приводятся обозначения габаритов маслоприёмника ПС Молодежная.

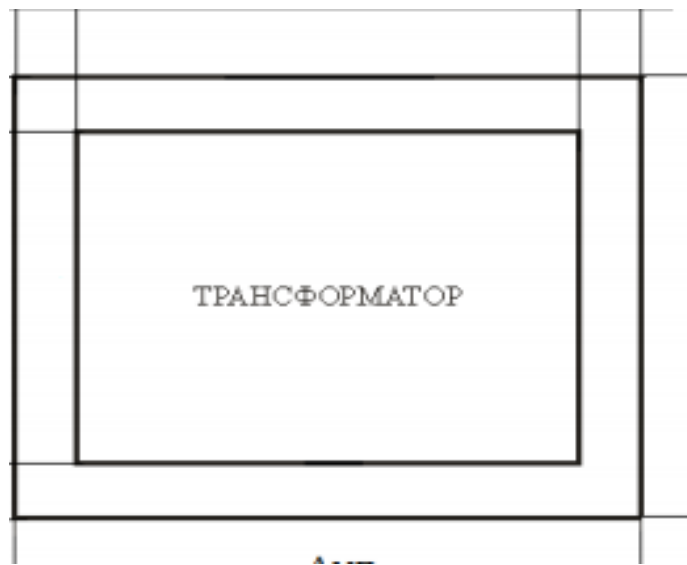


Рисунок 21 – Габариты маслоприемника ПС Молодежная.

Площадь маслоприемника ПС Молодежная определяется по данной ниже формуле:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}; \quad (132)$$

$$S_{МП}=5,224 \cdot 7,14= 37,3 \text{ м}^2.$$

Объем трансформаторного масла для одного трансформатора ПС Молодежная определяется по данной ниже формуле:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}; \quad (133)$$

$$V_{TM} = \frac{9000}{880} = 10,23 \text{ м}^3;$$

где M_{TM} – масса трансформаторного масла одного трансформатора ПС Молодежная по данным таблицы 46, 9000 кг;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, минимальное значение 880 кг/м³ по [31].

Высота маслоприемника ПС Молодежная для размещения трансформаторного масла определяется по данной ниже формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (134)$$

$$h_{TM} = \frac{10,23}{37,3} = 0,274 \text{ м.}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора на ПС Молодежная определяется по данной ниже формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T); \quad (135)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 5,16 \cdot (5,14 + 3,224) = 86,32 \text{ м}^2;$$

где H_T – высота трансформатора в рабочей комплектации по таблице 46, 5,16 м [30];

Объем воды от средств пожаротушения на ПС Молодежная определяется по данной ниже формуле:

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}); \quad (136)$$

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (37,3 + 86,32) = 35,6 \text{ м}^3;$$

где I – интенсивность пожаротушения, принимается $0,2 \text{ л/(с} \cdot \text{м}^2)$;

t – нормативное время пожаротушения, 1800 с .

Высота маслоприемника ПС Молодежная для размещения воды определяется по данной ниже формуле:

$$h_{\text{воды}} = \frac{V_{\text{ВОДЫ}}}{S_{\text{МП}}}, \quad (137)$$

$$h_{\text{воды}} = \frac{35,6}{37,3} = 0,95 \text{ м}.$$

Полная высота маслоприемника ПС Молодежная определяется по данной ниже формуле:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ГМ}} + h_{\text{воды}} + h_{\text{Б}} + h_{\text{ГР}}, \quad (138)$$

$$h_{\text{МП}} = 0,273 + 0,95 + 0,05 + 0,25 = 1,53 \text{ м},$$

где $h_{\text{Б}}$ – величина воздушного зазора между решеткой с гравием поверхностью трансформаторного масла в маслоприемнике, $0,05 \text{ м}$;

$h_{\text{ГР}}$ – толщина гравия на сетке в маслоприёмнике, $0,25 \text{ м}$.

Эскиз маслоприемника ПС Молодежная без отвода масла для ЗРУ-110 кВ приведен на рисунке 22.

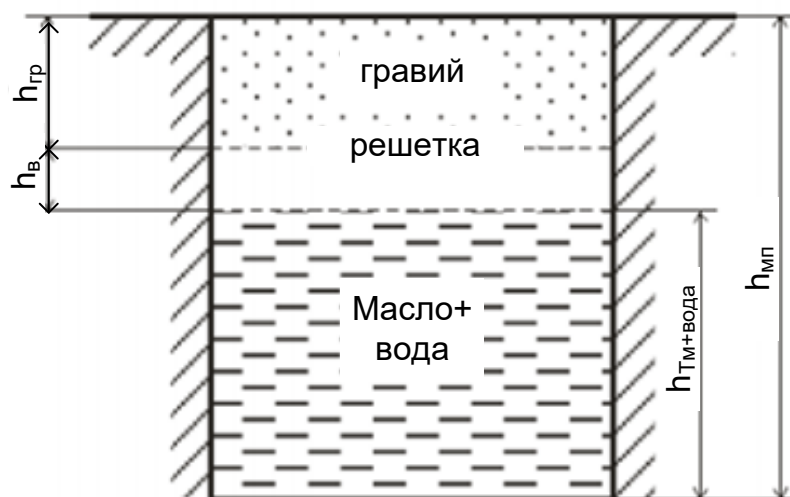


Рисунок 22 – Эскиз маслоприемника ПС Молодежная без отвода масла

Параметры маслоприёмника ПС Молодежная с силовыми трансформаторами ТДН-16000/110, полученные в результате расчётов и обеспечивающие сбор масла при повреждении трансформаторов - $h_{TM} = 1,53$ м, $S_{МП} = 37,4$ м².

12.3 Чрезвычайные ситуации

На оборудовании КРУЭ ПС Молодежная вероятность возникновения чрезвычайной ситуации в виде пожара присутствует в течении предварительной подготовки к монтажу КРУЭ, во время эксплуатации КРУЭ, а также во время демонтажа КРУЭ. В данном пункте работы рассматриваются меры пожарной безопасности при возникновении пожара на КРУЭ ПС Молодежная и в ЗРУ 10 кВ ПС Молодежная, так как направление распространения огня может складываться в сторону ЗРУ.

Внутри бака КРУЭ вследствие ухудшения уплотнителей фланцевых соединений существует вероятность снижения давления элегаза внутри бака и его утечка. При пониженном давлении в случае появления сигнала на отключения выключателя может возникнуть электрическая дуга, при этом продолжительность её горения может превышать термическую стойкость внутренних контактов полюсов КРУЭ, в связи с чем существует опасность горения внутри бака КРУЭ. Кроме того, изоляция вводов КРУЭ может иметь внутренние дефекты,

развивающиеся по мере эксплуатации КРУЭ, поэтому возможны пробой изоляции. Внешние погодные условия в виде грозы и попадания грозовых разрядов в питающие ВЛ-110 кВ также могут привести к опасным перенапряжениям и пожарам в КРУЭ ПС Молодежная [32].

Для снижения вероятности пробоя изоляции КРУЭ обслуживающим персоналом выполняются работы по очистке изоляции пожаробезопасными средствами. Применение горючих жидкостей для обслуживания элементов КРУЭ допускается, если объем применяемой горючей жидкости не более 1 л в ударопрочной ёмкости из негорючего материала.

Природные палы по близости от ограждения территории во время возведения ПС Молодежная также являются повышенным источником опасности возгораний, поэтому организуется осмотр внешнего периметра за границами ограждения ПС Молодежная перед началом пожароопасного периода для устранения возможности перехода палов на территорию строящейся ПС Молодежная. На территории ПС Молодежная регулярно проводится проверка наличия мусора и сухой растительности, выполняется уборка территории ПС с последующим вывозом мусора. Отжиг мусора или различных горючих материалов на территории ПС Молодежная запрещён.

Работы по нанесению надписей краской на фундаменты и оборудование КРУЭ ПС Молодежная проводятся с заранее подготовленными средствами пожаротушения. В ЗРУ-10 кВ ПС Молодежная организован щит пожаротушения и размещены огнетушители. На ЗРУ-110 кВ ПС Молодежная имеются автоматические системы пожаротушения, проверка работоспособности которых выполняется регулярно с оформлением журнала испытаний. Во время испытаний проводится оценка достоверности срабатывания датчиков огня и дыма, полнота охвата зон возникновения возгорания в труднодоступных местах, обнаружение возгораний в которых может занимать продолжительное время.

Если персоналом на КРУЭ ПС Молодежная обнаружено возгорание или внешние признаки возгорания в виде дыма или запаха, то обнаруживший возго-

вание сообщает о возгорании в пожарную охрану и дежурному диспетчеру. Сообщение должно содержать сведения об адресе и месте возгорания на КРУЭ ПС Молодежная, данные о передающем сообщении.

Обнаруживший возгорание работник оценивает вероятное направление развития возгорания, риск повреждения близкорасположенного оборудования, опасность развития возгорания и ожидаемый ущерб. Организация безопасных условий эвакуации работников, занятых на работах на КРУЭ ПС Молодежная и безопасных условий боевого развертывания пожарных подразделений должна быть со стороны руководителя тушения пожара на ПС Молодежная. После оповещения и организации условий безопасной эвакуации допускается приступить к тушению пожара силами и средствами пожаротушения, имеющимися на ПС Молодежная. Необходимые отключения оборудования КРУЭ проводятся для обеспечения безопасности персонала с помощью удаленного управления КРУЭ либо со стороны питания КРУЭ по команде диспетчера [33].

После прибытия подразделений пожарной охраны руководство тушением пожара передаётся командиру пожарного подразделения. Руководитель пожарного подразделения допускается к тушению возгорания после оформления допуска к тушению возгорания и передачи ему права тушения пожара, при этом должны быть организованы пути безопасного подхода и отхода к очагу возгорания. Во время тушения возгорания необходимо контролировать маршрут передвижения звеньев пожаротушения таким образом, чтобы исключить нахождение пожарных расчётов на недопустимом расстоянии от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

В ЗРУ 10 кВ ПС Молодежная имеются места расположения первичных средств пожаротушения, использование которых производится по назначению. Освидетельствование и замена огнетушителей выполняются по [34].

Устанавливается периодичность замены и проверки первичных средств пожаротушения на ПС Молодежная в соответствии с паспортными данными огнетушителей и журналом эксплуатации и состояния систем противопожарной защиты.

Состояние маслоприёмников на территории ПС Молодежная проверяется при плановом осмотре оборудования ПС Молодежная с целью своевременного обнаружения загрязнения трансформаторным маслом гравийной насыпи на поверхности маслоприёмника. Гравийная насыпь маслоприёмных устройств ПС Молодежная заменяется в тех случаях, когда на её поверхности образуется пылевой слой высотой более 20 см, а также при образовании течей трансформаторного масла и замасливании более 0,5 площади гравийной насыпи. Поверхность гравийной насыпи не должна быть загрязнена отложениями смазки или масла толщиной более 0,3 см, в противном случае насыпка подлежит полной замене.

Ограждение маслоприёмников на территории ПС Молодежная содержится в исправном состоянии и сооружается в виде независимых конструкций, не связанных с кабельными каналами на территории ЗРУ ПС Молодежная, зданием ЗРУ, фундаментами КРУЭ и иного оборудования.

В случае участия в тушении пожара на КРУЭ ПС Молодежная передвижной техники пожарных подразделений с подачей воды в зону горения на ЗРУ-110 кВ ПС Молодежная используется обозначенное место заземления пожарных стволов, которое снабжено свободным проездом к нему.

Проведение работ по возведению ЗРУ-110 кВ ПС Молодежная запрещено с одновременным выводом из работы систем противопожарной защиты и сигнализации на ПС Молодежная при массовом пребывании людей на территории ПС Молодежная.

Без оформленного наряд-допуска и проведенного инструктажа на отдельные виды работ запрещено нахождение любого персонала на территории ПС Молодежная.

При противокоррозионной обработке фундаментов оборудования ЗРУ-110 кВ ПС Молодежная мастикой запрещено её разогревать с растворителями и переносить в открытой таре. Битумный раствор для предотвращения чрезмерного загрязнения окружающей поверхности вливается в растворитель, при этом перемешивание разрешается деревянными лопатками. Открытый огонь в радиусе 50

метров от места перемешивания битума с растворителем запрещено использовать для любого вида работ.

Огневые работы на территории ЗРУ-110 кВ ПС Молодежная проводятся только при оснащении места работ огнетушителями с рангом модельного очага пожара 2А в количестве 2 шт и укрывающей материей из негорячего материала. Огневые работы запрещены вблизи от окрашенных поверхностей с незасохшим слоем краски. Разрешается проведение работ только при наличии исправных инструментов и защитных средств.

Персонал, который допускается к огневым и сварочным работам в ЗРУ-110 кВ и ЗРУ ПС Молодежная, должен пройти инструктаж по безопасности при проведении работ и иметь соответствующие удостоверения о необходимой квалификации.

Прокладка проводов сварочных аппаратов выполняется отдельно от существующего технологического оборудования на ПС Молодежная. Не допускается прокладка проводов по кабельным лоткам или ячейкам КРУ, находящимся под напряжением [34].

Сварочные работы на территории ЗРУ-110 кВ ПС Молодежная проводятся после подготовки близкорасположенного оборудования, на которое возможно попадание раскаленных металлических частиц. Для защиты оборудования используется укрывающая негорючая ткань достаточного размера.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогу проведённых расчётов спрогнозированы вероятностные характеристики нагрузки подстанций системы внешнего электроснабжения города Благовещенск, выбран оптимальный вариант подключения подстанции Молодежная по приведенным статическим затратам, рассчитаны уровни токов КЗ на стороне ВН и НН подстанции Молодежная, по которым в дальнейшем выполнена проверка оборудования КРУЭ-110 кВ и КРУ-10 кВ, выбраны и проверены комплекты релейной защиты трансформаторов подстанции Молодежная. Безопасность при монтаже заходов КЛ-110 кВ на ПС Молодежная обеспечивается соблюдением приведенных в работе мер безопасности обслуживающим и техническим персоналом. Для предотвращения риска распространения трансформаторного масла предусматривается маслоприёмник для силовых трансформаторов 110/10 кВ ПС Молодежная.

Полученные результаты работы включают спрогнозированные вероятностные характеристики нагрузки подстанций системы внешнего электроснабжения города Благовещенск, оптимальный вариант подключения подстанции Молодежная по приведенным статическим затратам, уровни токов КЗ на стороне ВН и НН подстанции Молодежная, характеристики оборудования КРУЭ-110 кВ и КРУ-10 кВ, уставки срабатывания комплектов релейной защиты трансформаторов подстанции Молодежная.

Результаты расчётов данной работы могут использоваться в соответствии с планами развития застройки северной части города Благовещенск для организации подключения к централизованной системе электроснабжения новых потребителей. Кроме того, выполненные расчёты подстанционного оборудования ПС Молодежная позволяют в стесненных условиях городской застройки использовать эффективные градостроительные решения по прокладке кабелей 10 кВ до проектируемых ТП 10/0,4 кВ на перспективу застройки до 2030 года и далее.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2025-2030 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.amurobl.ru/upload/iblock/f9e/SIPR-AO-2025_2030.pdf (дата обращения: 10.05.2025).

2 Карта климатического районирования Амурской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://megavtogal.com/5-foto/klimaticheskaya-karta-amurskoj-oblasti.html?utm_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2F (дата обращения: 10.05.2025).

3 Каталог - Комплектные распределительные устройства элегазовые серии КРУЭ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file/?name=20788a12caa6223c2628f55b23eabb60.pdf> (дата обращения: 10.05.2025)

4 Каталог - Провода марки АСТ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dev.uncomtech.msharks.ru/storage/2038/12/02/e1ca8003258248823537933d928500aa02a94e57.pdf> (дата обращения: 10.05.2025)

5 АО «Уралэлектротяжмаш» - Распределительные устройства с элегазовой изоляцией наружной установки РУЭН-УЭТМ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/ruenuetm110/> (дата обращения: 10.05.2025).

6 СП 42.13330.2011 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89

7 Каталог - Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на переменное напряжение 1, 6, 10, 20, 35, 110 кВ частотой 50 Гц. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elec.ru/files/2013/04/26/Katalog-silovyh-kabelej.pdf> (дата обращения: 10.05.2025).

8 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа:

9 ГОСТ 15150—69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»

10 Основы эксплуатации электрооборудования [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - 2-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 96 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7746.pdf (дата обращения: 10.04.2025).

11 Унифицированные переходные пункты для соединения воздушной и кабельной линий напряжением 110 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.streamer.ru/streamer_products/perekhodnye-punkty/tsifrovoy-pp/ (дата обращения: 10.05.2025)

12 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf (дата обращения: 10.04.2025)

13 ПАО «ДЭК», тарифы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dvec.ru/investors/raskrytie-informatsii/otchetnost/godovye-otchety/> (дата обращения: 10.05.2025)

14 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям. Ч. 1/ АмГУ, Эн. ф.; сост.: А. Н. Козлов, А. Г. Ротачева. - 2-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 37 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7755.pdf (дата обращения: 10.04.2025)

10.04.2025).

15 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

16 Козлов А. Н. Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7735.pdf (дата обращения: 10.04.2025).

17 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

18 Письмо Минстроя России от 23.05.2025 №29761-ИФ/09 «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства на II квартал 2025 года, в том числе величине индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексов изменения сметной стоимости пуско-наладочных работ, индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, индексов изменения сметной стоимости оборудования»

19 Савина Н. В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf (дата обращения: 10.05.2025)

20 Каталог компании «Таврида Электрик», вакуумная коммутационная техника, аппараты для измерения и автоматизации сетей и подстанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tavrida.ru/ter/solutions/> (дата обращения: 10.05.2025)

21 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств

подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008.

22 Киреева Э.А., Шерстнев С.Н. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) Справочное издание. / Под общ. ред. С.Н. Шерстнева. - 2-е изд., стер. - Москва, КНО РУС, 2013. - 864 с.

23 Алиев И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию [Текст] : учеб. пособие для вузов / Алиев И.И. - 2-е изд., доп. - М. : Высш. шк., 2015. - 256 с.

24 Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : учеб. пособие. . Ч. 1 / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 177 с. - Б. ц.

25 СО 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»

26 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». (утв. Приказом Министерства Труда РФ от 15.12.2020 г. № 903н);

27 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 04.10.2022 № 1070);

28 ООО «ТРАНСЭНЕРГО» - Трансформатор ТДН 16000/110 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://trans-energo.com/transformator-tdtn/transformator-tdn-16000-110> 15.05.2025 г.

29 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

30 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2003. – 488 с.

31 ГОСТ 982-80. Масла трансформаторные.

32 Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

33 ГОСТ 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения»;

34 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479)

35 ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС).

36 Руководящие материалы по проектированию распределительных электрических сетей 2009 №4. Москва, ОАО ФСК ЕЭС, 2009. - 92 стр.

37 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

38 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / Под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009. – 353 с.

Приложение А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

Каталожные данные

АСТ – 240

$$r_{240} := 0.1449$$

$$x_{240} := 0.1449$$

$$b_{240} := 2.81 \cdot 10^{-6}$$

$$U_0 := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{00} := 120.8 \quad \text{кВ} \quad i := \sqrt{-1}$$

Параметры схемы замещения

$z_{01} := (r_{240} + x_{240} \cdot i) \cdot \frac{1.11}{2}$	$z_{01} = 0.08 + 0.08i$	Ом
$Q_{c01} := 110^2 \cdot b_{240} \cdot 1.11$	$Q_{c01} = 0.038$	Мвар
$z_{12} := (r_{240} + x_{240} \cdot i) \cdot \frac{1.64}{2}$	$z_{12} = 0.119 + 0.119i$	Ом
$Q_{c12} := 110^2 \cdot b_{240} \cdot 1.64$	$Q_{c12} = 0.056$	Мвар
$z_{23} := (r_{240} + x_{240} \cdot i) \cdot \frac{1}{2}$	$z_{23} = 0.072 + 0.072i$	Ом
$Q_{c23} := 110^2 \cdot b_{240} \cdot 1$	$Q_{c23} = 0.034$	Мвар
$z_{300} := (r_{240} + x_{240} \cdot i) \cdot \frac{2.94}{2}$	$z_{300} = 0.213 + 0.213i$	Ом
$Q_{c300} := 110^2 \cdot b_{240} \cdot 2.94$	$Q_{c300} = 0.1$	Мвар

Нагрузки

$S_1 := (10.5 + 1.5 \cdot i)$	МВА	кирпичная
$S_2 := (24.631 + 9.691 \cdot i)$	МВА	молодежная
$S_3 := (28 + 4.8 \cdot i)$	МВА	северная

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

Нормальный режим

Трансформаторы

ПС Кирпичная ТДН-10000/110

$$U_{BH1} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x1} := 14 \quad \Delta P_{k1} := 60 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k1} := 10.5 \quad I_{x1} := 0.7$$

$$S_{ном1} := 10000 \quad \text{МВА}$$

$$R_{T1} := \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{BH1}^2 \cdot 10^3}{S_{ном1}^2} \quad R_{T1} = 7.935 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T1} := \frac{U_{k1} \cdot U_{BH1}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном1}} \quad X_{T1} = 138.863 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x1} := \frac{I_{x1}}{100} \cdot S_{ном1} \quad \Delta Q_{x1} = 70 \quad \text{квар}$$

$$z_{T1} := R_{T1} + X_{T1} \cdot i \quad z_{T1} = 7.935 + 138.863i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x1} := (\Delta P_{x1} + \Delta Q_{x1} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x1} = 0.014 + 0.07i \quad \text{МВА}$$

ПС Молодежная ТДН-16000/110

$$U_{BH2} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x2} := 19 \quad \Delta P_{k2} := 85 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k2} := 10.5 \quad I_{x2} := 0.7$$

$$S_{ном2} := 16000 \quad \text{МВА}$$

$$R_{T2} := \frac{\Delta P_{k2} \cdot U_{BH2}^2 \cdot 10^3}{S_{ном2}^2} \quad R_{T2} = 4.391 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T2} := \frac{U_{k2} \cdot U_{BH2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном2}} \quad X_{T2} = 86.789 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x2} := \frac{I_{x2}}{100} \cdot S_{ном2} \quad \Delta Q_{x2} = 112 \quad \text{квар}$$

$$z_{T2} := R_{T2} + X_{T2} \cdot i \quad z_{T2} = 4.391 + 86.789i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x2} := (\Delta P_{x2} + \Delta Q_{x2} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x2} = 0.019 + 0.112i \quad \text{МВА}$$

ПС Севастопольская ТРДН-25000/110

$$U_{BH3} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x3} := 27 \quad \Delta P_{k3} := 120 \quad \text{кВт}$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$U_{k3} := 10.5 \quad I_{x3} := 0.7$$

$$S_{ном3} := 25000 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T3} := \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{S_{ном3}^2} \quad R_{T3} = 2.539 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T3} := \frac{U_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном3}} \quad X_{T3} = 55.545 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x3} := \frac{I_{x3}}{100} \cdot S_{ном3} \quad \Delta Q_{x3} = 175 \quad \text{квар}$$

$$z_{T3} := R_{T3} + X_{T3} \cdot i \quad z_{T3} = 2.539 + 55.545i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x3} := (\Delta P_{x3} + \Delta Q_{x3} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x3} = 0.027 + 0.175i \quad \text{MBA}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_1 := \frac{\text{Re}(S_1)^2 + \text{Im}(S_1)^2}{110^2} \cdot z_{T1} \quad \Delta S_1 = 0.074 + 1.291i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_2 := \frac{\text{Re}(S_2)^2 + \text{Im}(S_2)^2}{110^2} \cdot z_{T2} \quad \Delta S_2 = 0.254 + 5.025i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_3 := \frac{\text{Re}(S_3)^2 + \text{Im}(S_3)^2}{110^2} \cdot z_{T3} \quad \Delta S_3 = 0.169 + 3.705i \quad \text{MBA}$$

Значения расчётной нагрузки

$$S_1 := S_1 + (\Delta S_1 + \Delta S_{x1}) - (Q_{c01} + Q_{c12}) \cdot i \quad S_1 = 10.588 + 2.768i \quad \text{MBA}$$

$$S_2 := S_2 + (\Delta S_2 + \Delta S_{x2}) - (Q_{c23} + Q_{c12}) \cdot i \quad S_2 = 24.904 + 14.738i \quad \text{MBA}$$

$$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3}) - (Q_{c23} + Q_{c300}) \cdot i \quad S_3 = 28.196 + 8.546i \quad \text{MBA}$$

Расчитываем потоки мощности

$$S_{01} := \frac{S_1 \cdot (\overline{z_{12}} + \overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}) + S_2 \cdot (\overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}) + S_3 \cdot (\overline{z_{300}})}{\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}} + \overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}} \quad S_{01} = 35.889 + 14.744i \quad \text{MBA}$$

$$S_{003} := \frac{S_1 \cdot (\overline{z_{01}}) + S_2 \cdot (\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}}) + S_3 \cdot (\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}} + \overline{z_{23}})}{\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}} + \overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}} \quad S_{003} = 27.799 + 11.308i \quad \text{MBA}$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$S_{yp} := \frac{110(\overline{U_0} - \overline{U_{00}})}{z_{01} + z_{12} + z_{23} + z_{300}} \quad S_{yp} = 22.695 + 22.695i \quad \text{MBA}$$

$$S_1 + S_2 + S_3 = 63.688 + 26.052i$$

$$S_{01} + S_{003} = 63.688 + 26.052i$$

$$S_{01} := S_{01} + S_{yp} \quad S_{01} = 58.584 + 37.439i \quad \text{MBA}$$

$$S_{003} := S_{003} - S_{yp} \quad S_{003} = 5.104 - 11.387i \quad \text{MBA}$$

Расчитываем потоки мощности на участках 00-3-2-1-0

$$S_{12} := S_{01} - S_1 \quad S_{12} = 47.996 + 34.671i \quad \text{MBA}$$

$$S_{23} := S_{12} - S_2 \quad S_{23} = 23.092 + 19.933i \quad \text{MBA}$$

$$S_{300} := S_{23} - S_3 \quad S_{300} = -5.104 + 11.387i \quad \text{MBA}$$

Точка потокоораздела по активной мощности - узел 3

$$S_{300k} := S_{300} \quad S_{300k} = -5.104 + 11.387i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{300} := \frac{(\text{Re}(S_{300k})^2 + \text{Im}(S_{300k})^2)}{110^2} \cdot z_{300} \quad \Delta S_{300} = 0.003 + 0.003i \quad \text{MBA}$$

$$S_3 := S_{23} + \text{Im}(\Delta S_{300}) \cdot i \quad S_3 = 23.092 + 19.936i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{300}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65$$

Расчитываем потоки мощности от конца к началу

$$S_{23k} := S_3 \quad S_{23k} = 23.092 + 19.936i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{23} := \frac{(\text{Re}(S_{23k})^2 + \text{Im}(S_{23k})^2)}{110^2} \cdot z_{23} \quad \Delta S_{23} = 0.006 + 0.006i \quad \text{MBA}$$

$$S_{23n} := S_{23k} + \Delta S_{23} \quad S_{23n} = 23.098 + 19.941i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{23n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 160$$

$$S_{12k} := S_{23n} + S_2 \quad S_{12k} = 48.002 + 34.68i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{(\text{Re}(S_{12k})^2 + \text{Im}(S_{12k})^2)}{110^2} \cdot z_{12} \quad \Delta S_{12} = 0.034 + 0.034i \quad \text{MBA}$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$S_{12n} := S_{12k} + \Delta S_{12}$$

$$S_{12n} = 48.036 + 34.714i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{12n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 311$$

$$S_{01k} := S_{12n} + S_1$$

$$S_{01k} = 58.624 + 37.482i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{01k})^2 + \operatorname{Im}(S_{01k})^2)}{110^2} \cdot z_{01}$$

$$\Delta S_{01} = 0.032 + 0.032i \quad \text{MBA}$$

$$S_{01n} := S_{01k} + \Delta S_{01}$$

$$S_{01n} = 58.656 + 37.514i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{01n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 365$$

Находим напряжения в узлах 110 кВ схемы сети

$$U_1 := U_0 - \frac{\overline{S_{01n}} \cdot z_{01}}{U_0} \quad |U_1| = 120.9 \quad \text{кВ}$$

$$U_2 := U_1 - \frac{\overline{S_{12n}} \cdot z_{12}}{U_1} \quad |U_2| = 120.9 \quad \text{кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \frac{\overline{S_{23n}} \cdot z_{23}}{U_2} \quad |U_3| = 120.8 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Кирпичная
 пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U^*1 := \frac{\operatorname{Re}(S_1 - \Delta S_{x1}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T1}) + \operatorname{Im}(S_1 - \Delta S_{x1}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T1})}{U_1}$$

$$\Delta U^*1 = 3.791 + 0i \quad \text{кВ}$$

$$U_{ннвн} := U_1 - \Delta U^*1 \quad |U_{ннвн}| = 117.145 \quad \text{кВ}$$

$$U_{вн} := 115 \quad U_{нн} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 10.455$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 11.157$$

$$\frac{|U_{ннвн}|}{k_{вн}} = 11.2$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$пвнж := \left(\frac{k_{вн}}{k_{внж}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad пвнж = -3.535$$

$$пвн := -3$$

$$U'1 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.0178)}{k_{вн}} \quad U'1 = 10.6 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Молодежная
 пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U'2 := \frac{\operatorname{Re}(S_2 - \Delta Sx_2) \cdot \operatorname{Re}(z_{T2}) + \operatorname{Im}(S_2 - \Delta Sx_2) \cdot \operatorname{Im}(z_{T2})}{U_2}$$

$$\Delta U'2 = 11.408 + 0.003i \quad \text{кВ}$$

$$U_{ннвн} := U_2 - \Delta U'2 \quad |U_{ннвн}| = 109.447 \quad \text{кВ}$$

$$U_{вн} := 115 \quad U_{нн} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 10.455$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 10.424$$

$$\frac{|U_{ннвн}|}{k_{вн}} = 10.5$$

$$пвнж := \left(\frac{k_{вн}}{k_{внж}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad пвнж = 0.167$$

$$пвн := 0$$

$$U'2 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.0178)}{k_{вн}} \quad U'2 = 10.5 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Северная
 пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U'3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta Sx_3) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta Sx_3) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U_3}$$

$$\Delta U'3 = 9.569 + 0.002i \quad \text{кВ}$$

$$U_{ннвн} := U_3 - \Delta U'3 \quad |U_{ннвн}| = 111.26 \quad \text{кВ}$$

$$U_{вн} := 115 \quad U_{нн} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 10.952$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 10.596$$

$$\frac{|U_{ннвн}|}{k_{вн}} = 10.2$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$пвнж := \left(\frac{квн}{квнж} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad пвнж = 1.888$$

$$пвн := 2$$

$$U'3 := \frac{|U_{нпвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.0178)}{квн} \quad U'3 = 10.5 \quad кВ$$

Послеаварийный режим (отключение цепи ВЛ)

Параметры схемы замещения

$z_{01} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 1.11$	$z_{01} = 0.161 + 0.161i$	Ом
$Qc_{01} := 110^2 \cdot b_{240_0} \cdot \frac{1.11}{2}$	$Qc_{01} = 0.019$	Мвар
$z_{12} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 1.64$	$z_{12} = 0.238 + 0.238i$	Ом
$Qc_{12} := 110^2 \cdot b_{240_0} \cdot \frac{1.64}{2}$	$Qc_{12} = 0.028$	Мвар
$z_{23} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 1$	$z_{23} = 0.145 + 0.145i$	Ом
$Qc_{23} := 110^2 \cdot b_{240_0} \cdot \frac{1}{2}$	$Qc_{23} = 0.017$	Мвар
$z_{300} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 2.94$	$z_{300} = 0.426 + 0.426i$	Ом
$Qc_{300} := 110^2 \cdot b_{240_0} \cdot \frac{2.94}{2}$	$Qc_{300} = 0.05$	Мвар

Нагрузки

$S_1 := (10.5 + 1.5 \cdot i)$	МВА	кирпичная
$S_2 := (24.631 + 9.691 \cdot i)$	МВА	молодежная
$S_3 := (28 + 4.8 \cdot i)$	МВА	северная

Потери мощности в трансформаторах

$\Delta S_1 := \frac{Re(S_1)^2 + Im(S_1)^2}{110^2} \cdot z_{T1}$	$\Delta S_1 = 0.074 + 1.291i$	МВА
$\Delta S_2 := \frac{Re(S_2)^2 + Im(S_2)^2}{110^2} \cdot z_{T2}$	$\Delta S_2 = 0.254 + 5.025i$	МВА
$\Delta S_3 := \frac{Re(S_3)^2 + Im(S_3)^2}{110^2} \cdot z_{T3}$	$\Delta S_3 = 0.169 + 3.705i$	МВА

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

Значения расчётной нагрузки

$$\begin{aligned} S_1 &:= S_1 + (\Delta S_1 + \Delta S_{x1}) - (Q_{c01} + Q_{c12}) \cdot i & S_1 &= 10.588 + 2.814i & \text{MBA} \\ S_2 &:= S_2 + (\Delta S_2 + \Delta S_{x2}) - (Q_{c23} + Q_{c12}) \cdot i & S_2 &= 24.904 + 14.783i & \text{MBA} \\ S_3 &:= S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3}) - (Q_{c23} + Q_{c300}) \cdot i & S_3 &= 28.196 + 8.613i & \text{MBA} \end{aligned}$$

Расчитываем потоки мощности

$$S_{01} := \frac{S_1 \cdot (\overline{z_{12}} + \overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}) + S_2 \cdot (\overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}) + S_3 \cdot (\overline{z_{300}})}{\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}} + \overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}} \quad S_{01} = 35.889 + 14.839i \quad \text{MBA}$$

$$S_{003} := \frac{S_1 \cdot (\overline{z_{01}}) + S_2 \cdot (\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}}) + S_3 \cdot (\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}} + \overline{z_{23}})}{\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}} + \overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}} \quad S_{003} = 27.799 + 11.372i \quad \text{MBA}$$

$$S_{yp} := \frac{110 \cdot (\overline{U_0} - \overline{U_{00}})}{\overline{z_{01}} + \overline{z_{12}} + \overline{z_{23}} + \overline{z_{300}}} \quad S_{yp} = 11.347 + 11.347i \quad \text{MBA}$$

$$S_1 + S_2 + S_3 = 63.688 + 26.21i$$

$$S_{01} + S_{003} = 63.688 + 26.21i$$

$$S_{01} := S_{01} + S_{yp} \quad S_{01} = 47.237 + 26.186i \quad \text{MBA}$$

$$S_{003} := S_{003} - S_{yp} \quad S_{003} = 16.452 + 0.024i \quad \text{MBA}$$

Расчитываем потоки мощности на участках 00-3-2-1-0

$$S_{12} := S_{01} - S_1 \quad S_{12} = 36.649 + 23.372i \quad \text{MBA}$$

$$S_{23} := S_{12} - S_2 \quad S_{23} = 11.745 + 8.589i \quad \text{MBA}$$

$$S_{300} := S_{23} - S_3 \quad S_{300} = -16.452 - 0.024i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{300}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 86$$

Точка потокораздела - узел 3, участок разделяется на 2 - 00-3 и 0-1-2-3

Расчитываем потоки мощности на участке 00-3

$$S_{003k} := S_{003} \quad S_{003k} = 16.452 + 0.024i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{003} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{003k})^2 + \operatorname{Im}(S_{003k})^2)}{110^2} \cdot z_{300} \quad \Delta S_{003} = 0.01 + 0.01i \quad \text{MBA}$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$S_{003n} := S_{003k} + \Delta S_{003} \quad S_{003n} = 16.461 + 0.034i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{003n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 86$$

Расчитываем потоки мощности на участке 0-1-2-3

$$S_{23k} := S_{23} \quad S_{23k} = 11.745 + 8.589i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\left(\text{Re}(S_{23k})^2 + \text{Im}(S_{23k})^2 \right)}{110^2} \cdot z_{23} \quad \Delta S_{23} = 0.003 + 0.003i \quad \text{MBA}$$

$$S_{23n} := S_{23k} + \Delta S_{23} \quad S_{23n} = 11.747 + 8.591i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{23n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 76$$

$$S_{12k} := S_{23n} + S_2 \quad S_{12k} = 36.652 + 23.374i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\left(\text{Re}(S_{12k})^2 + \text{Im}(S_{12k})^2 \right)}{110^2} \cdot z_{12} \quad \Delta S_{12} = 0.037 + 0.037i \quad \text{MBA}$$

$$S_{12n} := S_{12k} + \Delta S_{12} \quad S_{12n} = 36.689 + 23.412i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{12n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 228$$

$$S_{01k} := S_{12n} + S_1 \quad S_{01k} = 47.276 + 26.226i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\left(\text{Re}(S_{01k})^2 + \text{Im}(S_{01k})^2 \right)}{110^2} \cdot z_{01} \quad \Delta S_{01} = 0.039 + 0.039i \quad \text{MBA}$$

$$S_{01n} := S_{01k} + \Delta S_{01} \quad S_{01n} = 47.315 + 26.265i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{01n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 284$$

Находим напряжения в узлах 110 кВ схемы сети

$$U_1 := U_0 - \frac{\overline{S_{01n}} \cdot z_{01}}{\overline{U_0}} \quad |U_1| = 120.9 \quad \text{кВ}$$

$$U_2 := U_1 - \frac{\overline{S_{12n}} \cdot z_{12}}{\overline{U_1}} \quad |U_2| = 120.8 \quad \text{кВ}$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$U_3 := U_2 - \frac{\overline{S_{23n}} \cdot \overline{z_{23}}}{\overline{U_2}} \quad |U_3| = 120.8 \quad \text{кВ}$$

$$U_3 := U_{00} - \frac{\overline{S_{003n}} \cdot \overline{z_{300}}}{\overline{U_{00}}} \quad |U_3| = 120.7 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Кирпичная
 пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U'1 := \frac{\operatorname{Re}(S_1 - \Delta Sx1) \cdot \operatorname{Re}(z_{T1}) + \operatorname{Im}(S_1 - \Delta Sx1) \cdot \operatorname{Im}(z_{T1})}{U1}$$

$$\Delta U'1 = 3.846 + 0.001i \quad \text{кВ}$$

$$U_{ннвн} := U1 - \Delta U'1 \quad |U_{ннвн}| = 117.056 \quad \text{кВ}$$

$$U_{вн} := 115 \quad U_{нн} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 10.455$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 11.148$$

$$\frac{|U_{ннвн}|}{k_{вн}} = 11.2$$

$$п_{внж} := \left(\frac{k_{вн}}{k_{внж}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad п_{внж} = -3.496$$

$$п_{вн} := -3$$

$$U'1 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + п_{вн} \cdot 0.0178)}{k_{вн}} \quad U'1 = 10.6 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Молодежная
 пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U'2 := \frac{\operatorname{Re}(S_2 - \Delta Sx2) \cdot \operatorname{Re}(z_{T2}) + \operatorname{Im}(S_2 - \Delta Sx2) \cdot \operatorname{Im}(z_{T2})}{U2}$$

$$\Delta U'2 = 11.447 + 0.005i \quad \text{кВ}$$

$$U_{ннвн} := U2 - \Delta U'2 \quad |U_{ннвн}| = 109.337 \quad \text{кВ}$$

$$U_{вн} := 115 \quad U_{нн} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 10.455$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 10.413$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$\frac{|U_{\text{HНВH}}|}{k_{\text{ВH}}} = 10.5$$

$$p_{\text{ВHЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВH}}}{k_{\text{ВHЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad p_{\text{ВHЖ}} = 0.224$$

$$p_{\text{ВH}} := 0$$

$$U'2 := \frac{|U_{\text{HНВH}}| \cdot (1 + p_{\text{ВH}} \cdot 0.0178)}{k_{\text{ВH}}} \quad U'2 = 10.5 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Северная
пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U'3 := \frac{\text{Re}(S_3 - \Delta S_{X3}) \cdot \text{Re}(z_{T3}) + \text{Im}(S_3 - \Delta S_{X3}) \cdot \text{Im}(z_{T3})}{U_3}$$

$$\Delta U'3 = 4.474 + 0.002i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{HНВH}} := U_3 - \Delta U'3 \quad |U_{\text{HНВH}}| = 116.268 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВH}} := 115 \quad U_{\text{HН}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВH}} := \frac{U_{\text{ВH}}}{U_{\text{HН}}} \quad k_{\text{ВH}} = 10.952$$

$$k_{\text{ВHЖ}} := \frac{|U_{\text{HНВH}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВHЖ}} = 11.073$$

$$\frac{|U_{\text{HНВH}}|}{k_{\text{ВH}}} = 10.6$$

$$p_{\text{ВHЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВH}}}{k_{\text{ВHЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad p_{\text{ВHЖ}} = -0.613$$

$$p_{\text{ВH}} := 0$$

$$U'3 := \frac{|U_{\text{HНВH}}| \cdot (1 + p_{\text{ВH}} \cdot 0.0178)}{k_{\text{ВH}}} \quad U'3 = 10.6 \quad \text{кВ}$$

Послеаварийный режим (обрыв головного участка ВЛ)

Параметры схемы замещения

$$z_{01} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 1.11$$

$$z_{01} = 0.161 + 0.161i \quad \text{Ом}$$

$$Q_{c01} := 110^2 \cdot b_{240_0} \cdot \frac{1.11}{2}$$

$$Q_{c01} = 0.019 \quad \text{Мвар}$$

$$z_{12} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 1.64$$

$$z_{12} = 0.238 + 0.238i \quad \text{Ом}$$

$$Q_{c12} := 110^2 \cdot b_{240_0} \cdot \frac{1.64}{2}$$

$$Q_{c12} = 0.028 \quad \text{Мвар}$$

$$z_{23} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 1$$

$$z_{23} = 0.145 + 0.145i \quad \text{Ом}$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$Q_{c23} := 110^2 \cdot b_{240} \cdot \frac{1}{2} \quad Q_{c23} = 0.017 \quad \text{Мвар}$$

$$z_{300} := (r_{240} + x_{240} \cdot i) \cdot 2.94 \quad z_{300} = 0.426 + 0.426i \quad \text{Ом}$$

$$Q_{c300} := 110^2 \cdot b_{240} \cdot \frac{2.94}{2} \quad Q_{c300} = 0.05 \quad \text{Мвар}$$

Нагрузки

$$S_1 := (10.5 + 1.5 \cdot i) \quad \text{МВА} \quad \text{кирпичная}$$

$$S_2 := (24.631 + 9.691 \cdot i) \quad \text{МВА} \quad \text{молодежная}$$

$$S_3 := (28 + 4.8 \cdot i) \quad \text{МВА} \quad \text{северная}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_1 := \frac{\text{Re}(S_1)^2 + \text{Im}(S_1)^2}{110^2} \cdot z_{T1} \quad \Delta S_1 = 0.074 + 1.291i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_2 := \frac{\text{Re}(S_2)^2 + \text{Im}(S_2)^2}{110^2} \cdot z_{T2} \quad \Delta S_2 = 0.254 + 5.025i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_3 := \frac{\text{Re}(S_3)^2 + \text{Im}(S_3)^2}{110^2} \cdot z_{T3} \quad \Delta S_3 = 0.169 + 3.705i \quad \text{МВА}$$

Значения расчётной нагрузки

$$S_1 := S_1 + (\Delta S_1 + \Delta S_{x1}) - (Q_{c12} \cdot i) \quad S_1 = 10.588 + 2.833i \quad \text{МВА}$$

$$S_2 := S_2 + (\Delta S_2 + \Delta S_{x2}) - (Q_{c23} + Q_{c12}) \cdot i \quad S_2 = 24.904 + 14.783i \quad \text{МВА}$$

$$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3}) - (Q_{c23} + Q_{c300}) \cdot i \quad S_3 = 28.196 + 8.613i \quad \text{МВА}$$

Расчитываем потоки мощности на участках 00-3-2-1

$$S_{12k} := S_1 \quad S_{12k} = 10.588 + 2.833i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{(\text{Re}(S_{12k})^2 + \text{Im}(S_{12k})^2)}{110^2} \cdot z_{12} \quad \Delta S_{12} = 0.002 + 0.002i \quad \text{МВА}$$

$$S_{12n} := S_{12k} + \Delta S_{12} \quad S_{12n} = 10.59 + 2.836i \quad \text{МВА}$$

$$\frac{|S_{12n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 58$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$S_{23k} := S_{12n} + S_2 \quad S_{23k} = 35.494 + 17.619i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{23k})^2 + \operatorname{Im}(S_{23k})^2\right)}{110^2} \cdot z_{23} \quad \Delta S_{23} = 0.019 + 0.019i \quad \text{MBA}$$

$$S_{23n} := S_{23k} + \Delta S_{23} \quad S_{23n} = 35.513 + 17.638i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{23n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 208$$

$$S_{003k} := S_{23n} + S_3 \quad S_{003k} = 63.71 + 26.25i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{003} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{003k})^2 + \operatorname{Im}(S_{003k})^2\right)}{110^2} \cdot z_{300} \quad \Delta S_{003} = 0.167 + 0.167i \quad \text{MBA}$$

$$S_{003n} := S_{003k} + \Delta S_{003} \quad S_{003n} = 63.877 + 26.418i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{003n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 363$$

Находим напряжения в узлах 110 кВ схемы сети

$$U_3 := U_{00} - \frac{\overline{S_{003n}} \cdot z_{300}}{\overline{U_{00}}} \quad |U_3| = 120.5 \quad \text{кВ}$$

$$U_2 := U_3 - \frac{\overline{S_{23n}} \cdot z_{23}}{\overline{U_3}} \quad |U_2| = 120.4 \quad \text{кВ}$$

$$U_1 := U_2 - \frac{\overline{S_{12n}} \cdot z_{12}}{\overline{U_2}} \quad |U_1| = 120.4 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Кирпичная
пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U^1 := \frac{\operatorname{Re}(S_1 - \Delta S_{x1}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T1}) + \operatorname{Im}(S_1 - \Delta S_{x1}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T1})}{U_1}$$

$$\Delta U^1 = 3.884 + 0.005i \quad \text{кВ}$$

$$U_{ннвн} := U_1 - \Delta U^1 \quad |U_{ннвн}| = 116.507 \quad \text{кВ}$$

$$U_{вн} := 115 \quad U_{нн} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 10.455$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 11.096$$

Продолжение приложения А

Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$\frac{|U_{\text{HНВH}}|}{k_{\text{ВH}}} = 11.1$$

$$p_{\text{ВHЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВH}}}{k_{\text{ВHЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad p_{\text{ВHЖ}} = -3.247$$

$$p_{\text{ВH}} := -3$$

$$U'1 := \frac{|U_{\text{HНВH}}| \cdot (1 + p_{\text{ВH}} \cdot 0.0178)}{k_{\text{ВH}}} \quad U'1 = 10.5 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Молодежная
 пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U'2 := \frac{\operatorname{Re}(S_2 - \Delta S_{x2}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T2}) + \operatorname{Im}(S_2 - \Delta S_{x2}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T2})}{U2}$$

$$\Delta U'2 = 11.482 + 0.015i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{HНВH}} := U2 - \Delta U'2 \quad |U_{\text{HНВH}}| = 108.936 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВH}} := 115 \quad U_{\text{HН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВH}} := \frac{U_{\text{ВH}}}{U_{\text{HН}}} \quad k_{\text{ВH}} = 10.455$$

$$k_{\text{ВHЖ}} := \frac{|U_{\text{HНВH}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВHЖ}} = 10.375$$

$$\frac{|U_{\text{HНВH}}|}{k_{\text{ВH}}} = 10.4$$

$$p_{\text{ВHЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВH}}}{k_{\text{ВHЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad p_{\text{ВHЖ}} = 0.431$$

$$p_{\text{ВH}} := 1$$

$$U'2 := \frac{|U_{\text{HНВH}}| \cdot (1 + p_{\text{ВH}} \cdot 0.0178)}{k_{\text{ВH}}} \quad U'2 = 10.6 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Северная
 пределы регулирования 9*1,78%

$$\Delta U'3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U3}$$

$$\Delta U'3 = 4.484 + 0.005i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{HНВH}} := U3 - \Delta U'3 \quad |U_{\text{HНВH}}| = 115.998 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВH}} := 115 \quad U_{\text{HН}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВH}} := \frac{U_{\text{ВH}}}{U_{\text{HН}}} \quad k_{\text{ВH}} = 10.952$$

Продолжение приложения А
Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 11.047$$

$$\frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 10.6$$

$$p_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad p_{ВНЖ} = -0.483$$

$$p_{ВН} := 0$$

$$U'3 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + p_{ВН} \cdot 0.0178)}{k_{ВН}} \quad U'3 = 10.6 \quad \text{кВ}$$