

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

« ____ » _____ 2022г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения жилого района города
Белогорск, питающегося от подстанции Коммунальная

Исполнитель

студент группы 842-об3

подпись, дата

С.Л. Шумов

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

Министерство образования и науки 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
«_____» _____ 2022г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Шумова Сергея Леонидовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения жилого района города Белогорск, питающейся от подстанции Коммунальная

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Полчил в белогорском РЭС

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

Расчет электрических нагрузок, анализ существующей СЭС, разработка вариантов схем, расчет электрических нагрузок КЗ, разработка релейной защиты и автоматики

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): План части города Белогорск до и после реконструкции, однолинейная схема СЭС до и после реконструкции, однолинейная схема подстанции Коммунальная

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

Доцент, канд.тех.наук Андрей Борисович Булгаков

7. Дата выдачи задания 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
доктор технических наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Проект 152 с., 171 формулы, 19 рисунков, 29 таблицы, 27 источников, 1 приложение.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, РЕЖИМЫ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, ОБОРУДОВАНИЕ, СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ

Проведена реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск Белогорского района Амурской области. Произведен расчет нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей района города Белогорск. Произведен выбор количества, мощности и типов трансформаторов на трансформаторных подстанциях, оптимального количества линий, произведен расчет и замена существующих ВЛ 10 кВ на КЛ.

Произведена замена выключателей 10 и 35 кВ на питающей подстанции Коммунальная, при этом были рассчитаны токи короткого замыкания.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика города Белогорск	10
1.1 Краткое описание города Белогорск	10
1.2 Природно-климатическая характеристика района	11
1.3 Целесообразность реконструкции района	12
2 Расчет электрических нагрузок	15
2.1 Расчет и анализ электрических нагрузок	15
2.1.1 Расчет электрических нагрузок бытовых и коммунально-бытовых потребителей	15
2.1.2 Проверка эффективности работы существующих ТП	20
3 Анализ существующей системы электроснабжения города	25
4 Разработка вариантов реконструируемой сети	27
4.1 Выбор оптимального варианта	30
4.1.1 Выбор кабельных линий	33
4.1.2 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	36
4.1.3 Расчет режимов	38
4.2 Конструктивное исполнение принятой схемы электрической сети	43
4.3 Разработка схемы внешнего электроснабжения части г. Белогорск, питающейся от подстанции Коммунальная	45
4.3.1 Характеристика существующей схемы внешнего электроснабжения	45
4.3.2 Разработка схемы внешнего электроснабжения	46
5 Расчет токов короткого замыкания	49
5.1 Составление схемы замещения и определение ее параметров	50
5.2 Расчет токов КЗ	52
6 Реконструкция подстанции	56

6.1 Выбор высоковольтного электрооборудования ПС «Коммунальная»	56
6.1.1 Выбор и проверка выключателей	56
6.1.2 Выбор и проверка разъединителей	63
6.1.3 Выбор трансформаторов тока	64
6.1.4 Выбор трансформаторов напряжения	69
6.1.5 Выбор ошиновки на подстанции	72
6.1.6 Выбор изоляторов	76
6.1.7 Выбор ограничителей перенапряжения	79
6.1.8 Выбор мощности трансформатора собственных нужд	85
6.2 Конструктивное исполнение РП	86
6.3 Заземление и молниезащита	87
6.3.1 Расчет заземления подстанции «Коммунальная»	87
6.3.2 Определение длины защищенного подхода к ПС «Коммунальная» и расстановка ОПН	94
6.3.3 Расчет молниезащитных устройств	99
7 Разработка релейной защиты и автоматики	103
7.1 Релейная защита силового трансформатора	103
7.1.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора	103
7.1.2 Максимальная токовая защита трансформатора	112
7.1.3 Защита трансформатора от перегрузок	114
7.1.4 Газовая защита трансформатора	115
7.1 Релейная защита линии 10 кВ	115
7.1.1 Расчёт уставок токовой отсечки	116
7.1.2 Максимальная токовая защита линии	118
7.1.3 Защита от замыканий на землю	119
7.2 Автоматический ввод резерва	120
7.3 Автоматическое повторное включение	121
7.4 Автоматическая частотная разгрузка	122
8 Оценка инвестиционной привлекательности реконструкции части города Белогорск	124

8.1 Расчет капиталовложений	124
8.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение кабельных линий	124
8.1.2 Капиталовложения на сооружение КТП	126
8.1.3 Капиталовложения на строительство распределительного пункта	128
8.1.4 Капиталовложения на сооружение СЭС	128
8.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	128
8.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети	128
8.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери	130
8.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала	133
8.4 Расчет заработной платы и страховых взносов	135
8.4.1 Расчет заработной платы	135
8.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование	135
8.4.3 Расчет прочих затрат	135
8.5 Расчет себестоимости электрической энергии	136
8.6 Оценка экономической эффективности проекта	137
8.7 Чистый дисконтированный доход	139
9. Безопасность и экологичность	144
9.1 Безопасность	144
9.2 Экологичность	148
Заключение	156
Библиографический список	157
Приложение А Расчет режимов для выбранного варианта	154

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

КЛ – кабельная линия

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КРУ – комплектное распределительное устройство

ОРУ – открытое распределительное устройство

СЭС – система электроснабжения

МТЗ – максимальная токовая защита

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с появлением в жилищно-коммунальном хозяйстве новых потребителей электрической энергии (компьютеров, бытовой техники и т.д.) наблюдается рост ввода жилищно-коммунальных зданий, а также увеличивающиеся масштабы потребления электрической энергии в городах, поэтому все это актуализирует проблему рационального построения городских систем электроснабжения. Требуется перерасчет нагрузок потребителей жилищно-коммунального хозяйства и расширение электрических сетей, расположенных на территории города.

Экономический кризис оказал значительное влияние практически на все отрасли экономики страны, в том числе и на условия эксплуатации оборудования электрических сетей. Оборудование морально устарело, находится в изношенном состоянии, имеет большой срок эксплуатации.

В соответствии с этим в последние годы обострилась необходимость восстановления изношенного оборудования, замена морально устаревшего более современным с более высокими показателями надежности.

Таким образом, проблемы реконструкции и технического перевооружения электрических сетей приобретают с каждым годом все большую актуальность и не должны отодвигаться на второй план. ВКР предусматривает рассмотрение одного из планов модернизации электроснабжения части города Белогорск, питающейся от подстанции Коммунальная.

Целью ВКР является повышение надежности электроснабжения потребителей путем замены устаревшего оборудования и обеспечение возможности подключения новых потребителей.

Экономичность электроснабжения достигается путем разработки совершенных систем распределения электроэнергии, использования рациональных конструкций комплектных распределительных устройств и трансформаторных подстанций и разработки оптимизации системы

электроснабжения. На экономичность влияет выбор рациональной схемы электроснабжения, оптимальных значений сечений проводов и кабелей, числа и мощности трансформаторных подстанций, средств компенсации реактивной мощности и их размещение в сети.

Реализация этих требований позволит обеспечить: снижение затрат при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения, более качественное электроснабжение потребителей электроэнергии.

В случае реализации представленного плана реконструкции появится возможность снижения технических потерь, как в линиях, так и в трансформаторах, а именно замена недогруженных или перегруженных на трансформаторы необходимой мощности и выбор сечения жил кабелей по условиям минимального падения напряжения. В свою очередь при снижении технических потерь снизится себестоимость передачи электрической энергии, а, следовательно, возрастет экономический эффект от реконструкции.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА БЕЛОГОРСК

1.1 Краткое описание города Белогорск

Белогорск – город областного подчинения, центр Белогорского района, промышленный и железнодорожный узел, второй после Благовещенска центр пищевой промышленности Амурской области.

Располагается на Зейско-Бурейской равнине, вдоль левого берега реки Томь. Поверхность города равнинная. Планировку города определили железнодорожная магистраль и долина р. Томь.

Город Белогорск относится к средним городам по количеству населения. Численность населения Белогорска по данным февраля 2022г. составляет 64502 человек [1]. Территория, занимаемая городом, по площади равна 135,51 км².

Основную долю в объеме промышленного производства занимают мукомольно-крупяная и комбикормовая промышленность – 49,5 % и электроэнергетика – 46,7 %. На полиграфическую приходится 1,8 %, на машиностроение и металлообработку – 1,6 %, на легкую – 0,4 %.

Отопительный период составляет 219 дней в году.

В дипломном проекте рассматривается реконструкция системы электроснабжения части г. Белогорск, питающейся от подстанции «Коммунальная», которая является одной из наиболее густо заселенных селитебных зон города, ее площадь составляет 1200000 м² (около 1/6 части общего населения города).

В данном районе преобладает многоэтажная застройка – дома высотой до пяти этажей и количеством квартир от шести до сто двадцати. Квартиры, как новой планировки, так и старой, как с электрическими плитами, так и с плитами на твердом топливе.

Реконструируемый район состоит из 38 кварталов различных по величине, конфигурации и планировке. Городская застройка носит хаотичный характер.

Здесь же находятся Парк Культуры и Отдыха, госпиталь, Центральная Районная Больница, Администрация и различного рода административные здания, почта, Юношеские школы, два детских сада, банк, пожарная часть, торговые базы с огромным количеством магазинов и торговых домов, рестораны и кафе, Кондитерская фабрика два школьных стадиона и все главные улицы города. Все перечисленные потребители относятся к разным категориям по надежности и требуют своего технического решения при ее обеспечении. Основная доля потребителей - коммунально-бытовая составляет II категорию по надежности, перерыв в электроснабжении которой допустим только в течение двух часов. Частный сектор относится к III категории по надежности. Допустимый перерыв в электроснабжении последней соответствует суткам.

1.2 Природно-климатическая характеристика района

Климатические условия района (город Белогорск) удовлетворяют умеренному тепловому климатическому поясу.

Климат района континентальный, умеренный, муссонный. Формируют его многие факторы:

- положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразия, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;

- структура термобарического поля – характерно образование высотных барических гребней и ложбин, с ними связана адвекция холода и тепла;

- положение фронтальных зон и развитие циклической деятельности - распределение осадков и температурной инверсии определяет горный рельеф.

Вся территория находится под воздействием восточно-азиатской муссонной циркуляции, которая обуславливает сезонную смену направления ветров, типов воздушных масс, увеличение относительной влажности и осадков в тёплый период года и резко различающиеся типы погоды по сезонам. Зимой - холодные сухие массы воздуха, преобладающее направление ветров – северо-западное. Первая половина зимы (конец ноября – начало декабря)

довольно неустойчива. Пасмурная погода сменяется ясной. Холодные северо-западные ветра преобладают до марта. Зимние типы погоды характеризуются мало снежностью и сильными морозами. Морозы достигают $-35 \div -40$ °С. Среднемесячная температура в январе достигает $-27,1$ °С. Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего $20 \div 40$ см (нормативная снеговая нагрузка 700 Па).

Нормальное количество осадков в год – 534 мм. Средняя июльская температура – 21,1 °С.

Господствующего направления ветра нет. Почти весь год характерна маловетренная погода. Средняя годовая скорость ветра – 3,6 м/сек. Скорость возрастает только весной и осенью, когда усиливается циклоническая деятельность (до 20-25 м/сек).

Район гололедности – II. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 10 мм.

Преобладающий тип почвы – луговые черноземовидные. Глубина промерзания 3,20 м.

Сейсмичность района – 6 баллов.

Природно-климатические характеристики являются одним из важнейших критериев при выборе электрооборудования. В частности скоростной напор ветра, а также район по гололеду необходимы для выбора воздушных линий электропередачи, а тип почвы важен для правильного выбора кабелей, прокладываемых в земле, и заземляющих устройств. Учет температурного режима района необходим при выборе любого электрооборудования, так как оказывает постоянное влияние на состояние изоляции.

1.3 Целесообразность реконструкции района

В настоящее время в связи с появлением в жилищно-коммунальном хозяйстве новых потребителей электрической энергии (компьютеров, бытовой техники и т.д.) наблюдается рост ввода жилищно-коммунальных зданий, а

также увеличивающиеся масштабы потребления электрической энергии в городах, поэтому все это актуализирует проблему рационального построения городских систем электроснабжения. Требуется перерасчет нагрузок потребителей жилищно-коммунального хозяйства и расширение электрических сетей, расположенных на территории города.

Экономический кризис оказал значительное влияние практически на все отрасли экономики страны, в том числе и на условия эксплуатации оборудования электрических сетей. Оборудование морально устарело, находится в изношенном состоянии, имеет большой срок эксплуатации.

В соответствии с этим в последние годы обострилась необходимость восстановления изношенного оборудования, замена морально устаревшего более современным с более высокими показателями надежности.

Таким образом, проблемы реконструкции и технического перевооружения электрических сетей приобретают с каждым годом все большую актуальность и не должны отодвигаться на второй план. ВКР предусматривает рассмотрение одного из планов модернизации электроснабжения части города Белогорск, питающейся от подстанции Коммунальная.

Целью ВКР является повышение надежности электроснабжения потребителей путем замены устаревшего оборудования и обеспечение возможности подключения новых потребителей.

Экономичность электроснабжения достигается путем разработки совершенных систем распределения электроэнергии, использования рациональных конструкций комплектных распределительных устройств и трансформаторных подстанций и разработки оптимизации системы электроснабжения. На экономичность влияет выбор рациональной схемы электроснабжения, оптимальных значений сечений проводов и кабелей, числа и мощности трансформаторных подстанций, средств компенсации реактивной мощности и их размещение в сети.

Реализация этих требований позволит обеспечить: снижение затрат при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения, более качественное электроснабжение потребителей электроэнергии.

В случае реализации представленного плана реконструкции появится возможность снижения технических потерь, как в линиях, так и в трансформаторах, а именно замена недогруженных или перегруженных на трансформаторы необходимой мощности и выбор сечения жил кабелей по условиям минимального падения напряжения. В свою очередь при снижении технических потерь снизится себестоимость передачи электрической энергии, а, следовательно, возрастет экономический эффект от реконструкции.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет и анализ электрических нагрузок

При расчете бытовых потребителей используется методика, основанная на вероятностном подходе к определению значения расчетного максимума нагрузки. За максимальную нагрузку принимается значение максимума длительностью 30 минут кроме вводов в отдельные квартиры, где учитываются максимумы длительностью 15 минут, что обусловлено малым сечением проводов, принимаемых в квартирных сетях.

При расчете электрических нагрузок бытовых потребителей рассматривается зимний вечерний максимум.

2.1.1 Расчет электрических нагрузок бытовых и коммунально-бытовых потребителей

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле (кВт) [2]:

$$P_{кв} = P_{уд.кв} \cdot N, \quad (1)$$

где $P_{уд.кв}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников;

N - количество квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , приведенная к вводу жилому дому, определяется по формуле (кВт):

$$P_c = P_{л.л} + P_{ст.л}. \quad (2)$$

Мощность лифтовых установок, определяется по формуле:

$$P_{P.Л} = k'_C \cdot \sum_1^{n_{Л}} P_{ni}, \quad (3)$$

где k'_C - коэффициент спроса;

$n_{Л}$ - количество лифтовых установок;

P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта (кВт).

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{ст.у}$ (кроме пожарных насосов), определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса (кВт):

$$P_{ст.у} = k''_C \cdot \sum_1^{n_{Л}} P_{ст.у}. \quad (4)$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовая, кВт):

$$P_{P.Ж.Д} = P_{КВ} + k_y \cdot P_C, \quad (5)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Расчетная нагрузка магазинов, парикмахерских, ремонта обуви и т.д. равна (кВт):

$$P_{P.КБ} = P_{уд.усл} \cdot S, \quad (6)$$

где S - площадь, m^2 ;

$P_{уд.усл}$ - удельная мощность на один m^2 .

Расчетная нагрузка для детсадов, школ, институтов, больниц и т.д. определяется (кВт):

$$P_{P.OB} = P_{уд.OB} \cdot N, \quad (7)$$

где N – количество человек, посещаемых данное заведение.

Расчетная нагрузка питающей трансформаторной подстанции при смешанном питании потребителей различного назначения (жилых домов, общественных зданий или помещений) определяется по формуле (кВт):

$$P_{P.L.} = P_{зд.MAX.} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зди}, \quad (8)$$

где $P_{зд.MAX.}$ - наибольшая из нагрузок зданий, питаемых трансформаторной подстанцией (кВт);

$P_{зди}$ - расчетные нагрузки всех зданий, кроме здания, имеющего наибольшую нагрузку $P_{зд.MAX.}$, питаемых трансформаторной подстанцией (кВт);

k_{yi} - коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий и жилых домов к наибольшей расчетной нагрузке ($P_{зд.MAX.}$).

По изложенной выше методике производится расчет нагрузок по подстанциям 10/0,4 кВ. Так как нагрузки на подстанциях – смешанные, расчет сведется к определению расчетной мощности от разных типов электропотребителей. В связи с тем, что количество рассматриваемых подстанций велико, в качестве примера рассмотрена одна подстанция с разными характерными типами нагрузок. У выбранной подстанции определяется подробно характер потребителя, количество, тип нагрузки и т.д. Ниже приведен расчет для подстанции 25. К данной подстанции подключены жилые 5-ти этажные и 3-этажные дома, военкомат, магазины, торговый дом, гаражи и частный сектор.

Рассчитывается суммарная расчетная нагрузка квартир 5-ти этажного дома с числом квартир 90:

$$P_{KB} = 1,55 \cdot 90 = 139,5, \text{ кВт.}$$

Рассчитывается суммарная расчетная нагрузка квартир 5-ти этажного дома с числом квартир 100:

$$P_{KB} = 1,5 \cdot 100 = 150, \text{ кВт.}$$

Рассчитывается суммарная расчетная нагрузка квартир трех 3-ти этажных домов с числом квартир 40:

$$P_{KB} = 3 \cdot 1,95 \cdot 40 = 234, \text{ кВт.}$$

Рассчитывается суммарная расчетная нагрузка трех продуктовых магазинов:

$$P_{МАГ} = 3 \cdot 0,25 \cdot 20 = 15, \text{ кВт.}$$

Рассчитывается суммарная расчетная нагрузка Торгового Дома:

$$P_{ТД} = 0,16 \cdot 500 = 80, \text{ кВт.}$$

Рассчитывается суммарная расчетная нагрузка двенадцати частных домов:

$$P_{ЧД} = 12 \cdot 1,4 = 16,8, \text{ кВт.}$$

Рассчитывается суммарная расчетная нагрузка военкомата:

$$P_B = 0,043 \cdot 600 = 25,8, \text{ кВт.}$$

Рассчитывается суммарная расчетная нагрузка шестнадцати гаражей:

$$P_{ГАР} = 16 \cdot 1 = 16, \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка трансформаторной подстанции при смешанном питании потребителей различного назначения составляет:

$$P_p = 234 + 1 \cdot 139,5 + 1 \cdot 150 + 0,5 \cdot 15 + 0,5 \cdot 80 + 0,9 \cdot 16,8 + 0,5 \cdot 25,8 + 0,9 \cdot 16 = 613,4, \text{ кВт.}$$

Для остальных ТП расчет электрических нагрузок аналогичен. Произведем его через токовые нагрузки по стороне 0,4 кВ, полученные за февраль 2022г. Результаты сведем в таблицу 1.

Таблица 1 – Электрические нагрузки существующих ТП

ТП	I, А	P, кВт	Q, квар	Срасч, кВА
1	2	3	4	5
8	379,7	250,81	50,93	255,93
9	235,7	156,58	31,79	159,78
12	549,3	360,62	73,23	367,98
22	926,3	611,77	124,22	624,25
24	248,9	164,16	33,33	167,51
25	349,3	230,37	46,78	235,07
29	661,7	438,31	89,00	447,26
	644,0	425,98	86,49	434,67
40	1077,3	708,43	143,85	722,88
	1409,3	930,95	189,04	949,95
	647,7	432,24	87,77	441,06
44	127,3	83,26	16,91	84,96

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
	93,0	61,37	12,46	62,62
45	108,7	71,11	14,44	72,56
50	451,7	301,71	61,26	307,87
	484,0	317,31	64,43	323,79
54	585,3	388,94	78,98	396,87
	509,0	333,23	67,67	340,03
63	960,7	629,71	127,87	642,56
	370,0	246,83	50,12	251,87
65	933,7	611,22	124,11	623,69
	824,7	549,56	111,59	560,78
66	552,7	360,71	73,24	368,07
75	243,7	162,67	33,03	165,99
91	561,7	372,58	75,66	380,19
95	590,3	384,13	78,00	391,97
101	357,7	237,64	48,25	242,49
103	704,0	467,76	94,98	477,30
	524,7	345,00	70,06	352,04
104	211,7	140,84	28,59	143,71
105	954,7	623,93	126,69	636,67
	1145,7	756,77	153,67	772,22
106	311,7	207,14	42,06	211,36
128	305,9	203,84	41,39	208,002
131	115,7	75,96	15,42	77,51
236	296,3	195,97	39,79	199,97
240	188,9	123,89	25,16	126,42
254	291,9	191,08	38,80	194,98
255	444,4	290,08	58,90	295,99

1	2	3	4	5
258	299,6	198,45	40,29	202,49
264	764,2	506,26	102,80	516,59
265	771,2	512,41	104,05	522,87
285	1045,7	695,83	141,29	710,03
303	764,2	506,27	102,80	516,61

2.1.2 Проверка эффективности работы существующих ТП

Для проверки необходимости реконструкции ТП следует посчитать загрузку трансформаторов ТП.

$$K_{\text{загр.}} = \frac{S_p}{n_{\text{ТР}} \cdot S_{\text{ТР}}}, \quad (9)$$

где S_p - полная нагрузка ТП, полученная расчетным путем;

$n_{\text{ТР}}$ - количество трансформаторов;

$S_{\text{ТР}}$ - номинальная мощность трансформатора.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Коэффициенты загрузки существующих трансформаторов

№ ТП	Стр, кВА	птр	Рр., кВт	Qр., квар	Sp., кВА	Кзагр	Преобладающая категория потребителей
1	2	3	4	5	6	7	8
8	400	1	250,81	50,93	255,93	0,64	III
9	400	1	156,58	31,79	159,78	0,4	III
12	400	1	360,62	73,23	367,98	0,92	II
22	630	2	611,77	124,22	624,25	0,99	II
24	250	1	164,16	33,33	167,51	0,67	III
25	250	2	230,37	46,78	235,07	0,94	III
29	630	2	438,31	89	447,26	0,71	III
			425,98	86,49	434,67	0,69	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
40	1000	3	708,43	143,85	722,88	0,72	II
			930,95	189,04	949,95	0,95	
	630		432,24	87,77	441,06	0,7	
44	250	2	83,26	16,91	84,96	0,34	III
			61,37	12,46	62,62	0,25	
45	250	1	71,11	14,44	72,56	0,29	III
50	400	2	301,71	61,26	307,87	0,77	III
			317,31	64,43	323,79	0,81	
54	630	2	388,94	78,98	396,87	0,63	III
			333,23	67,67	340,03	0,54	
63	630	2	629,71	127,87	642,56	1,02	III
	400		246,83	50,12	251,87	0,63	
65	630	2	611,22	124,11	623,69	0,99	III
			549,56	111,59	560,78	0,89	
66	400	1	360,71	73,24	368,07	0,92	III
75	200	1	162,67	33,03	165,99	0,83	III
91	400	1	372,58	75,66	380,19	0,95	III
95	400	1	384,13	78	391,97	0,98	III
101	250	1	237,64	48,25	242,49	0,97	III
103	400	2	467,76	94,98	477,3	1,19	III
			345	70,06	352,04	0,88	
104	250	1	140,84	28,59	143,71	0,57	III
105	1000	2	623,93	126,69	636,67	0,64	II
			756,77	153,67	772,22	0,77	
106	250	1	207,14	42,06	211,36	0,85	III
128	400	2	203,84	41,39	208	0,52	II
131	250	1	75,96	15,42	77,51	0,31	III
236	250	2	195,97	39,79	199,97	0,8	III
240	160	2	123,89	25,16	126,42	0,79	III
254	250	2	191,08	38,8	194,98	0,78	III
255	400	2	290,08	58,9	295,99	0,74	III
258	250	2	198,45	40,29	202,49	0,81	III
264	630	2	506,26	102,8	516,59	0,82	III
265	630	2	512,41	104,05	522,87	0,83	III
285	1000	2	695,83	141,29	710,03	0,71	III

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
303	630	2	506,27	102,8	516,61	0,82	III

По полученным результатам можно сделать вывод о том, что на большинстве подстанций трансформаторы работают с коэффициентом загрузки выше нормативного, что существенно снижает срок службы вследствие неоптимального температурного режима работы трансформатора. Таким образом, увеличивается количество внеплановых ремонтных работ, что приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей и недоотпуску электроэнергии. По этой причине необходима замена трансформаторов на ТП.

Так же на ТП 9, 54, 44, 45, 104, 131, 128 трансформаторы работают с коэффициентом загрузки ниже нормативного, что увеличивает потери холостого хода трансформатора.

Таким образом, на ТП 40 установлено три трансформатора (два трансформатора с мощностью 1000 кВА и один с мощностью 630 кВА). С учетом того, что рядом с ТП 40 расположена ТП 25, целесообразным является осуществить перенос части нагрузки с ТП 40 на ТП 25 и установить трансформаторы другой мощности на обеих трансформаторных подстанциях с учетом оптимального коэффициента загрузки. С учетом того, что удельная плотность нагрузки рассматриваемого района составила меньше 0,2 кВА/м², то не рекомендуется устанавливать трансформаторы мощностью выше 1000 кВА. Поэтому осуществляется перенос всей нагрузки трансформатора мощностью 630 кВА ТП 40, на ТП 25, при этом заменить трансформаторы на ТП 25 более мощными.

Аналогично производится перенос нагрузки с ТП 105, имеющей преимущественно II категорию потребителей, на ТП 104 вследствие их близкого расположения друг к другу, также с заменой трансформаторов.

Ниже представлена таблица новых трансформаторов на ТП, с учетом их нормативной загрузки.

Таблица 3 – Новые трансформаторы на ТП

№ ТП	Рр., кВт	Qр., квар	Срасч, кВА	Стр, кВА	Кзагр
1	2	3	4	5	6
8	125,4	25,46	127,96	160	0,79
9	78,29	15,89	79,89	100	0,79
12	360,62	73,23	367,98	630	0,5
22	612,64	124,4	625,14	1000	0,63
24	82,08	16,67	83,76	100	0,84
25	723,3	146,87	738,06	1000	0,74
29	432,14	87,75	440,96	630	0,69
40	855,37	173,69	872,83	1000	0,87
44	72,314	14,68	73,79	100	0,74
45	35,55	7,22	36,28	63	0,58
50	309,51	62,85	315,83	400	0,79
54	361,08	73,32	368,45	630	0,58
63	438,27	88,99	447,21	630	0,71
65	580,39	117,85	592,24	1000	0,59
66	180,35	36,62	184,03	250	0,74
75	81,33	16,52	82,99	100	0,83
91	186,29	37,83	190,09	250	0,76
95	192,06	39	195,98	250	0,78
101	118,82	24,13	121,25	160	0,76
103	406,38	82,52	414,67	630	0,66
104	434,84	88,29	443,71	630	0,7
105	792,71	160,97	808,89	1000	0,81
106	103,57	21,03	105,68	160	0,66
128	203,84	41,39	208	250	0,83
131	37,98	7,71	38,75	63	0,62
236	195,97	39,79	199,97	250	0,8
240	123,89	25,16	126,42	160	0,79
254	191,08	38,8	194,98	250	0,78
255	290,08	58,9	295,99	400	0,74
258	198,45	40,29	202,49	250	0,81
264	506,26	102,8	516,59	630	0,82
265	512,41	104,05	522,87	630	0,83
285	695,83	141,29	710,03	1000	0,71

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
303	506,27	102,8	516,61	630	0,82

3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

Источником питания реконструируемого района СЭС в настоящее время является подстанция (ПС) Коммунальная 35/10 кВ. Данная подстанция расположена на удаленном расстоянии от центра электрической нагрузки района (около 5 км). Она является одним из узлов кольцевой сети, источник питания которой – ПС Белогорская 220/110/35/10 кВ. Схема ОРУ 35 кВ подстанции – два блока с выключателями в цепях линии и без секционного выключателя на шине 35 кВ. Упрощенная схема подстанции приведена на рисунке 1.

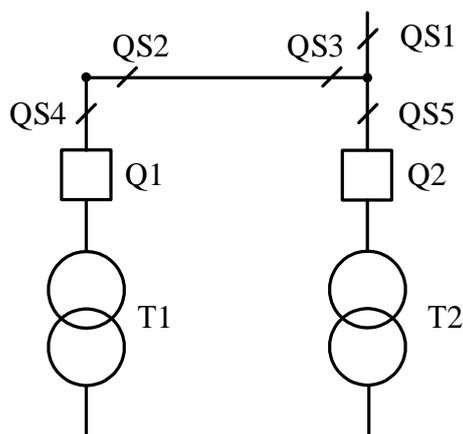


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Коммунальная 35/10 кВ

Схема городской системы электроснабжения является сложноразветвленной. Данный район города питается по одноцепной линии 10 кВ. От ПС «Коммунальная» идут три фидера (фидера: 3, 7, 8). Фидер 3 имеет 3 ТП, фидер 7 – 12; фидер 8 – 19. Преимущественно сеть выполнена воздушными линиями, отдельные участки кабельного исполнения. Общее количество трансформаторных подстанций в реконструируемой части города – 34. Из них 13 – однотрансформаторных подстанций, 20 – двухтрансформаторных и имеется одна трехтрансформаторная подстанция. Длины линий между ТП находятся в пределах до 0,5 км.

Существующая СЭС выполнена по образцу схем 70-х годов. Данная сложноразветвленная конфигурация сети является ненадежной. Оборудование на подстанциях является морально и физически устаревшим. Коммутационные аппараты неисправны и сложны для оперирования ими оперативным персоналом. Кроме того, схема сложна и неудобна с точки зрения работы диспетчерского персонала. Подробное описание существующей схемы приведено на графической части ВКР: «План части г. Белогорск до реконструкции» и «Однолинейная схема СЭС до реконструкции»

4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ

Как уже было сказано выше, в качестве варианта реконструкции СЭС части города Белогорск, предлагается, помимо всего прочего, также и реконструкция распределительной сети 10 кВ с заменой ВЛ на КЛ и с полным изменением конфигурации сети. Прокладка кабельных линий электропередачи осуществляется в соответствии с требованием руководящих документов [4].

В задачи развития распределительных сетей 10 кВ входит анализ существующих сетей, схем электроснабжения проектируемых и реконструируемых зон, анализ электрических нагрузок и т.д. Схемы сетей должны быть увязаны с существующими или проектируемыми сетями 35-110 кВ. Необходимо также учитывать требования со стороны автоматизации, телемеханизации и релейной защиты. Особое внимание уделяется требованиям по надежности электроснабжения потребителей и допустимым отклонениям напряжения у электроприемников.

С учетом всех вышеизложенных условий были составлены 3 варианта реконструируемой сети, четвертым является существующая схема. Далее по длинам линий и надежности схем отбираются 2 варианта, а после расчета режимов и приведенных затрат из двух вариантов выбирается оптимальный, с минимальными приведенными затратами.

Для обеспечения необходимого уровня надежности варианты реконструируемой сети по возможности выполняем петлевыми схемами.

Варианты реконструируемой сети показаны на рисунках 2,3, 4 и 5.

Как и требуют того условия надежного электроснабжения потребителей, три новых варианта схемы представляют собой петлевые схемы с количеством ТП в петле - 4-7.

Помимо петель, во всех схемах присутствует двухлучевые магистрали с количеством ТП до 8, которые обладают столь же высокой надежностью, что и петлевая схема.

Ввиду того, что на территории реконструируемого района находится большое количество трансформаторных подстанций (34) и среднее расстояние между ними велико, невозможна заправка всех подстанций от ПС «Коммунальная». В качестве оптимального решения на территории района установлен распределительный пункт. Выбор месторасположения РП произведен с учетом размещения ТП, а также условий застройки района. РП расположена вблизи границы реконструируемого района и углублена на 15 % его протяженности.

На приведенных ниже рисунках приведена ориентировочная конфигурация сети различных вариантов сети с прокладкой кабелей.

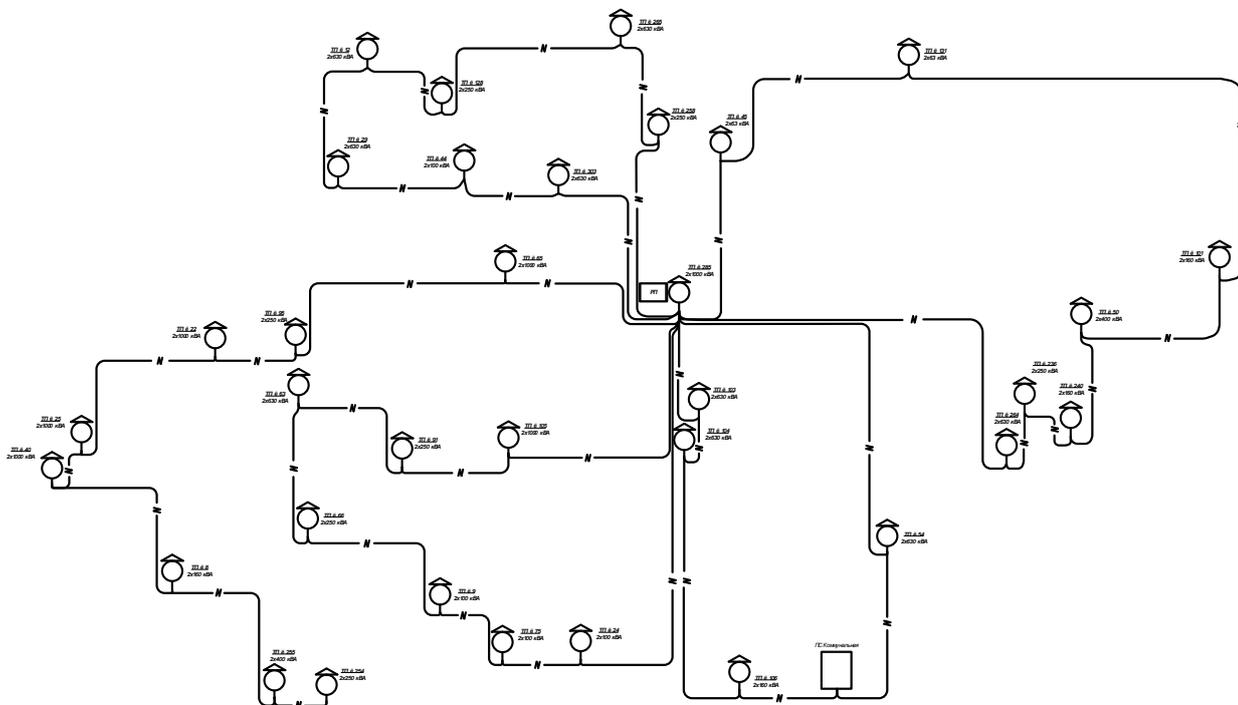


Рисунок 2 – Вариант № 1 реконструируемой сети

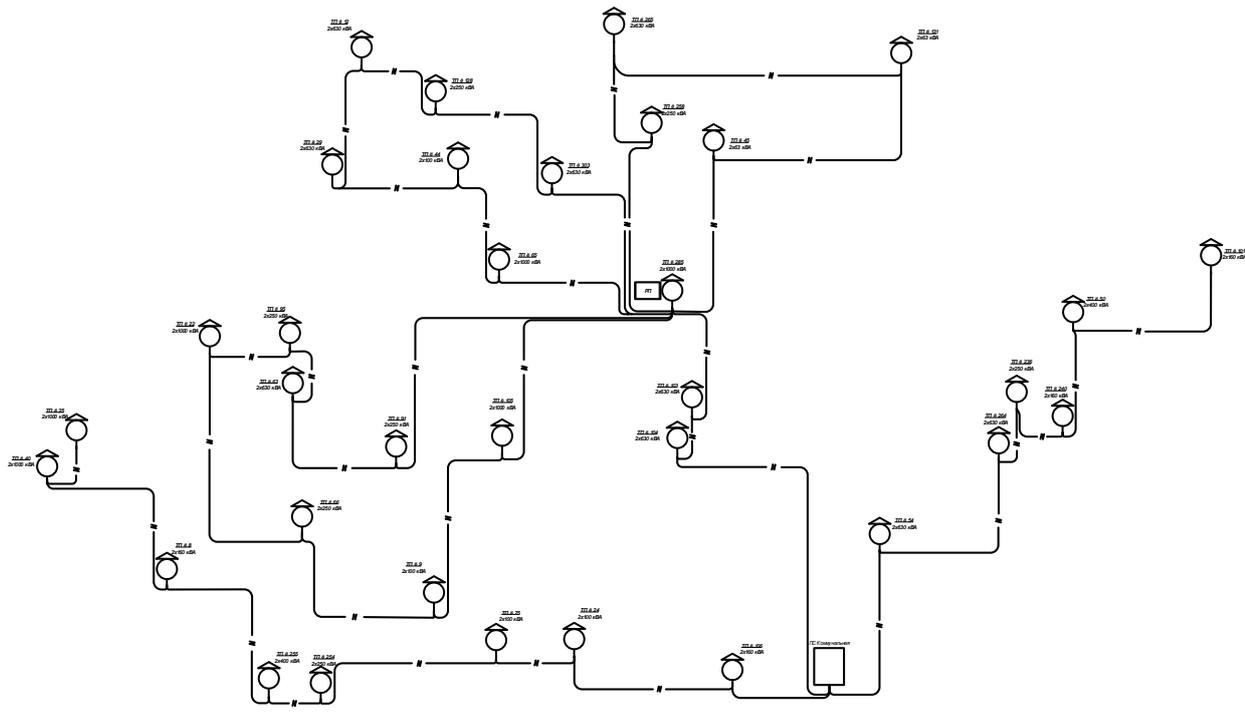


Рисунок 3 – Вариант № 2 реконструируемой сети

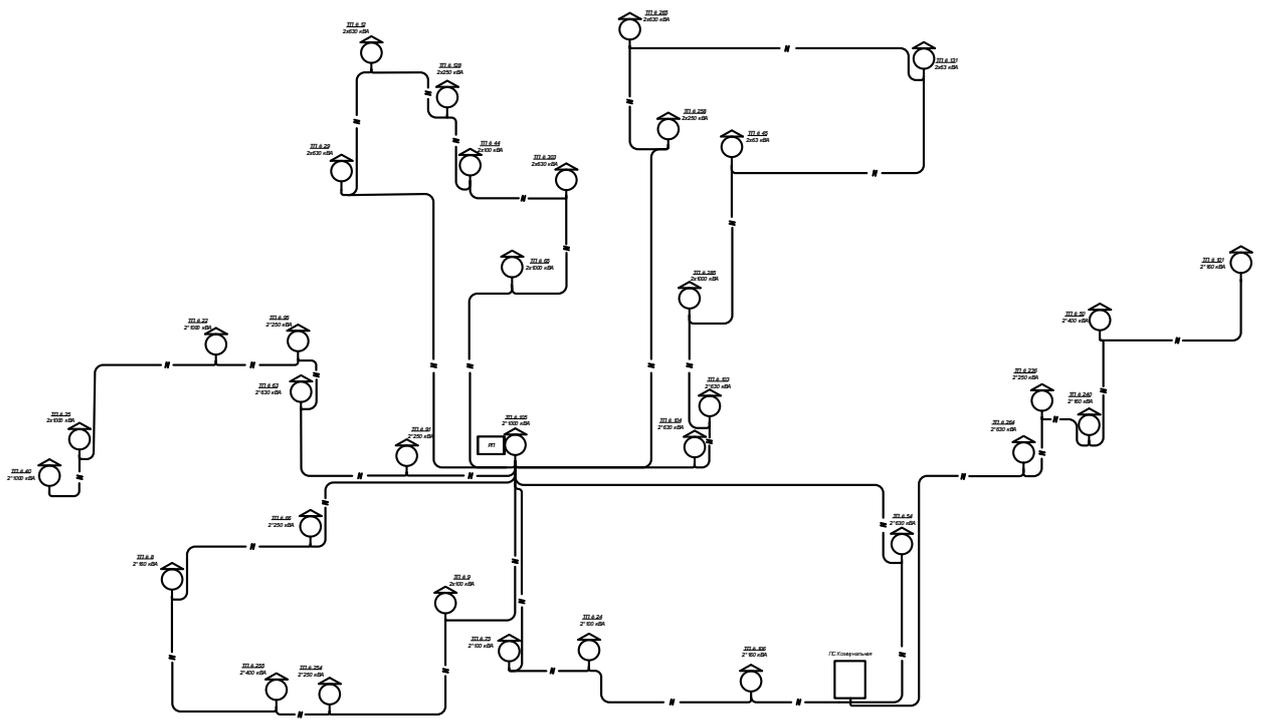


Рисунок 4 – Вариант № 3 реконструируемой сети

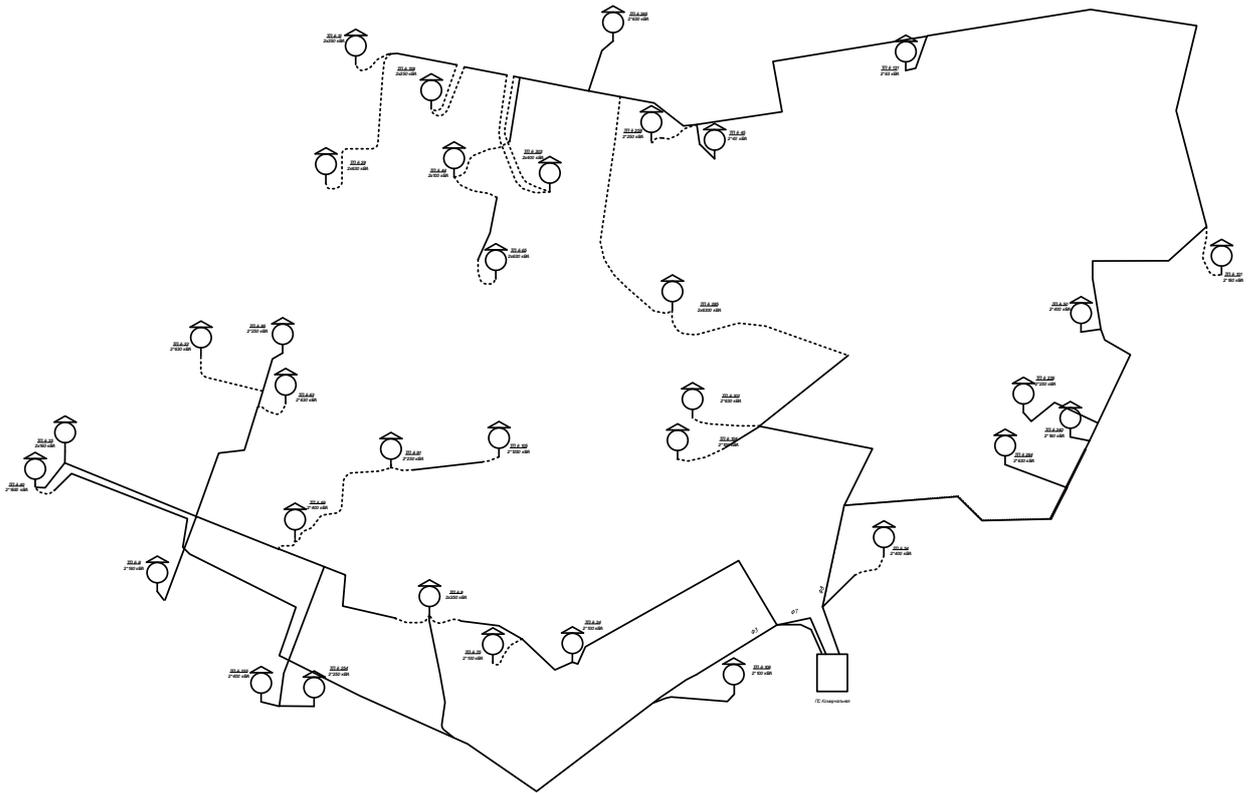


Рисунок 5 – Вариант № 4 реконструируемой сети (существующая сеть)

4.1 Выбор оптимального варианта

Как было сказано выше, по длинам линий и надежности схем отбираются 2 конкурентоспособных варианта. Вариант 4, то есть существующая схема, не рассматривается, так как данная схема имеет вид разветвленного луча, то есть имеет очень низкий уровень надежности, в ней отсутствует резервирование. А из трех предложенных вариантов очевидно, что самым выгодным является вариант №2, так как имеет длину кабельных линий существенно меньшую, чем в остальных, а также меньшее число коммутационных аппаратов на ТП. Это дает большую экономическую привлекательность, при этом можно обойтись без технико-экономического сравнения предложенных схем.

Так как схемы построены по петлевому принципу, то необходимо рассчитать точку потокораздела в каждой петле, для нахождения места размыкания сети. Расчет точек потокораздела представлен в приложении А .

Для нахождения точки потокораздела придерживаются следующего алгоритма: [7]

1. Петлевая сеть разрезается по источнику питания и определяется расчетная нагрузка каждого узла. После этого схема замещения петлевой сети с расчетными нагрузками узлов подготовлена к определению потоков мощности на головных участках.

2. Определяются потоки мощности на головных участках, при этом используется допущение об отсутствии потерь мощности на участках. Так как еще нет выбранной сети, и отсутствуют сведения о сечениях линий, потоки мощности допустимо определить через длины линий:

$$S_{1i} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot l_{i1}}{l_{1-1}}, \quad (10)$$

где S_i - расчетная мощность i -го узла (кВА);

l_{i1} - длина линии от i -й точки сети до противоположного конца схемы замещения (км);

l_{1-1} - суммарная длина всех участков сети (км).

3. Определяется точка потокораздела мощности. Для нахождения точки потокораздела используется первый закон Кирхгофа:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{1i} - \underline{S}_1, \quad (11)$$

4. Далее петлевая сеть разделяется на две магистральные в точке потокораздела и проводится расчет двух разомкнутых сетей по данным начала.

В качестве примера нахождения точки потокораздела приведен расчет для варианта №2. Расчет приводятся только для основных расчетных величин. Подробный полный расчет приведен в приложении А.

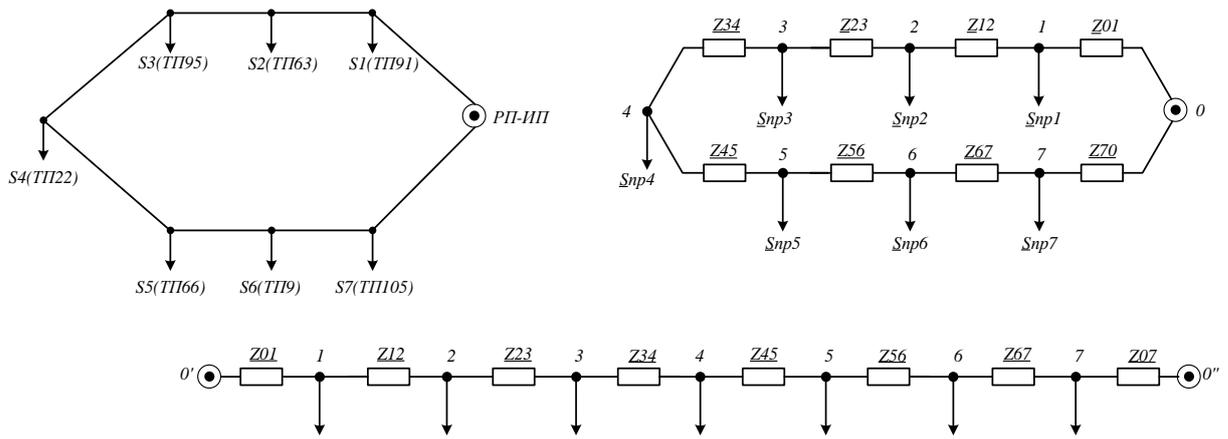


Рисунок 6 – Петлевая сеть и схема ее замещения

Потоки мощности на головных участках для этой схемы:

$$S_{0'1} = \frac{S_{np1} \cdot L_{10''} + S_{np2} \cdot L_{20''} + S_{np3} \cdot L_{30''} + S_{np4} \cdot L_{40''} + S_{np5} \cdot L_{50''} + S_{np6} \cdot L_{60''} + S_{np7} \cdot L_{70''}}{L_{0'0''}} =$$

$$= 961,51 + j275,25 \text{ кВА};$$

$$S_{0''7} = \frac{S_{np7} \cdot L_{70''} + S_{np6} \cdot L_{60''} + S_{np5} \cdot L_{50''} + S_{np4} \cdot L_{40''} + S_{np3} \cdot L_{30''} + S_{np2} \cdot L_{20''} + S_{np1} \cdot L_{10''}}{L_{0'0''}} =$$

$$= 1229 + j340,29 \text{ кВА}.$$

Потоки мощности для остальных участков:

$$S_{12} = S_{0'1} - S_{np1} = 773,111 + j219,047 \text{ кВА};$$

$$S_{23} = S_{12} - S_{np2} = 331,972 + j92,338 \text{ кВА};$$

$$S_{34} = S_{23} - S_{np3} = 137,773 + j34,934 \text{ кВА};$$

$$S_{45} = S_{34} - S_{np4} = -170,367 - j51,271 \text{ кВА};$$

$$S_{76} = S_{0''7} - S_{np7} = 431,786 + j127,376 \text{ кВА};$$

$$S_{65} = S_{76} - S_{np6} = 352,866 + j106,274 \text{ кВА};$$

$$S_{54} = S_{65} - S_{np5} = 170,367 + j51,271 \text{ кВА};$$

Таким образом, для этой петлевой схемы точка потокораздела – узел 4, т.е. ТП 22.

Для остальных петлевых схем расчет аналогичен.

4.1.1 Выбор кабельных линий

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному максимальному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле

$$I_{\text{расч. макс}} = \frac{S_{\text{р.л. макс}}}{2 \cdot U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (12)$$

где $S_{\text{р.л}}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, принимается равным 10 кВ;

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (13)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [4]), А;

Следует помнить, что для кабелей ААБл длительно-допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (14)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [22], А;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1 источнику [22];

K_3 – поправочные коэффициенты на токи для кабелей принимается по ПУЭ

В курсовом проекте к установке принимаем кабель ААБл с бумажной изоляцией для передачи распределения электрической энергии.

Определим сечение кабеля для линии РП-ТП91:

$$I_{\text{расч. max}} = \frac{\sqrt{961,51^2 + 275,25^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 28,87 \text{ А,}$$

К установке выбираем два кабеля марки ААБл сечением 50мм².

Ток в длительно-допустимом режиме равен:

$$28,87 \leq 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 134 = 134.$$

Проверим выбранный кабель в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{расч. max}} = \frac{\sqrt{961,51^2 + 275,25^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74$$

Ток в длительно-допустимом режиме равен:

$$57,74 \leq 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 134 = 134.$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Маршрут	L, км	Марка	Ирасч.норм, А	Ирасч.п/ав, А	Идл.доп, А
1	2	3	4	5	6
ПС-ТП106	0,192	ААБЛ (3×70)	69,885	139,771	162
ТП106-ТП24	0,301	ААБЛ (3×70)	66,757	133,514	162
ТП24-ТП75	0,137	ААБЛ (3×70)	64,287	128,574	162
ТП75-ТП254	0,365	ААБЛ (3×70)	61,841	123,682	162
ТП254-ТП255	0,091	ААБЛ (3×70)	56,025	112,051	162
ТП255-ТП8	0,365	ААБЛ (3×70)	47,265	94,53	162
ТП8-ТП40	0,383	ААБЛ (3×70)	43,496	86,992	162
ТП40-ТП25	0,109	ААБЛ (3×70)	21,772	43,544	162
ПС-ТП54	0,31	ААБЛ (3×50)	48,817	97,635	134
ТП54-ТП264	0,365	ААБЛ (3×50)	37,836	75,671	134
ТП264-ТП236	0,1	ААБЛ (3×50)	22,588	45,176	134
ТП236-ТП240	0,091	ААБЛ (3×50)	16,631	33,262	134
ТП240-ТП50	0,192	ААБЛ (3×50)	12,906	25,812	134
ТП50-ТП101	0,347	ААБЛ (3×50)	3,575	7,15	134
ПС-ТП104	0,657	ААБЛ (3×50)	46,424	92,847	134
ТП104-ТП103	0,1	ААБЛ (3×50)	33,276	66,552	134
РП(ТП285)- ТП103	0,255	ААБЛ (3×50)	20,964	41,927	134
РП(ТП285)- ТП91	0,758	ААБЛ (3×50)	28,871	57,743	134
ТП91-ТП63	0,319	ААБЛ (3×50)	23,196	46,393	134
ТП63-ТП95	0,118	ААБЛ (3×50)	9,947	19,894	134
ТП95-ТП22	0,119	ААБЛ (3×50)	4,103	8,206	134
ТП22-ТП66	0,502	ААБЛ (3×50)	5,136	10,272	134
ТП66-ТП9	0,374	ААБЛ (3×50)	10,638	21,277	134
ТП9-ТП105	0,356	ААБЛ (3×50)	12,996	25,991	134
РП(ТП285)- ТП105	0,537	ААБЛ (3×50)	36,804	73,608	134
РП(ТП285)- ТП303	0,41	ААБЛ (3×50)	30,811	61,623	134
ТП303-ТП128	0,337	ААБЛ (3×50)	15,565	31,13	134
ТП128-ТП12	0,182	ААБЛ (3×50)	9,376	18,752	134
ТП12-ТП29	0,283	ААБЛ (3×50)	1,594	3,189	134
ТП29-ТП44	0,228	ААБЛ (3×50)	14,662	29,325	134
ТП44-ТП65	0,21	ААБЛ (3×50)	16,844	33,688	134
РП(ТП285)- ТП65	0,356	ААБЛ (3×50)	34,418	68,837	134

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
РП(ТП285)- ТП258	0,328	ААБл (3×50)	16,65	33,3	134
ТП258-ТП265	0,228	ААБл (3×50)	10,617	21,234	134
ТП265-ТП131	0,52	ААБл (3×50)	4,811	9,621	134
ТП131-ТП45	0,492	ААБл (3×50)	5,964	11,928	134
РП(ТП285)- ТП45	0,347	ААБл (3×50)	7,049	14,098	134

По полученным данным можно сделать вывод о том, что все кабели удовлетворяют условиям проверки и смогут обеспечить непрерывность питания потребителей в аварийном режиме (при обрыве одной цепи в двухлучевой магистрали, либо при обрыве головного участка в петлевой схеме).

4.1.2 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП должны пройти проверку по допустимой потере напряжения. Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ в аварийном режиме.

Проверка сечения кабеля по допустимой потере напряжения производится по следующей формуле:

$$\Delta U_{ij} = \frac{I_{ij} \cdot L_{ij} \cdot \sqrt{3}}{U_{ном} \cdot 10^3} \cdot (R_0 \cdot \cos(\varphi_{ij}) + X_0 \cdot \sin(\varphi_{ij})) \cdot 100\% \quad (15)$$

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Маршрут	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	L, км	ΔU, %
1	2	3	4	5
ПС-ТП106	0,443	0,086	0,192	0,209
ТП106-ТП24	0,443	0,086	0,301	0,313
ТП24-ТП75	0,443	0,086	0,137	0,137

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
ТП75-ТП254	0,443	0,086	0,365	0,352
ТП254-ТП255	0,443	0,086	0,091	0,079
ТП255-ТП8	0,443	0,086	0,365	0,269
ТП8-ТП40	0,443	0,086	0,383	0,26
ТП40-ТП25	0,443	0,086	0,109	0,037
ПС-ТП54	0,62	0,09	0,31	0,326
ТП54-ТП264	0,62	0,09	0,365	0,297
ТП264-ТП236	0,62	0,09	0,1	0,049
ТП236-ТП240	0,62	0,09	0,091	0,033
ТП240-ТП50	0,62	0,09	0,192	0,053
ТП50-ТП101	0,62	0,09	0,347	0,027
ПС-ТП104	0,62	0,09	0,657	0,656
ТП104-ТП103	0,62	0,09	0,1	0,072
РП(ТП285)- ТП103	0,62	0,09	0,255	0,115
РП(ТП285)- ТП91	0,62	0,09	0,758	0,471
ТП91-ТП63	0,62	0,09	0,319	0,159
ТП63-ТП95	0,62	0,09	0,118	0,025
ТП95-ТП22	0,62	0,09	0,119	0,011
ТП22-ТП66	0,62	0,09	0,502	0,055
ТП66-ТП9	0,62	0,09	0,374	0,085
ТП9-ТП105	0,62	0,09	0,356	0,15
РП(ТП285)- ТП105	0,62	0,09	0,537	0,426
РП(ТП285)- ТП303	0,62	0,09	0,41	0,272
ТП303-ТП128	0,62	0,09	0,337	0,113
ТП128-ТП12	0,62	0,09	0,182	0,037
ТП12-ТП29	0,62	0,09	0,283	0,009
ТП29-ТП44	0,62	0,09	0,228	0,072
ТП44-ТП65	0,62	0,09	0,21	0,076
РП(ТП285)- ТП65	0,62	0,09	0,356	0,263

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
РП(ТП285)- ТП258	0,62	0,09	0,328	0,118
ТП258-ТП265	0,62	0,09	0,228	0,052
ТП265-ТП131	0,62	0,09	0,52	0,05
ТП131-ТП45	0,62	0,09	0,492	0,063
РП(ТП285)- ТП45	0,62	0,09	0,347	0,053

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

4.1.3 Расчет режимов

Целью расчета режимов является нахождение напряжений во всех узлах схемы в нормальном и послеаварийном режимах. Кроме того, в ходе расчета находятся потоки мощности на участках сети, потери мощности в трансформаторах и линиях.

Исходными данными для расчета режима являются:

- марка сечения кабеля и его длина;
- нагрузка в кВА трансформаторных подстанций;
- напряжения источников питания.

В данной схеме один источник питания – ПС «Коммунальная». Однако, при расчете режима используется метод разделения системы на подсистемы. Т.е. сначала считается участок ПС – РП, в ходе чего находятся напряжения во всех узлах магистрали. По результатам расчета принимается напряжение на РП. Далее расчет ведется отдельно для замкнутых схем (петли) и для двухлучевой магистрали.

Схема замещения составлена для выбранного варианта сети и представлена на рисунке 7.

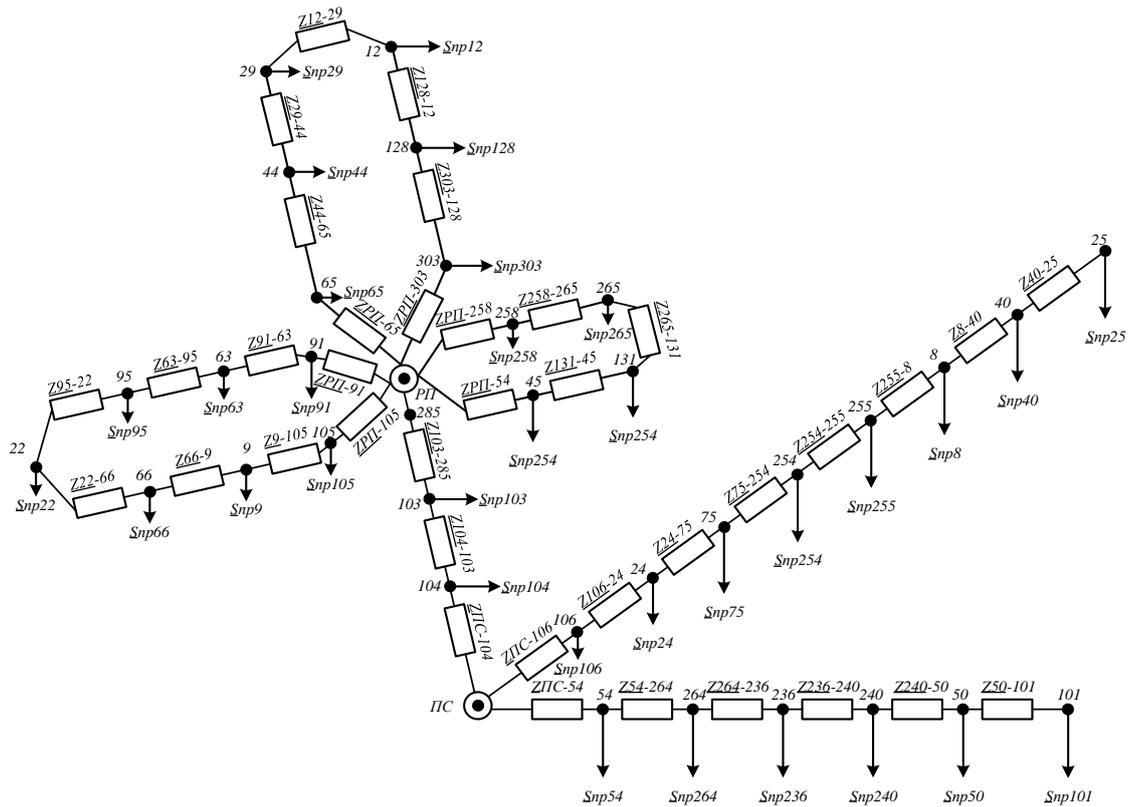


Рисунок 7 – Схема замещения для выбранного варианта

Алгоритм расчета режима приведен ниже.

Определяются сопротивления участков сети по удельным параметрам (Ом) [7]:

$$Z = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l, \quad (16)$$

где r_0, x_0 - удельные активное и реактивное сопротивления линии (Ом/км);

l - длина линии (км).

Покажем расчет сопротивления на примере участка РП-ТП91:

$$Z = (0,62 + j \cdot 0,09) \cdot 0,758 = 0,47 + j \cdot 0,068 \text{ Ом.}$$

Находится точка потокораздела, по первому закону Кирхгофа. После точки потокораздела мощность на участке, следующем за ней, меняет свой

знак на противоположный. Затем сеть разрезается по точке потокораздела и отдельно рассчитываются потоки мощности в двух разомкнутых сетях.

Потери мощности на участке $i-j$ определяются по формуле (кВА):

$$\delta S_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_c^2} \cdot Z_{ij}, \quad (17)$$

где U_c – напряжение в сети (кВ).

Рассмотрим расчет потерь мощности на примере участка РП-ТП91:

$$\delta S_{01} = \frac{1132,1^2 + 326,5^2}{10^2} \cdot (0,47 + j \cdot 0,068) = 0,0065 + j \cdot 0,00095 \text{ кВА.}$$

Мощность в начале участка $i-j$ с учетом потерь определяется по формуле (кВА):

$$S_{ij}^H = S_{ij}^K + \delta S_{ij}, \quad (18)$$

где S_{ij}^K - мощность в конце участка (кВА).

Мощности в начале рассматриваемого в качестве примера участка равна:

$$S_{01}^H = 1132,3 + 0,0065 + j \cdot (326,5 + 0,0009) = 1132 + j \cdot 326,5 \text{ кВА}$$

Определяются потоки мощности на головных участках (кВА).

Рассчитываются потоки мощности в конце участка разомкнутой сети (кВА):

$$S_{ij}^K = S_{ij}^H + S_i, \quad (19)$$

Рассмотрим на примере участка ТП6-ТП46:

$$S_{01}^K = 943,48 + 188,4 + j \cdot (270,318 + 56,203) = 1132,7 + j \cdot 326,5 \text{ кВА.}$$

Находятся напряжения во всех узлах схемы (кВ):

$$U_i = U_{III} - \frac{\operatorname{Re}(S_{ijn}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ij}) + \operatorname{Im}(S_{ijn}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{ij})}{U_{III}^*}, \quad (20)$$

$$U_1 = 10 - \frac{1132 \cdot 0,47 + 326,5 \cdot 0,068}{10} = 9,945.$$

Расчет режима для выбранного варианта приведен в приложении А, результаты расчета режима приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Результат расчета потоков мощности для выбранного варианта

Маршрут	ΔS , кВА	S_n , кВА	S_k , кВА
1	2	3	4
ПС-ТП106	0,002493+j0,0004839	2334+j64,779	2334+j642,779
ТП106-ТП24	0,003565+j0,0006922	2230+j614,147	2230+j614,147
ТП24-ТП75	0,001505+j2,922	2147+j592,245	2147+j592,245
ТП75-ТП254	0,00371+j0,0007203	2065+j570,543	2065+j570,542
ТП254-ТП255	0,0007592+j0,0001474	1872+j513,339	1872+j513,338
ТП255-ТП8	0,002167+j0,0004207	1580+j430,433	1580+j430,433
ТП8-ТП40	0,001926+j0,0003739	1453+j397,431	1453+j397,43
ТП40-ТП25	0,0001373+0,00002666	727,497+j198,915	727,497+j198,915
ПС-ТП54	0,002748+j0,0003989	1627+j461,292	1627+j461,292
ТП54-ТП264	0,001944+j0,0002822	1263+j350,186	1263+j350,186
ТП264-ТП236	0,0001898+j0,00002755	753,879+j209,574	753,879+j209,574
ТП236-ТП240	0,00009363+j0,00001359	555,879+j151,37	555,879+j151,37
ТП240-ТП50	0,000119+j0,00001.727	431,059+j118,608	431,059+j118,608
ТП50-ТП101	0,0000165+j0,000002395	119,72+j31,702	119,72+j31,702
ПС-ТП104	0,005267+j0,0007646	1547+j439,731	1547+j439,73
ТП104-ТП103	0,0004119+j0,00005979	1109+j313,622	1109+j313,622
РП(ТП285)-ТП103	0,0004169+j0,00006052	699,998+j193,314	699,997+j193,314
РП(ТП285)-ТП91	0,00065+j0,00095	1132+j326,523	1132+j326,522
ТП91-ТП63	0,001905+j0,0002765	943,48+j270,318	943,478+j270,318
ТП63-ТП95	0,0001997+j0,00002899	502,339+j143,609	502,339+j143,609
ТП95-ТП22	0,00007554+j0,00001097	308,139+j86,206	308,139+j86,206
ТП22-ТП66	-	-	-

ТП66-ТП9	0,00008425+j0,00001223	182,5+j55,003	182,5+j55,003
ТП9-ТП105	0,0001636+j0,00002375	261,42+j76,105	261,42+j76,105
РП(ТП285)-ТП105	0,004007+0,0005817	1058+j289,024	1058+j289,023

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
РП(ТП285)-ТП303	0,003203+j0,000465	1078+j311,422	1078+j311,422
ТП303-ТП128	0,0007382+j0,0001072	569,339+j170,81	569,339+j170,81
ТП128-ТП12	0,000163+j0,00002365	363,439+j111,006	363,439+j111,006
ТП12-ТП29	-	-	-
ТП29-ТП44	0,0002897+j0,00004206	434,939+j125,609	434,938+j125,609
ТП44-ТП65	0,0003634+j0,00005275	507,859+j145,51	507,859+j145,51
РП(ТП285)-ТП65	0,002854+j0,0004143	1092+j315,42	1092+j315,42
РП(ТП285)-ТП258	0,001124+j0,0001631	715,839+j200,616	715,838+j200,616
ТП258-ТП265	0,0004037+j0,00005861	515,238+j141,912	515,238+j141,912
ТП265-ТП131	-	-	-
ТП131-ТП45	0,000004868+j0,0000007	38,34+j11,221	38,34+j11,221
РП(ТП285)-ТП45	0,00001294+j0,000001878	74,38+j21,941	74,38+j21,941

Таблица 7 – Результат расчета напряжения в узлах для выбранного варианта

№ ТП	U, кВ (Норм.режим)	U _{мод} , кВ	U, кВ (ПА.режим)	U _{мод} , кВ
1	2	3	4	5
106	9,99+j0,0008066	9,99	9,979+j0,001613	9,979
24	9,974+j0,002016	9,974	9,948+j0,004031	9,948
75	9,967+j0,002548	9,967	9,934+j0,005096	9,934
254	9,949+j0,00392	9,949	9,898+j0,00784	9,898
255	9,945+j0,004222	9,945	9,89+j0,008445	9,89
8	9,932+j0,005223	9,932	9,863+j0,01	9,863
40	9,919+j0,006201	9,919	9,837+j0,012	9,837
25	9,917+j0,00634	9,917	9,833+j0,013	9,833
54	9,984+j0,002163	9,984	9,967+j0,004327	9,967
264	9,969+j0,004051	9,969	9,938+j0,008102	9,938
236	9,966+j0,004362	9,966	9,933+j0,008723	9,933
240	9,965+j0,004561	9,965	9,929+j0,009121	9,929
50	9,962+j0,004894	9,962	9,924+j0,009788	9,924
101	9,961+j0,005048	9,961	9,921+j0,01	9,921

104	9,967+j0,004383	9,967	9,934+j0,008765	9,934
103	9,964+j0,004856	9,964	9,927+j0,009711	9,927
285	9,958+j0,00558	9,958	9,916+j0,011	9,916

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
91	9,945+j0,007624	9,945	9,893+j0,014	9,893
63	9,925+j0,01	9,25	9,851+j0,019	9,851
95	9,921+j0,011	9,921	9,839+j0,021	9,839
22	9,919+j0,011	9,919	9,828+j0,022	9,829
66	9,953+j0,006012	9,953	9,794+j0,026	9,794
9	9,957+j0,00535	9,957	9,772+j0,029	9,772
105	9,963+j0,004508	9,963	9,753+j0,031	9,753
303	9,971+j0,003937	9,971	9,943+j0,007924	9,943
128	9,959+j0,005779	9,959	9,906+j0,013	9,906
12	9,955+j0,006437	9,955	9,889+j0,015	9,889
29	9,962+j0,005279	9,962	9,869+j0,018	9,869
44	9,968+j0,004396	9,968	9,859+j0,02	9,859
65	9,975+j0,003462	9,975	9,851+j0,021	9,851
258	9,985+j0,001967	9,985	9,983+j0,002193	9,983
265	9,977+j0,002915	9,977	9,975+j0,003299	9,975
131	9,997+j0,0004123	9,997	9,972+j0,003659	9,972
45	9,998+j0,0002398	9,998	9,971+j0,003826	9,971

В качестве послеаварийного режима рассматривается обрыв головного участка сети для петлевой схемы и отказ одной линии двухлучевой магистрали.

4.2 Конструктивное исполнение принятой схемы электрической сети

Принятая схема электрической сети состоит из 34 ТП, а все линии выполнены кабелями. Полная схема электрической сети приведена на листе графической части №2 «План части г. Белогорска, питающей от подстанции Коммунальная с расположением ТП после реконструкции»

ТП представляет собой комплектную двухтрансформаторную подстанцию городского типа 2КТПГ производства ОАО «Самарский завод

«Электроцит». КТПГ от аналогичных изделий других заводов отличают двойное антикоррозионное покрытие (цинковое и эмаль) стального модульного здания, повышенная заводская готовность, а также все виды блокировок.

Двухтрансформаторная КТПГ состоит из двух однотрансформаторных КТПГ, установленных на расстоянии 600 мм друг от друга, с комплектом элементов для стыковки. Устройство высокого напряжения состоит из трех шкафов с выключателями нагрузки и заземляющими ножами: два шкафа линий ввода и шкаф с предохранителями, служащий для подключения и защиты силового трансформатора. Шкафы распределительного устройства низкого напряжения РУНН представляют собой единую конструкцию, собранную из блок-панелей автоматических выключателей, релейной аппаратуры при помощи болтовых соединений. Каждый шкаф разделен на отсек выключателей и релейный отсек, где установлена аппаратура управления автоматики и учета электроэнергии, а также отсек шин и кабелей, где размещены сборные шины, шинные ответвления для кабельных и шинных присоединений и трансформаторы тока.

КТПГ предусматривает также наличие шкафов учета электроэнергии и уличного освещения. Шкаф уличного освещения подключается к одному из фидеров РУНН. Схема предусматривает возможность автоматического включения вечернего и ночного уличного освещения. В вводных шкафах РУНН устанавливаются амперметры для измерения токов в каждой фазе, вольтметр, трехфазный счетчик учета активной, реактивной энергии.

В двухтрансформаторных КТПГ предусмотрены защиты:

1) от однофазных коротких замыканий в РУНН с действием на отключение вводного выключателя с выдержкой времени для КТП с заземленной нейтралью;

2) отключение вводного выключателя РУНН с выдержкой времени при исчезновении напряжения на данном вводе для КТП с заземленной нейтралью 0,4 кВ;

3) цепей управления и цепей сигнализации автоматическими выключателями;

4) от перегрузки с действием на сигнал.

Высоковольтный и низковольтный ввода – кабельные.

Кабельные линии проложены в траншеях. Этот способ прокладки кабелей является наиболее простым. Максимально оптимальное число кабелей в траншее – 6. На разных участках реконструируемой сети число кабелей в траншее варьируется от 2 до 6. Земляная траншея должна иметь глубину не менее 800 мм. На дне траншеи создают мягкую подушку толщиной 100 мм из просеянной земли. Ширина траншеи зависит от числа прокладываемых кабелей. Кабели укладывают на дне траншеи в один ряд с расстоянием между ними не меньше 100 мм. Сверху кабели засыпают слоем мягкого грунта. Для защиты кабельной линии от механических повреждений ее по всей длине поверх верхней подсыпки покрывают бетонными плитами или кирпичом. Трассы кабельных линий прокладываются по непроезжей части на расстоянии не менее: 600 мм от фундаментов зданий, 500 мм от трубопроводов, 2000 мм от теплопроводов.

4.3 Разработка схемы внешнего электроснабжения части г.

Белогорск, питающейся от подстанции Коммунальная

4.3.1 Характеристика существующей схемы внешнего электроснабжения

Источником внешнего электроснабжения в г. Белогорске является ПС Белогорская напряжением 220/110/35/10 кВ, которая получает питание по линии 220 кВ от ПС Амурская. В настоящее время электроснабжение города осуществляется от ПС Коммунальная, ПС Томь, Промышленная, Амурсельмаш и ПС Нагорная

Эта подстанция предназначена для электроснабжения коммунально-бытовых потребителей г. Белогорска. Подстанция получает питание по магистральной схеме от ПС Белогорская через ПС Промышленная. Схема существующей внешней СЭС приведена на рисунке 8:

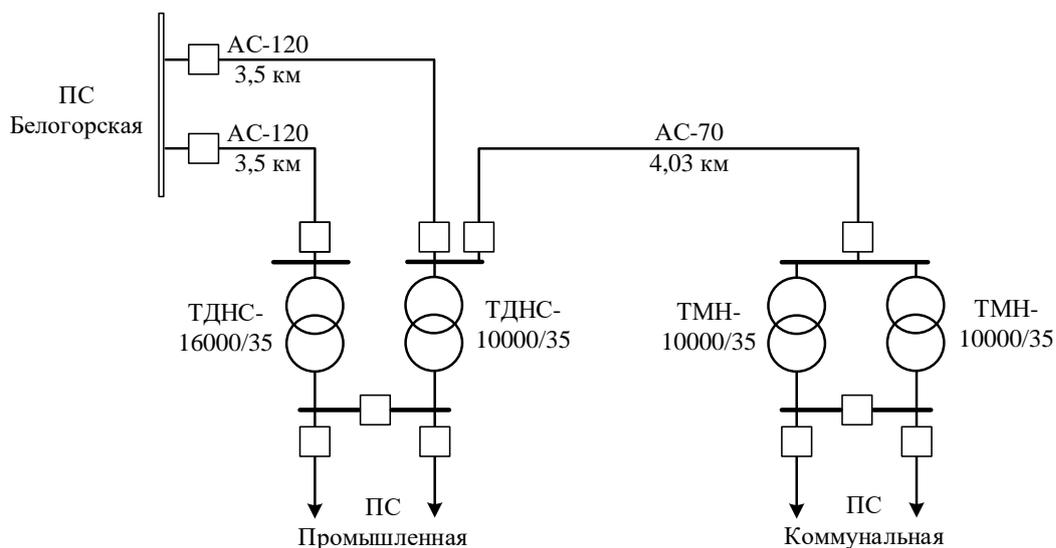


Рисунок 8 – Схема существующей схемы внешнего электроснабжения

4.3.2 Разработка схемы внешнего электроснабжения

На данный момент потребляемая мощность ПС «Коммунальная» по расчетам электрических нагрузок, составляет $16,07 + j3,26$ МВА. Необходимо определить потери в трансформаторе, а для этого проверить загрузку существующих трансформаторов и при необходимости выбрать новые. В настоящее время на ПС Коммунальная установлены два трансформатора марки ТМН10000/35.

Ниже представлен расчет коэффициента загрузки трансформатора:

$$K_{загр.} = \frac{S_{расч}}{N_{тр} \cdot S_{н.тр}} \quad (21)$$

$$K_{загр.} = \frac{16,4}{2 \cdot 10} = 0,81.$$

Коэффициент загрузки выше регламентированного ПУЭ [4], поэтому целесообразно произвести замену трансформаторов большей мощности с учетом того, что Рассматриваемый район города является перспективным и нагрузки с каждым годом растут.

Далее приведен выбор новых силовых трансформаторов на ПС Коммунальная.

Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле (МВА):

$$S_{T.НОМ} = \frac{S_{РАСЧ}}{N \cdot K_{ЗАГР}}, \quad (22)$$

где $S_{РАСЧ}$ - полная мощность потребителей на низкой стороне (кВт);

N - количество силовых трансформаторов;

$K_{РАСЧ}$ - коэффициент загрузки силовых трансформаторов.

$$S_{T.НОМ} = \frac{16,399}{2 \cdot 0,7} = 11,71 \text{ МВА.}$$

Для установки принимаются два трансформатора марки ТД – 16000/35 с напряжением низкой стороны 10 кВ. Проверяется реальный и послеаварийный коэффициент загрузки выбранного трансформатора.

$$K_{ЗАГР.} = \frac{16,399}{2 \cdot 16} = 0,51$$

$$K_{ЗАГР.ПА} = \frac{16,399}{16} = 1,02$$

Из представленного выше расчета видно, что выбранный трансформатор имеет оптимальные коэффициенты загрузки.

По каталожным данным определяются потери в трансформаторах: $U_{ВН} = 35$ кВ; $u_k = 7,5$ %; $\Delta P_k = 46,5$ кВт; $\Delta P_x = 9,25$ кВар; $I_x = 0,6$ %.

Потери активной мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_k \cdot S_H^2}{S_{T.НОМ}^2} + \Delta P_x = \frac{46,5 \cdot 16,399^2}{16^2} + 9,25 = 58,1 \text{ кВт.} \quad (23)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{u_k, \% \cdot S_H^2}{100 \cdot S_{T.НОМ}} + \frac{I_x, \% \cdot S_{T.НОМ}}{100} = \frac{7,5 \cdot 16,399^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 16} + \frac{0,6 \cdot 16 \cdot 10^3}{100} = 1357 \text{ кВар.} \quad (24)$$

Таким образом, приведенная нагрузка подстанции к высокой стороне будет равна:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{нр}} &= \Delta P_{\text{н}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{т}} + j(\Delta Q_{\text{н}} + 2 \cdot \Delta Q_{\text{т}}) = && \text{кВА.} \\
 &= 16071,4 + 2 \cdot 58,1 + j(3263,4 + 2 \cdot 1357) = 16187,6 + j5977,4 && (25)
 \end{aligned}$$

Ниже представлена однолинейная схема рассматриваемой подстанции 35/10 кВ.

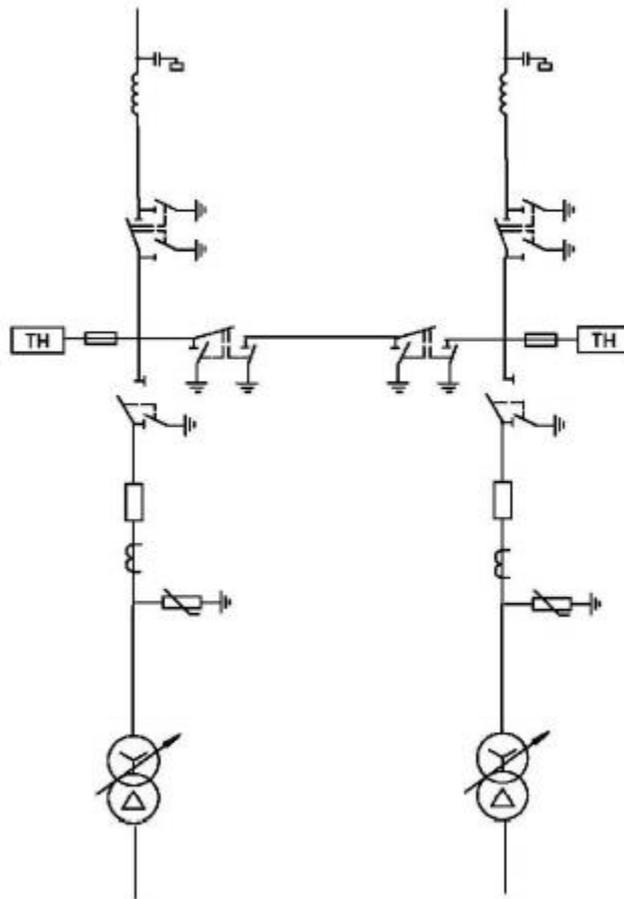


Рисунок 9 – Однолинейная схема подстанции 35/10кВ

Однолинейная схема подстанции 35/10 кВ представляет собой два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Применяется в РУ напряжением 35-220кВ в тупиковых и ответвительных двухтрансформаторных ПС, питаемые обычно по 2-м ВЛ. [17]

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ необходимо предварительно определить [10]:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток КЗ.

К числу задач, для которых требуется расчет токов КЗ, относятся:

- оценка выбора схемы электрических соединений;
- выявление условий работы потребителей при аварийных режимах;
- выбор аппаратов и проводов и их проверка при условии работы при КЗ;
- проектирование и настройка устройств РЗА;
- подбор характеристик ОПН для защиты от перенапряжений.

Расчет тока КЗ проводится аналитическим методом, который включает в себя::

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;
- определение искомого тока КЗ.

К допущениям, упрощающим расчет, относятся:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ - T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ, (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

5.1 Составление схемы замещения и определение ее параметров

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения:

U_{cp} : 500; 515; 330; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23кВ.

Расчет выполняем в относительных величинах приближенным способом при принятой базисной мощности $S_6 = 100$ МВА.

При расчетах токов КЗ не учитывается подпитка места КЗ, так как нет высоковольтной нагрузки.

Составим исходную схему электрической сети.

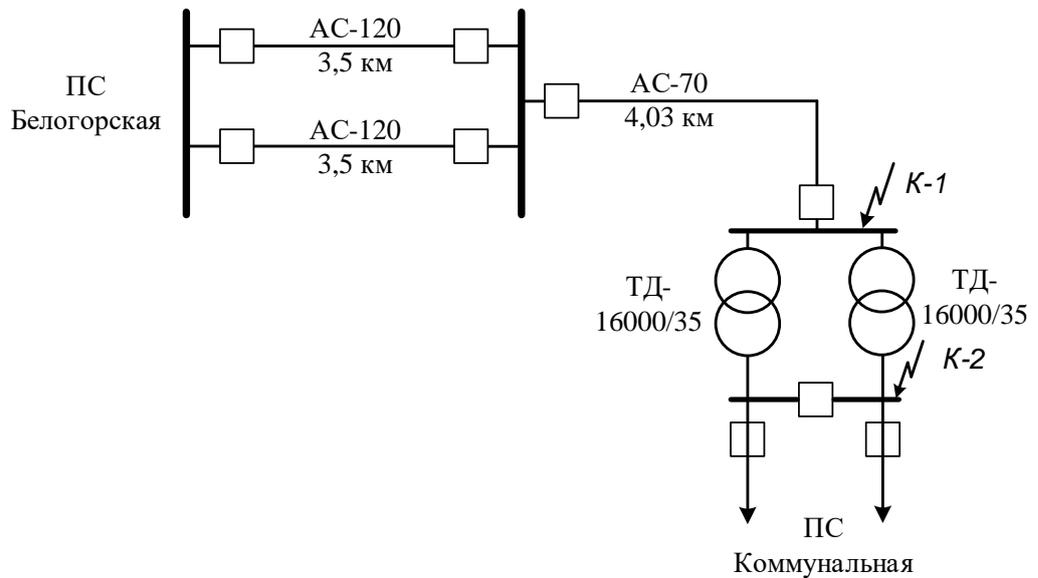


Рисунок 10 – Исходная схема сети

По этой схеме, учитывая сопротивления всех элементов сети (трансформаторы, линии, система, нагрузка) составляется схема замещения:

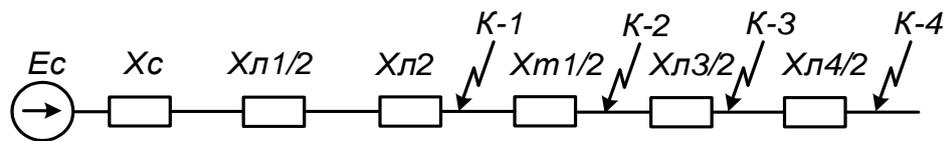


Рисунок 11 – Схема замещения

Далее приведен расчет параметров схемы замещения.

ЭДС системы принимается как систему бесконечной мощности ($E_c=1$).

ЭДС нагрузки принято: $E_n=0,85$.

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{K3}}, \quad (26)$$

где S_B - базисная мощность (МВА);

I_{K3} - ток КЗ на шинах 35 кВ ПС «Белогорская» (кА).

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 8,2} = 0,201 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивления трансформаторов на подстанции
Коммунальная для трансформаторов ТД-16000/35:

$$X_{TP} = \frac{u_{K3} \cdot S_B}{100 \cdot S_{T.НОМ}}, \quad (27)$$

где u_{K3} - напряжение КЗ (%);

$S_{T.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора (МВА).

$$X_{TP} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 16} = 0,469 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (28)$$

где $X_{уд}$ - удельное сопротивление линии (Ом/км);

l - длина линии (км);

U_{CP} - напряжение из среднего ряда (кВ).

$$X_{Л1} = \frac{1}{2} \cdot 0,414 \cdot 3,5 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,05 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л2} = 0,432 \cdot 4,03 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л3} = \frac{1}{2} \cdot 0,09 \cdot (0,657 + 0,1 + 0,255) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,041 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л4} = \frac{1}{2} \cdot 0,09 \cdot (0,758 + 0,319 + 0,118 + 0,119) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,054 \text{ о.е.}$$

5.2 Расчет токов КЗ

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания трехфазного в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ}}}, \quad (29)$$

где $E_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентная ЭДС ;

$X_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентное сопротивление.

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

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-t/T_a} \quad (30)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot K_{\text{уд}} \quad (31)$$

где $K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Ток трёхфазного КЗ в точке К-1 (шины 35 кВ):

$$X_1 = X_C + X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} = 0,201 + 0,053 + 0,127 = 0,381 \text{ о.е.}$$

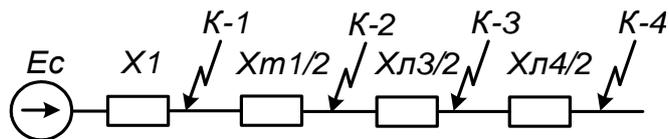


Рисунок 12 – Эквивалентная схема замещения

$$I_1 = \frac{E_c}{X_1} = \frac{1}{0,381} = 2,623 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{П0(К-1)}}^{(3)} = I_1 \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР}}} = 2,623 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 4,093 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ат(К-1)}} = \sqrt{2} \cdot 4,093 \cdot e^{(-0,04/0,02)} = 0,783 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{уд(К-1)}} = \sqrt{2} \cdot 4,093 \cdot (1 + e^{(-0,04/0,02)}) = 6,571 \text{ кА.}$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К-2 (шины 10 кВ):

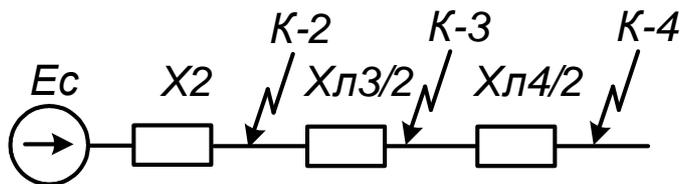


Рисунок 13 – Эквивалентная схема замещения

$$X_2 = X_1 + X_{mp.1} = 0,381 + 0,469 = 0,85 \text{ о.е.}$$

$$I_2 = \frac{E_c}{X_2} = \frac{1}{0,85} = 1,176 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{п0(К-2)}}^{(3)} = I_2 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = 1,176 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 6,469 \text{ кА.}$$

$$i_{at(K-2)} = \sqrt{2} \cdot 6,469 \cdot e^{(-0,04/0,02)} = 1,238 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{уд}(K-2)} = \sqrt{2} \cdot 6,469 \cdot (1 + e^{(-0,04/0,02)}) = 10,386 \text{ кА.}$$

Для точек К-3 (распределительный пункт) и К-4 (самая удаленная ТП) расчет токов КЗ аналогичен, поэтому сведем его и предыдущие расчеты в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{п0}}^{(3)}$, кА	i_{at} , кА	$i_{\text{уд}}$, кА
1	2	3	4
К-1	4,093	0,783	6,571
К-2	6,469	1,238	10,386
К-3	6,169	1,181	9,905
К-4	5,819	1,114	9,343

Таким образом, были получены значения токов короткого замыкания (периодическое значение в начальный момент времени, аperiodическая

составляющая в текущий момент времени, ударный ток КЗ) для четырех точек сети. По этим значениям будет произведен выбор и проверка электрооборудования, и устройств релейной защиты.

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ

6.1 Выбор высоковольтного электрооборудования ПС Коммунальная

При выборе электрооборудования на подстанции будут использованы каталожные данные.

Исходными данными для проверки электрооборудования являются результаты расчета токов КЗ, которые приведены в таблице 9.

Значения этих величин занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчетные величины, необходимые для выбора электрооборудования, полученные из предыдущих разделов

Расчетная величина	Значение
1	2
$S_{РАБ.УТЯЖ.} = 1,4 \cdot S_{ТР.НОМ}$	22400 МВА
$I_{П0(K1)}$, на шинах 35 кВ ПС «Коммунальная»	4,09 кА
$I_{П0(K2)}$, на шинах 10 кВ ПС «Коммунальная»	6,47 кА
$i_{y\theta(K1)}$, на шинах 35 кВ ПС «Коммунальная»	6,57 кА
$i_{y\theta(K2)}$, на шинах 10 кВ ПС «Коммунальная»	10,39 кА

6.1.1 Выбор и проверка выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования [6]:

Надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

Быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

Пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

Возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;

Легкость ревизии и осмотра контактов;

Взрыво- и пожаробезопасность;

Удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели Q_1 и Q_2 будут одинаковыми (см. рисунок 1). В качестве примера выбор произведем для выключателя Q_1

Допустимо производить выбор выключателей по следующим параметрам[6]:

- по номинальному напряжению
- по номинальному току
- по включающей и отключающей способности.

Проверка осуществляется по термической и динамической стойкости.

На стороне 35 кВ выбираем к установке элегазовый выключатель типа ВГБЭП-35-12,5/630Х1 со встроенным трансформатором тока. Выключатель имеет полную заводскую готовность, обеспечивающую простой и быстрый монтаж, поставляются полностью отрегулированными и заполненными элегазом до номинального рабочего давления. ЭП в условном обозначении выключателя указывает на тип привода: электромагнитный переменного тока ПЭМ-1 УХЛ. Электромагнитный привод относится к приводам прямого действия: энергия, необходимая для включения, сообщается приводу в процессе самого включения от источника большой мощности. Достоинствами

электромагнитного привода являются простота конструкции и надежность работы в условиях сурового климата.

Требуется проверка принятого выключателя.

Максимальный рабочий ток может быть определен по номинальной мощности трансформатора:

$$I_{P.MAX} = \frac{K_{ПЕР} \cdot S_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (32)$$

где $K_{ПЕР}$ - коэффициент перегрузки (1,4);

$S_{ТР.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора подстанции (кВА).

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5 \text{ А.}$$

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{П\tau} \leq I_{отк.ном} \quad (33)$$

где $I_{П\tau}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

Учитывает подпитку от генераторов. Для данного случая $I_{П\tau} = I_{П0}$.

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

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (34)$$

где $\beta_{НОМ}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе (32 %).

$I_{ОТКЛ.НОМ}$ - номинальный ток отключения.

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \cdot 12,5 = 5,66 \text{ кА.}$$

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_y \leq i_{вкл.}; I_{П0} \leq I_{вкл.}, \quad (35)$$

где i_y - ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{П0}$ - начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл.}$ - номинальный ток включения выключения;

$i_{вкл.}$ - наибольший пик тока включения.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{П0} \leq I_{дин}; i_y \leq i_{дин}, \quad (36)$$

где $i_{дин}$ - наибольший пик (ток электродинамической стойкости);

$I_{дин}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ ($\text{кА}^2 \cdot \text{с}$):

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (37)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого затухания (0,02);

$I_{тер}$ - ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$t_{откл}$ - время отключения КЗ, равное:

$$t_{откл} = t_{откл.выкл} + \Delta t$$

где $t_{откл.выкл} = 0,07 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$\Delta t = 0,5 \text{ с}$ - ступень селективности.

$$B_K = 4,09^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 10,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P,MAX} = 369,5 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P,MAX}$
$I_{П0} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{П0}$
$i_{уд} = 6,57 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 32 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{уд}$
$B_K = 10,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 12,5^2 \cdot 3 =$ $468,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K,НОМ} \geq B_K$
$I_{П0} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 0,78 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 5,66 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} \geq i_{At}$
$I_{Пт} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Пт}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

Основными достоинствами принятого выключателя являются:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- низкие динамические нагрузки на фундамент при работе (установка на одной опоре с облегченным фундаментом);
- отсутствие перенапряжений при коммутации;
- без повторных пробоев отключает емкостные токи до 630 А;

- большие механические и коммутационные ресурсы, обеспечивающие при нормальных условиях эксплуатации работу без ремонта в течение всего срока службы выключателя;

- высокая надежность;

- обеспечивается эксплуатация выключателя без включения подогрева до температуры минус 45 °С;

- имеет 12 встроенных трансформаторов тока, позволяющих в большинстве случаев отказаться от применения выносных трансформаторов тока наружной установки.

Далее производится выбор выключателей на стороне 10 кВ: выключателей, расположенных за силовым трансформатором, а также секционного выключателя. Эти выключатели идентичны, т.к. при включении секционного выключателя ток, протекаемый через эти два выключателя одинаков. На стороне 10 кВ выбираются КРУ наружной установки, укомплектованные ячейками марки К-63 с вакуумными выключателями марки ВВ/TEL-10-20/1600У2 производства завода "Таврида электрик" с электромагнитным приводом, встроенным в блок управления марки БУ/TEL-12-03. Устройство управления изготовлено в виде отдельного блока, устанавливаемого в релейном шкафу, на выкатных элементах КРУН. Устройство управления позволяет выполнять следующие функции: местное и дистанционное управление, в том числе от низковольтного вспомогательного источника питания; блокировку от повторного включения; питание от токовых цепей при отсутствии напряжения питания; возможность отключения выключателя в течение 20 с после исчезновения напряжения оперативного питания; отключение выключателя от токовых цепей и от независимого источника питания; сигнализация аварийного отключения выключателя; самодиагностика; сигнализация и идентификация типа неисправности. Блок управления БУ/TEL-12-03 обеспечивает наиболее гибкое и удобное сопряжение со вторичными цепями защиты и управления, выполненными как с применением традиционных электромеханических реле,

так и с использованием современных микропроцессорных реле. БУ/TEL-12-03 применяется на переменном оперативном токе со всеми типами защит.

Выбор и проверка выключателя аналогична предыдущей, поэтому ниже приведены только основные расчетные действия.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,26 \text{ А.}$$

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

$$i_{A.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50}{100} \cdot 12,5 = 8,84 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = 6,47^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 26,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P.MAX} = 1293,26 \text{ А}$	$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P.MAX}$
$I_{П0} = 6,47 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{П0}$
$i_{уд} = 10,39 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$
$B_K = 26,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 20^2 \cdot 3 =$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K.HOM} \geq B_K$
$I_{П0} = 6,47 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 1,24 \text{ кА}$	$i_{A.HOM} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{A.HOM} \geq i_{At}$

1	2	3
$I_{Пт} = 6,47 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{Пт}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

Отличительными особенностями принятого выключателя являются:

- высокий коммутационный и механический ресурсы;
- отсутствие необходимости проведения текущего и среднего ремонтов;
- малое потребление мощности из сети оперативного питания;
- возможность отключения при потере оперативного питания;
- полная взаимозаменяемость с устаревшими маломасляными выключателями по главным и вспомогательным цепям;
- возможность работы в любом пространственном положении;
- малые габариты и масса.

Выключатели на отходящих фидерах 10 кВ не требуют подробного выбора, т.к. вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1600У2 имеют наименьший номинальный ток 630 А. Вследствие малой загрузки отходящих линий, ток не превысит 630 А, поэтому в каждой ячейке 10 кВ будут установлены выключатели ВВ/TEL-10-20/1600У2.

6.1.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Все разъединители, включая разъединители в ремонтной перемычке одинаковы, т.к. в случае аварии в сети, при питании по одной линии ток, текущий через них одинаков. Поэтому в качестве примера произведем выбор разъединителя QS1 (см. рисунок 1).

Выбираем на стороне 35 кВ разъединитель РНДЗ.1-35/1000 У1.

Сопоставление приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{P.MAX} = 369,5 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P.MAX}$
$B_K = 10,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 25^2 \cdot 1 =$ $625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K.НОМ} \geq B_K$
$i_{уд} = 6,57 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 63 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$

6.1.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются [6]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{НОМ} \cdot \quad (38)$$

- по току

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ}; I_{МАХ} \leq I_{НОМ} \cdot \quad (39)$$

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

- по конструкции и классу точности.

Проверка производится:

- по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}; i_y \leq i_{дин}, \quad (40)$$

где i_y - ударный ток КЗ по расчету;

$\kappa_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости.

- по термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (41)$$

где B_{κ} - тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ - ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ - время термической стойкости по каталогу.

- по вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (42)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{к}$:

$$r_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}} + r_K \quad (43)$$

Питающая подстанция является тупиковой, поэтому учет электроэнергии по высокой стороне не ведется. Вследствие этого выбор трансформаторов тока осуществляется только для подключения цепей релейной защиты. Поэтому выбор по вторичной нагрузке измерительной обмотки трансформаторов тока проводить не нужно.

На стороне 35 кВ принимается к установке встраиваемый трансформатор тока ТВ 35-II с классом точности 0,5 и коэффициентом трансформации 400/5.

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор трансформатора тока ТВ 35 - II

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{\text{уст}}$
$I_{P.\text{MAX}} = 369,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P.\text{MAX}}$
$B_K = 10,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} =$ $= 25^2 \cdot 3 =$ $1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_m \cdot I_{\text{НОМ}})^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_K$
$i_{\text{уд}} = 6,57 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 31 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

Производится выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ.

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 1500 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения

измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Так как на стороне 10 кВ ведется учет электроэнергии, подключены такие измерительные приборы как амперметр (СА-3021 с классом точности 0,2), ваттметр (СР-3021 с классом точности 0,5), варметр (СТ-3021 с классом точности 0,5), а также счетчики активной и реактивной энергии (Альфа-А1800 с классом точности 0,2S), то для выбора трансформатора тока необходимо определение его вторичной нагрузки.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	-	-
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Из табл. 0 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (44)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15$ ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом.}$$

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,070 + 0,064 + 0,1 = 0,237$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$B_k = 6,47^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 26,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{pmax} = 1293,26 \text{ А}$	$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_2 = 0,237 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_K = 26,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 40^2 \cdot 3 =$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KH} \geq B_{кр}$
$i_{уд} = 10,39 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

6.1.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (45)$$

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

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

С учетом того, что максимальная токовая защита трансформатора выполнена без пуска по напряжению, и, как уже отмечалось выше, нет учета электроэнергии по высокой стороне, установка трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ не требуется.

На стороне 10 кВ для учета электроэнергии подключены следующие приборы: вольтметр (СВ-3021 с классом точности 0,2), ваттметр (СР-3021 с классом точности 0,5), варметр (СТ-3021 с классом точности 0,5), счетчики активной и реактивной энергии (Альфа-А1800 с классом точности 0,2S). Необходимо определить вторичную нагрузку трансформаторов напряжения первой и второй секций шин. Результаты сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения первой секции шин 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	14	100,8
Счетчик РЭ					

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
Итого	-	-	-	17	119,8

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 119,8 \text{ В*А.}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95УХЛ2 с классом точности 0,5.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$S_{РАСЧ} = 119,8 \text{ В*А}$	$S_{НОМ} = 200 \text{ В*А}$	$S_{НОМ} \geq S_{РАСЧ}$

Далее приведен выбор трансформатора напряжения второй секции шин 10 кВ. Результаты сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения второй секции шин 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	10	72
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	13	91

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 91 \text{ В*А.}$$

Для второй секции шин также выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95УХЛ2 с классом точности 0,5.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$S_{расч} = 91 \text{ В*А}$	$S_{ном} = 200 \text{ В*А}$	$S_{ном} \geq S_{расч}$

6.1.5 Выбор ошиновки на подстанции

В ОРУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Принимаем сечение по допустимому току [6]:

$$\text{АС-120/19; } I_{дл. доп} = 390 \text{ А (для } I_{дл. доп} = 369,5), d = 12,36 \text{ мм.}$$

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования:

- начальная критическая напряженность (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{R_0}}\right), \quad (46)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,618}}\right) = 34,29 \text{ кВ/см.}$$

- напряженность вокруг провода (кВ/см):

$$E = \frac{0,345 \cdot U_{НОМ}}{2,25 \cdot \lg\left(\frac{D_{CP}}{R_0}\right)}, \quad (47)$$

где D_{CP} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

$$E = \frac{0,345 \cdot 35}{2,25 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 250}{0,618}\right)} = 1,98 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (48)$$

$$2,12 \leq 30,86$$

Таким образом, провод АС-120/19 по условиям короны проходит.

Проверка гибкой ошиновки по условиям схлестывания:

Сила взаимодействия между фазами (Н/м):

$$f = \frac{1,5 \cdot I^{(3)^2}}{D} \cdot 10^{-7} \quad (49)$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 4093^2}{2,5} \cdot 10^{-7} = 1,005 \text{ Н/м}$$

Сила тяжести 1 м токопровода (1,2 кг) определяется (Н/м):

$$g = 9,8 \cdot 1,2 = 13,72 \text{ Н/м.}$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_3 = 0,1$

с, находим

$$t_{ЭК} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5, \quad (50)$$

где h - допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям (2,5м).

Для значения $f/g = 1,005/13,72 = 0,073$ находим $b/h = 0,02$ [6], откуда

$$b = 0,02 \cdot 2,5 = 0,05 \text{ м.}$$

Допустимое отклонение фазы (м):

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} \quad (51)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{2,5 - 0,01236 - 0,45}{2} = 1,02 \text{ м.}$$

Схлестывания не произойдет, так как $b \leq b_{\text{доп}}$.

Выбор жестких шин на стороне 10 кВ.

При токах меньше 3000 А рекомендуется применять однополосные либо двухполосные шины. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 – 10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Принимаем шину прямоугольного сечения алюминиевую. Схема расположения жестких шин приведена на рисунке 13.

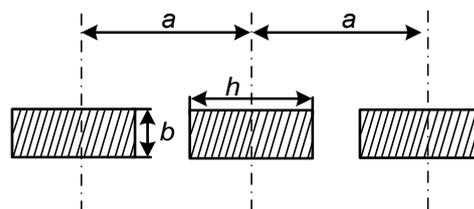


Рисунок 14 – Расположение жестких шин

100×6 ; $S = 600 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 1425 \text{ А}$ (для $I_{\text{Р.МАХ}} = 1293,26 \text{ А}$).

Проверка по термостойкости исходя из данных К2:

$$I_{\text{по}} = 6,47 \text{ кА}; i_{\text{уд}} = 10,39 \text{ кА}; B_K = 26,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{26,37 \cdot 10^3}}{90} = 1,804 \text{ мм}^2, \quad (52)$$

что меньше принятого сечения, следовательно, шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле (Н/м):

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (53)$$

где a - расстояние между фазами (м).

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{10390^2}{3,5} \cdot 10^{-7} = 5,34 \text{ Н/м}$$

Сила f создает изгибающий момент, равный (Н*м):

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (54)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами (м).

$$M = \frac{5,34 \cdot 5^2}{10} = 13,43 \text{ Н*м}.$$

Напряжение в материале шин, возникающее при воздействии изгибающего момента (МПа):

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \quad (55)$$

где w - момент сопротивления при горизонтальном расположении (см^3).

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{5 \cdot 100^2}{6} = 8333,3 \text{ м}^3. \quad (56)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{13,43}{8333,3} = 0,0016 \text{ Па.}$$

Условие проверки:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}. \quad (57)$$

Выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки, т.к. $\sigma_{доп} = 40$ МПа. Следовательно, выбор осуществлен, верно.

Таблица 20 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 1293,26 \text{ А}$	$I_{дл.доп} = 1425 \text{ А}$	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 1,804 \text{ мм}^2$	$q = 600 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 0,0016 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

6.1.6 Выбор изоляторов

К установке принимаются полимерные изоляторы, которые обладают повышенной сейсмостойкостью. Конструкция данных изоляторов не допускает хрупкого излома и падения. Защитная оболочка из кремнийорганической резины, изолятор обладает повышенной гидрофобностью и трекингстойкостью. За счет этих уникальных свойств, данные изоляторы в 3-5 раз меньше загрязняются по сравнению с фарфоровыми аналогами. Фланцы изготавливают из стали с последующей антикоррозийной обработкой (горячий цинк).

Выбираем на стороне 35 кВ опорные изоляторы марки ИОСК-20-35/190-I-УХЛ1, который заменяет фарфоровый изолятор С4-195-IV-УХЛ1, с параметрами: $H_{ИЗ} = 440$ мм, $F_{РАЗР} = 10$ кН.

Проверяется изолятор на механическую прочность на изгиб.

Поправочный коэффициент на высоту шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{ИЗОЛ}} = \frac{H_{ИЗОЛ} + b + h/2}{H_{ИЗОЛ}}, \quad (58)$$

где b - ширина шины (мм);

h - высота шины (мм).

$$K_h = \frac{440 + 5 + 100/2}{440} = 1,125.$$

Максимальная сила, действующая на изгиб [6]:

$$F_{И} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_v^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a}, \quad (59)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами (м).

a - расстояние между фазами (м).

$$F_{И} = \sqrt{3} \cdot \frac{6570^2 \cdot 5 \cdot 10^{-7}}{3,5} = 10,68 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора (Н):

$$F_{РАСЧ} = K_h \cdot F_{И}. \quad (60)$$

$$F_{РАСЧ} = 1,125 \cdot 10,68 = 12,02 \text{ Н.}$$

Таблица 21 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
------------------	-------------------	----------------

1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$F_{расч} = 12,02 \text{ Н}$	$F_{доп} = 10000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Для крепления шин на порталах воспользуемся также полимерным изолятором типа ЛК-4/35-01-IV-УХЛ1. Выбор такого типа изоляторов осуществляют только по напряжению.

Выбираются на стороне 10 кВ опорные изоляторы марки ИОСК-12,5-10/80-I-УХЛ1, который заменяет фарфоровый изолятор С4-80-II-УХЛ1, с параметрами: $H_{из} = 215 \text{ мм}$, $F_{разр} = 2 \text{ кН}$.

Проверяются изоляторы на механическую прочность на изгиб.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

Вводится поправку на высоту коробчатых шин.

$$K_h = \frac{215 + 5 + 100/2}{215} = 1,26.$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_H = \sqrt{3} \cdot \frac{10390^2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-7}}{1} = 22,44 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора (Н):

$$F_{расч} = 1,26 \cdot 22,44 = 28,27 \text{ Н}.$$

Таблица 22 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$F_{расч} = 28,27 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Из представленного выше расчета можно сделать вывод, что выбранные изоляторы удовлетворяют условиям выбора.

6.1.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН. Высокая нелинейность вольтамперной характеристики металлооксидных варисторов определяет чрезвычайно малый ток проводимости ОПН (менее 1 мА) при приложении наибольшего длительно допустимого напряжения, что позволяет ему неограниченно долго находиться под этим напряжением.

Порядок выбора

1. Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.
2. Выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах.
3. Выбор класса пропускной способности ОПН.
4. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.
5. Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.
6. Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН-У/TEL для сети с классом напряжения 35 кВ.

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН: Для повышения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$) выше наибольшего значения рабочего напряжения (фазного) сети в точке его установки ($U_{нс}$) по условию:

$$U_{нр} \geq 1,05U_{нс} \quad (61)$$

Здесь 1,05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

$$40,5 \geq 1,05 \cdot 20,2 = 21,22 \text{ кВ}$$

Выбор номинального напряжения:

Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, учитывая их амплитуды и продолжительность

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \left(\frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m, \quad (62)$$

где $U_{\text{к}}$ - амплитуда квазистационарного напряжения;

$T_{\text{к}}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения, с;

$U_{\text{экв}}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m – показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m=0,02$

$$U_{\text{экв}} = 72 \left(\frac{1200}{10} \right)^{0,02} = 79,23 \text{ кВ}$$

Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности: Способность ОПН поглощать энергию связана с номинальным разрядным током. Поглощение энергии ОПН, обусловленное воздействием переходного перенапряжения сети, зависит от характеристики ОПН «остающееся напряжение – ток» и от номинального разрядного тока.

Номинальный разрядный ток выбирают в соответствии с грозовым разрядным током через ОПН, от которого требуется защитить оборудование.

ОПН должны быть способны поглощать энергию, обусловленную кратковременными перенапряжениями в сети. Считаются опасными кратковременные перенапряжения, которые возникают вследствие:

- включения или повторного включения длинных линий;
- отключения батарей конденсаторов или кабелей силовыми выключателями, допускающими повторные зажигания дуги;
- ударов молнии в провода воздушной линии с высоким уровнем изоляции или обратных перекрытий, близких к месту установки ОПН.

При известных уровнях защиты ОПН энергия, поглощаемая ОПН, определяется следующим образом.

Включение или повторное включение линий:

$$W = 2U_{зк} (U_{п} - U_{зк}) \frac{T_B}{Z} \quad (63)$$

где W - поглощенная ОПН энергия;

$U_{зк}$ - защитный уровень ОПН при коммутационном импульсе (95,2 кВ);

$U_{п}$ - амплитуда перенапряжения (1,28 о. е.);

Z - волновое сопротивление линии (300 Ом /РУ/);

T_B - время распространения волны вдоль линии, равное длине линии, деленной на скорость распространения волны;

$$T_B = \frac{l}{v}, \quad (64)$$

$$T_B = \frac{2300}{2,6 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 8,85 \text{ мкс};$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно, расчет которых приведен в разделе «Определение длины защищено подхода к подстанции».

$$W = 2 \cdot 95,2 (42,33 - 95,2) \frac{8,85}{300} = 296,96 \text{ кВт}$$

Коммутация конденсатора или кабеля:

$$W = \frac{1}{2} C \left((3U_0)^2 - (\sqrt{2}U_n)^2 \right) \quad (65)$$

где C - емкость одной фазы батареи или кабеля;

U_0 - максимальное значение рабочего напряжения фаза - земля;

U_n - номинальное напряжение ОПН (действующее значение).

$$W = \frac{1}{2} \cdot 41,39 \cdot 10^{-12} \cdot \left((3 \cdot 40,5)^2 - (\sqrt{2} \cdot 49,5)^2 \right) = 204 \cdot 10^{-12} \text{ кВт}$$

Энергия может быть распределена между несколькими ОПН, установленными на одной и той же фазе, при этом должно быть определено соотношение в распределении энергии.

Молния:

$$W = \left[2U_{II} - NU_{зг} \left(1 + \ln \frac{2U_{II}}{U_{зг}} \right) \right] \cdot \frac{U_{зг} T_{г}}{Z} \quad (66)$$

где U_{II} - напряжение перекрытия линейной изоляции при отрицательной полярности;

$U_{зг}$ - уровень защиты ОПН при грозовом импульсе (112,8 кВ);

Z - волновое сопротивление линии; N - число линий, подключенных к ОПН;

$T_{г}$ - эквивалентная продолжительность тока грозового разряда, включая первый и последующие удары. Типичное значение $3 \cdot 10^{-4}$ с.

Если расстояния между подстанциями в распределительной сети небольшие, энергия может быть уменьшена из-за распределения тока.

По найденной энергии, поглощаемой ОПН, рассчитывается удельная энергоемкость, кДж/кВ:

$$W_{уд} = \frac{W}{U_{нр}} \quad (67)$$

$$W_{yo} = \frac{296,96}{40,5} = 7,3 \text{ кДж/кВт}$$

По ее найденному значению в соответствии с табл. 23 определяется класс пропускной способности.

Таблица 23 – Классы пропускной способности (энергоемкости) ОПН и соответствующая им удельная энергия

Класс пропускной способности	Пропускная способность, А	Удельная энергия, кДж/кВт, не менее
1	2	3
1	От 250 до 400 включительно	1,0
2	От 401 до 750 включительно	2,0
3	От 751 до 1100 включительно	3,2
4	От 1101 до 1600 включительно	4,5
5	Свыше 1601	7,1

Класс пропускной способности – 5.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности:

Под током взрывобезопасности ОПН, $I_{вз.без}$ понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность. В случае внутреннего повреждения ОПН протекающий через него аварийный ток не должен вызывать взрывного разрушения покрышки. Следовательно, ОПН должен выдерживать аварийный ток, равный или больший, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки. Исходя из вышесказанного, наибольший ток короткого замыкания сети в точке установки ОПН должен

быть меньше его тока взрывобезопасности, который указывается заводом-изготовителем.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без} \quad (68)$$

$$4,09 \leq 40, \text{кА}$$

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях:

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений. Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq \frac{U_{ки}}{(1,15-1,2)} \quad (69)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50} \quad (70)$$

где $U_{исп50}$ 50 %-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, Авн:

$$A_{вн} = \frac{(U_{дон} - U_{ост.к})}{U_{дон}} > (0,15 - 0,25) \quad (71)$$

где $U_{дон}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост.к}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях:

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

$$A_{гр} = \frac{(U_{исп} - U_{ост})}{U_{исп}} > (0,2 - 0,25) \quad (72)$$

где $U_{исп}$ – значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;
 (0,2-0,25) – координационный интервал.

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок.

По вышперечисленным условиям выбора ОПН можно сделать вывод о том, что ограничитель перенапряжений выбранной марки будет иметь безопасный и надежный режим работы [12].

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РС/TEL УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ. Выбор ОПН на 10 кВ аналогичен предыдущему.

6.1.8 Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Таблица 24 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		Р _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТМН-6300/35	16 × 2	32	0,85	27,2	16,86

Подогрев ВГБ-35	0,8 × 2	1,6	1	1,6	-
Подогрев КРУН	-	10	1	10	-

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				194,8	16,86

Расчетная мощность собственных нужд подстанции определяется (кВА):

$$S_{РАСЧ} = k_C \cdot \sqrt{P_{УСТ}^2 + Q_{УСТ}^2}, \quad (73)$$

где k_C - коэффициент спроса равный 0,8.

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{194,8^2 + 16,86^2} = 195,5 \text{ кВА.}$$

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд (кВА):

$$S_{РАСЧ.ТР} = \frac{S_{РАСЧ}}{N_{ТР} \cdot K_{ЗАП}}, \quad (74)$$

$$S_{РАСЧ.ТР} = \frac{195,5}{2 \cdot 0,7} = 139,6 \text{ кВА.}$$

Принимаются к установке два трансформатора марки ТМ-160/10.

6.2 Конструктивное исполнение РП

Как было отмечено выше, на территории реконструируемого района предусмотрена установка распределительного пункта.

При разработке схемы распределительного пункта и выбора электрооборудования на нем, придерживаются тех же методов, что и при проектировании подстанции.

Схема распределительного пункта представляет собой две секции сборных шин. Комплектация РП та же, что и РУ 10 кВ ПС «Коммунальная»: ячейки К-63 с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10-12,5/1000У2. Аналогичным способом выбираются трансформаторы тока и напряжения и устанавливаются те же приборы.

6.3 Заземление и молниезащита

6.3.1 Расчет заземления подстанции Коммунальная

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения

удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_T горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

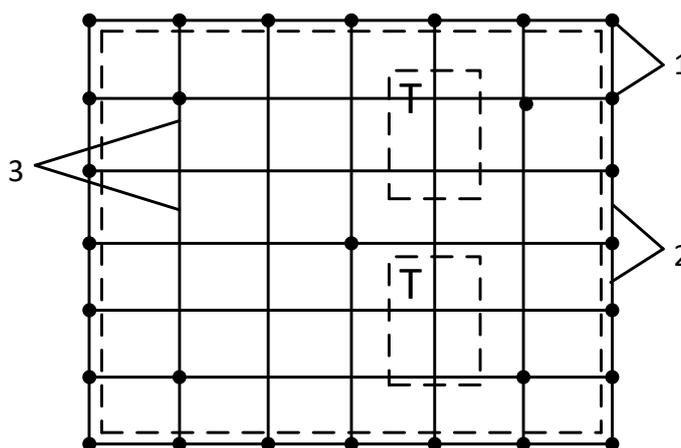


Рисунок 15 – Схема выполнения заземляющего контура подстанции.

Пунктиром показаны границы ПС.

1 – вертикальные электроды; 2 – горизонтальные полосы, соединяющие вертикальные электроды; 3 – соединительные полосы

Произведем расчет заземления подстанции «Коммунальная».

Определение площади, используемой под заземлитель (m^2). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека, находящегося за пределами подстанции, к силовому оборудованию, дополнительно выносятся сетка заземлителя на 1,5 метра:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (75)$$

где A - ширина территории подстанции (36 м);

B - длина территории подстанции (45 м).

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (76)$$

где R - радиус провода, принимается равным 6 мм².

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (77)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания (А);

$t_{P.З}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

β - коэффициент термической стойкости (для стали $\beta=21$).

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{919^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 4,48 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПР} + S_{CP}), \quad (78)$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (79)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{Т.С}. \quad (80)$$

$$F_{\phi} = 427 + 4,48 = 431,5 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (86)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{431,5}{3,14}} = 11,7 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины полос заземлителя (м):

$$L_T = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5). \quad (81)$$

где $l_{П-П}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 6 м.

$$L_T = \frac{(36 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) + \frac{(45 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36 + 2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} = 7.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8$$

Определяем длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (82)$$

$$m = \frac{624}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (83)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,97 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (84)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (85)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,83.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Место, где расположена подстанция, грунты такие: песчанно-глинистые и щербисто-древесные.

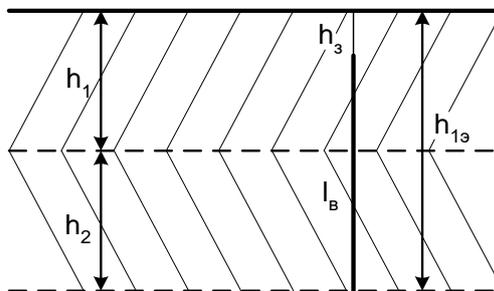


Рисунок 16 – Двухслойная модель грунта

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта:

$$R_{1s} = \rho_1 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (86)$$

где A' - коэффициент, зависящий от длины вертикальных электродов l_B к \sqrt{S} ;

l_B - длина вертикального электрода

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} = \frac{80 + 270}{2} = 175$$

$$R_{1s} = 175 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{1870}} + \frac{1}{624 + 29 \cdot 5} \right) = 1,72 \text{ Ом}$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 45)(I_M + 320)}} \quad (87)$$

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1870}}{(175 + 45)(45000 + 320)}} = 0,08$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = \alpha_{II} \cdot R_S; \quad (88)$$

$$R_{II} = 0,08 \cdot 1,72 = 0,14 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 4 Ом. Полученные значения не выше допустимых значений, допустимое значение согласно требованиям ПУЭ принимаем.

6.3.2 Определение длины защищенного подхода к ПС «Коммунальная» и расстановка ОПН

Основными аппаратами защиты электрооборудования подстанций от набегающих импульсов служат ОПН и вентильные разрядники.

Нелинейный ограничитель перенапряжения состоит из колонок металлооксидных нелинейных резисторов – варисторов на основе оксида цинка, заключенных в фарфоровую или полимерную покрывку. Количество варисторов в колонке зависит от рабочего максимального напряжения ОПН. Колонки варисторов при воздействии напряжения ведут себя как конденсаторы. В нормальном режиме ток, протекающий через варистор, носит емкостной характер и составляет десятые доли миллиампера. При возникновении перенапряжения варисторы переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание напряжения на выводах за счет большой нелинейности напряжения. когда напряжение падет, варистор

переходит в непроводящее состояние. Таким образом, внутреннее сопротивление ОПН, при прохождении через него импульсных токов, падает на несколько порядков, ток через аппарат резко возрастает и в окружающую среду отводится избыточная электромагнитная энергия, запасенная в переходном процессе. Основными преимуществами ОПН по сравнению с другими защитными аппаратами являются: глубокий уровень ограничений для всех видов волновых перенапряжений; простота конструкции, высокая надежность в эксплуатации; стабильность характеристик и устойчивость к старению; способность к рассеиванию больших энергий; непрерывное подключение к защищаемой сети; способность к грозовым перенапряжениям; малые габариты, вес и стоимость.

Также необходимо исключить прямые удары молнии в провода линии вблизи подстанции. Для этого участок линии длиной 1 – 3 км, примыкающий к подстанции (защищенный подход), во всех случаях защищается тросовым молниеотводом. Если линия выполнена на металлических или железобетонных опорах, то установка ОПН на линии не требуется. Защищенный подход выполняет еще одну важную функцию. При прохождении импульса перенапряжений по защищенному подходу, происходит удлинение фронта импульса из-за короны. Длина защищенного подхода должна быть достаточной для того, чтобы крутизна фронта импульса снизилась до значения, безопасного для оборудования подстанции.

Длина защищенного подхода рассчитывается согласно нижеприведенному алгоритму:

Определяется скорость распространения электромагнитной волны по линиям на подстанцию с учетом импульсной короны (м/с):

$$v = c \cdot \beta, \quad (89)$$

где c – скорость света ($3 \cdot 10^8$ м/с);

β – коэффициент, показывающий снижение скорости распространения относительной скорости света, т.е. коэффициент затухания электромагнитной волны.

Так как, β зависит от геометрических размеров линии, влияющих на напряженность электрического поля у провода, то данный коэффициент можно приближенно представить в виде эмпирического выражения:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{cp} \cdot E_{cp}}{U}}{\ln \frac{2 \cdot h_{cp}}{r}}}, \quad (90)$$

где h_{cp} – средняя высота подвеса провода (троса);

E_{cp} – средняя напряженность поля на границе коронного чехла: $E_{cp}^+ = 9$ кВ/см; $E_{cp}^- = 21$ кВ/см;

r – радиус провода, (см);

U – мгновенное значение напряжения движущейся волны (кВ).

Для определения длины защищенного подхода необходимо рассмотреть расстояния между ОПН и сило вым трансформатором и между ОПН и наиболее удаленным в электрическом отношении разъединителем:

$$l_{ОПН-СТ} = 10,5 \text{ м};$$

$$l_{ОПН-QS} = 18,4 \text{ м}.$$

По характеристикам защитного аппарата по справочным данным принимается значение остающегося на нем напряжения:

$$U_{ост} = 118 \text{ кВ}.$$

Далее определяются допустимые напряжения внутренней и внешней изоляции выделенных аппаратов при воздействии грозовых импульсов.

Для силового трансформатора:

$$U_{из.доп} = 210 \text{ кВ.}$$

Для разъединителя:

$$U_{из.доп} = 160 \text{ кВ.}$$

Определяется допустимая крутизна фронта волны перенапряжения (кВ/мкс):

$$a_{кр} = (U_{из.доп} - U_{ост}) \cdot \frac{v}{2 \cdot l_{ОПН-СТ(ОПН-QS)}}. \quad (91)$$

Определяется коэффициент деформации фронта волны перенапряжения вследствие импульсной короны, показывающий на сколько микросекунд удлиняется фронт волны при пробеге одного километра линии:

$$\eta^{(-)} = 3,33 \cdot \left[\sqrt{1 + 0,6 \cdot \left(\frac{U_{50\%}}{U_{кор}} - 1 \right)^{2/3}} - 1 \right], \quad (92)$$

где $U_{кор}$ – напряжение начала коронирования проводов линии;

$U_{50\%}$ - 50%-ое импульсное напряжение линейной изоляции гирлянды изоляторов.

Напряжение возникновения короны можно определить:

$$U_{кор} = E_n \cdot r \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp}}{r}, \quad (93)$$

где E_n – начальная напряженность коронного разряда;

r – радиус провода;

h_{cp} – средняя высота подвеса троса.

Начальная напряженность коронного разряда может быть определена как (кВ/см):

$$E_n = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r)^{0,38}} \right), \quad (94)$$

где m – коэффициент гладкости провода;

δ – относительная плотность воздуха (принимается равной 1 для нормальных условий).

Определяется минимальная длина защищенного подхода (км):

$$l_{\text{защ}} = \frac{\Delta\tau_{\text{кр}}}{\eta^{(-)}}, \quad (95)$$

где $\Delta\tau_{\text{кр}}$ – увеличение длительности фронта волны при пробеге по защищенному подходу, при котором будет обеспечиваться допустимая крутизна фронта волны:

$$\Delta\tau_{\text{кр}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{кр}}}. \quad (96)$$

Определение защищенного подхода к подстанции «Коммунальная»:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 15 \cdot 9 \cdot 10^2}{37}}{\ln \frac{2 \cdot 15}{0,0048}}} = 0,89;$$

$$v = 0,89 \cdot 3 \cdot 10^8 = 2,6 \cdot 10^8 \text{ м/с};$$

$$a_{\text{крСТ}} = (210 - 118) \cdot \frac{2,6 \cdot 10^8}{2 \cdot 10,5} \cdot 10^{-6} = 1139 \text{ кВ/мкс};$$

$$a_{\text{крQS}} = (160 - 118) \cdot \frac{2,6 \cdot 10^8}{2 \cdot 18,4} \cdot 10^{-6} = 296,7 \text{ кВ/мкс};$$

$$E_n = 24,5 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(1 \cdot 0,48)^{0,38}} \right) = 40,99 \text{ кВ/см};$$

$$U_{\text{кор}} = 40,99 \cdot 0,0048 \cdot \ln \frac{2 \cdot 15}{0,0048} = 171,9 \text{ кВ};$$

$$\eta^{(-)} = 3,33 \cdot \left[\sqrt{1 + 0,6 \cdot \left(\frac{620}{171,9} - 1 \right)^{2/3}} - 1 \right] = 1,5;$$

$$\Delta \tau_{крСТ} = \frac{620}{1139} = 0,54;$$

$$\Delta \tau_{крQS} = \frac{620}{296,7} = 2,09.$$

$$l_{защСТ} = \frac{0,54}{1,5} = 0,36 \text{ км};$$

$$l_{защQS} = \frac{2,09}{1,5} = 1,4 \text{ км}.$$

Таким образом длина защищенного подхода принимается равной 1,4 км. Это значение входит в регламентированные пределы по ПУЭ (1-2 км)

6.3.3 Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода,

обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше. Элементы токопроводов и аппаратов защищаются молниеотводами с зоной типа А, поэтому расчет, приведенный ниже, ведется для зоны А.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Для защиты подстанции «Коммунальная» от прямых ударов молнии на территории устанавливаются 4 отдельно стоящих молниеотвода высотой 15 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода (м) [12]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (97)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (98)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_{эф1} = h_{эф2} = h_{эф3} = h_{эф4} = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = r_{03} = r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,05 \text{ м}.$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта (м):

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (99)$$

где h_i - высота защищаемого объекта (шинный портал 7 м).

$$r_{i1} = r_{i2} = r_{i3} = r_{i4} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{7}{12,75}\right) = 7,2 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{Ci} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CG} - h_i}{h_i}\right), \quad (100)$$

где h_{CG}, r_{C0} - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты. Определяются по формулам:

$$h_{CG} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h). \quad (101)$$

Для расстояния между молниеотводами, лежащем в пределах $2h < L_{M-M} \leq 4h$, половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами определяется равенством:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{M-M} - 2 \cdot h)}{h}\right), \quad (102)$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 2, а также 3 и 4, расстояние между которыми одинаково и равно 36 м.

$$h_{CG} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (36 - 15) = 9,08 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (36 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 14,7 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 14,7 \cdot \left(\frac{9,08 - 7}{9,08} \right) = 3,37 \text{ м.}$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 3, а также между 2 и 4, расстояние между которыми одинаково равно 45 м.

$$h_{CT} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (45 - 15) = 7,5 \text{ м;}$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (45 - 2 \cdot 15)}{15} \right) = 12,8 \text{ м;}$$

$$r_{ci} = 12,8 \cdot \left(\frac{7,5 - 7}{7,5} \right) = 0,8 \text{ м.}$$

Т.о. была рассчитана зона молниезащиты на уровне земли и на уровне защищаемого объекта.

7 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

7.1 Релейная защита силового трансформатора

7.1.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от неповреждённой части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ , вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило, соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением реле тока, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса. Используем реле типа ДЗТ-11.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учётом влияния на ток, протекающий в реле регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2.

Защита действует на отключение повреждённого трансформатора.
 Расчет выполняется в порядке, показанном ниже.

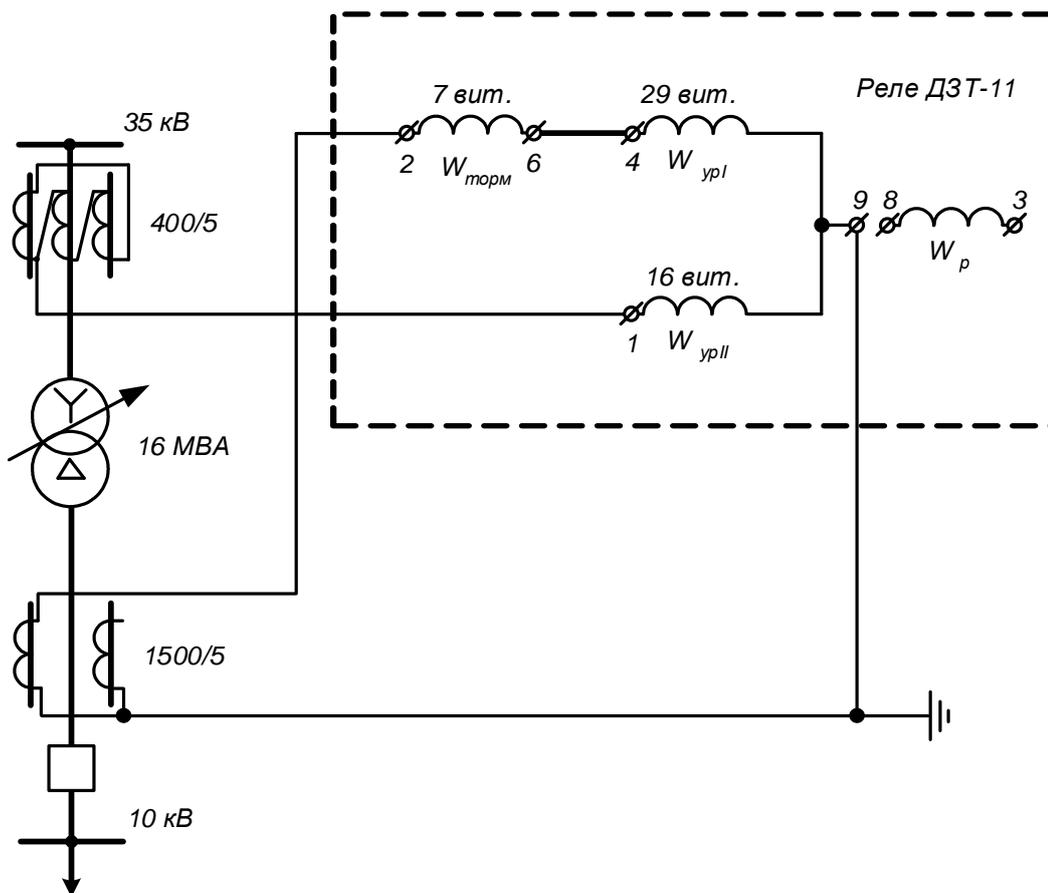


Рисунок 17 – Отводы первичных обмоток промежуточного
 быстронасыщающегося трансформатора реле ДЗТ-11

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора (А):

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}} \quad (103)$$

где $S_{T.HOM}$ - номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_{HOM} - номинальное напряжение соответствующей обмотки (кВ).

$$I_{T.HOM.BH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,9 \text{ А.}$$

$$I_{T.HOM.HH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,8 \text{ А.}$$

Вторичные токи текущие в плечах дифференциальной защиты определяется по формуле:

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{Т.НОМ}}{n_{Ti}}, \quad (104)$$

где $k_{СХ}$ - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (при соединении обмоток в звезду $k_{СХ} = 1$; при соединении обмоток в треугольник $k_{СХ} = \sqrt{3}$;

n_{Ti} - коэффициент трансформации ТТ (400/5 = 80 – ВН, 1500/5 = 300 – НН).

$$I_{ВТОР.ВН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 263,9}{80} = 5,71 \text{ А};$$

$$I_{ВТОР.НН} = \frac{1 \cdot 923,8}{300} = 3,08 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Ток срабатывания защиты выбирается только по условию отстройки от броска апериодического тока намагничивания.

Ток срабатывания защиты на неосновной стороне (стороне ВН) производится по формуле (А):

$$I_{С.З.НЕОСН.} = k_H \cdot I_{Т.НОМ.МАКС.}, \quad (105)$$

где $I_{Т.НОМ.МАКС.}$ - максимальный ток силового трансформатора;

k_H - коэффициент надежности (1,1-1,5).

Максимальный ток силового трансформатора определяется по формуле (А):

$$I_{T.HOM.MAKC.} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.BH} \cdot (1 - \Delta U_{*PPII})}, \quad (106)$$

где $\Delta U_{*PPII} = \Delta U_{PPII} \% / 100$ - половина суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора.

$$I_{T.HOM.MAKC.} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1 - 0,09)} = 274,36 \text{ А.}$$

$$I_{C.3.HEOCH.} = 1,5 \cdot 274,36 = 411,54 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле на неосновной стороне:

$$I_{C.P.HEOCH.} = \frac{k_{CX.HEOCH.} \cdot I_{C.3.HEOCH.}}{n_{T.HEOCH.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 411,54}{120} = 5,94 \text{ А.}$$

Число витков обмотки быстронасыщающегося трансформатора на неосновной стороне:

$$w_{HEOCH.PACCH.} = \frac{F_{C.P.}}{I_{C.P.HEOCH.}}, \quad (107)$$

где $F_{C.P.}$ - намагничивающая сила срабатывания реле, принимается равной 100

А*витков;

$I_{C.P.HEOCH.}$ - ток срабатывания реле на неосновной стороне.

$$w_{HEOCH.PACCH.} = \frac{100}{5,94} = 16,84.$$

К установке принимаем ближайшее к $w_{HEOCH.PACCH.}$ меньшее целое число витков, которое можно выставить на переключающих колодках обмоток реле

$$w_{HEOCH.YCT.} = 16.$$

Далее пересчитывается ток срабатывания реле на неосновной стороне (А):

$$I_{C.P.НЕОСН.} = \frac{F_{C.P.}}{w_{НЕОСН.УСТ.}} = \frac{100}{16} = 6,25 \text{ А.}$$

Также пересчитывается ток срабатывания защиты на неосновной стороне (А):

$$I_{C.З.НЕОСН.} = \frac{I_{C.P.НЕОСН.} \cdot w_{НЕОСН.УСТ.}}{k_{СХ.НЕОСН.}} = \frac{6,25 \cdot 16}{\sqrt{3}} = 57,74 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты на основной стороне (сторона НН) определяется по формуле (А):

$$I_{C.З.ОСН.} = \frac{I_{C.З.НЕОСН.} \cdot U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{ср.НН}}, \quad (108)$$

$$I_{C.З.ОСН.} = \frac{57,74 \cdot 37 \cdot (1 - 0,09)}{11} = 176,7 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального тока небаланса:

$$I_{C.З} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad (109)$$

где k_H - коэффициент надежности (1,3);

$I_{НБ.МАКС}$ - максимальный ток небаланса, определяется по формуле:

$$I_{НБ.МАКС} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} + I_{НБ}^{IV}, \quad (110)$$

где $I_{НБ}^I$ - первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока;

$I_{НБ}^{II}$ - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН;

$I_{НБ}^{III}$ - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты;

$I_{НБ}^{IV}$ - четвертая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора установленным.

Первая составляющая тока небаланса:

$$I_{НБ}^I = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.максВН}^{(3)}, \quad (111)$$

где k_a - коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической составляющей;

$k_{одн}$ - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

ε - погрешность трансформаторов тока, принимается равной 0,1;

$I_{к.максВН}^{(3)}$ - периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания.

Вычисление максимально возможного тока КЗ $I_{к.максВН}^{(3)}$ следует производить при наименьшем сопротивлении питающей системы в максимальном ее режиме и сопротивлении $x_{тр.мин}$, вычисленном [10]:

$$x_{тр.мин} = \frac{u_{к}^{\%} \cdot (U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН}))^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}, \quad (112)$$

где $\Delta U_{*РПН} = \Delta U_{РПН} \% / 100$ - половина суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора.

$$x_{тр.мин} = \frac{7,5 \cdot (37 \cdot (1 - 0,09))^2}{100 \cdot 16} = 5,3 \text{ Ом.}$$

В целях упрощения практических расчетов определение $I_{к.макс}^{(3)}$ для выбора уставок релейной защиты понижающих трансформаторов с РПН можно производить по выражению 0. Расчет по приведенной ниже формуле дает небольшое увеличение значения $I_{к.макс}^{(3)}$, что создает расчетный запас:

$$I_{к.максВН}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{тр.мин})}, \quad (113)$$

где $U_{ном}$ - номинальное междуфазное напряжение сети;

x_c - сопротивление системы в именованных единицах [10]:

$$x_c = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_c}, \quad (114)$$

где I_c - известный ток то эквивалентруемой части системы при КЗ(8,2 кА).

$$x_c = \frac{37000}{\sqrt{3} \cdot 8200} = 2,6 \text{ Ом.}$$

$$I_{к.максВН}^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot (2,6 + 5,3)} = 2557,9 \text{ А.}$$

Таким образом, первая составляющая тока небаланса:

$$I_{НБ}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2557,9 = 255,8 \text{ А.}$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} \cdot k_{ток.\alpha} \right) \cdot I_{к.макс}^{(3)}, \quad (115)$$

где $\Delta N_{\alpha} \%$ - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.\alpha}$ - коэффициент токораспределения (1).

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{9}{100} * 1 \right) \cdot 2557,9 = 230,2 \text{ А.}$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

Число витков обмотки быстронасыщающегося трансформатора на основной стороне:

$$w_{OCH.PACЧ.} = w_{HEOCH.YCT.} \cdot \frac{I_{BTOP.BH}}{I_{BTOP.HH}}, \quad (116)$$

$$w_{OCH.PACЧ.} = 16 \cdot \frac{5,71}{3,08} = 29,7.$$

К установке предварительно принимаем ближайшее к $w_{OCH.PACЧ.}$ меньшее целое число витков, которое можно выставить на переключающих колодках обмоток реле $w_{OCH.YCT.} = 29$.

Уточняется значение тока небаланса с учетом четвертой составляющей.

Четвертая составляющая тока небаланса (А):

$$I_{HB}^{IV} = \frac{|w_{OCH.PACЧ.} - w_{OCH.YCT.}|}{w_{OCH.PACЧ.}} \cdot I_{к.макс}^{(3)}, \quad (117)$$

$$I_{HB}^{IV} = \frac{|29,7 - 29|}{29,7} \cdot 2557,9 = 60,3 \text{ А.}$$

Тогда максимальный ток небаланса будет равен:

$$I_{HB.МАКС} = 255,8 + 230,2 + 60,3 = 546,3 \text{ А.}$$

При выполнении дифференциальной защиты понижающих трансформаторов с реле, имеющими одну тормозную обмотку, при одностороннем питании трансформатора имеется возможность исключить влияние тормозной обмотки при КЗ в зоне действия защиты. Для этого на двухобмоточных трансформаторах тормозная обмотка должна включаться в плечо дифференциальной защиты противоположное источнику питания.

Для обеспечения несрабатывания реле при внешних КЗ на тормозной обмотке реле должно быть включено число витков:

$$w_{ТОРМ.РАСЧ.} = \frac{k_H \cdot I_{HB.МАКС} \cdot w_{OCH.PACЧ.}}{I_{КЗ.МАКС.НН} \cdot \operatorname{tg} \alpha}, \quad (118)$$

где $I_{КЗ.МАКС.НН}$ - периодическая слагающая тока при расчетном внешнем трехфазном КЗ на той стороне трансформатора, где включена тормозная обмотка:

$$I_{КЗ.МАКС.НН} = I_{КЗ.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{срВН} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}} = 2557,9 \cdot \frac{37 \cdot (1 - 0,09)}{11} = 7829,5 \text{ А};$$

$tg\alpha$ - тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания реле, соответствующих минимальному торможению. Для ДЗТ-11 принимается равным 0,8 [11];

$I_{НБ.МАКС} = 546,3 \cdot (33,67 / 11) = 1672,2 \text{ А}$ - ток небаланса, приведенный к стороне НН с помощью наименьшего значения коэффициента трансформации, соответствующего крайнему «отрицательному» положению регулятора РПН.

$$w_{ТОРМ.РАСЧ.} = \frac{1,5 \cdot 1672,2 \cdot 19,8}{7829,5 \cdot 0,8} = 7,93.$$

Принимается ближайшее целое число витков тормозной обмотки ($w_{ТОРМ.УСТ.} = 7$); числа витков на тормозной обмотке реле ДЗТ-11 могут быть установлены следующие: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24 [11].

Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{р.мин}}{I_{с.р.}}, \quad (119)$$

где $I_{р.мин}$ - ток в первичной обмотке НТТ реле ДЗТ, который в целях упрощения расчета определяется в предположении, что весь ток повреждения проходит только по одной стороне трансформатора; $I_{с.р.}$ - ток срабатывания реле, соответствующий числу витков первичной обмотки НТТ реле ДЗТ, используемых на той стороне, где проходит $I_{р.мин}$.

$$I_{p.мин} = \frac{1,5 \cdot I_{к.мин.ВН}^{(3)}}{n_m}, \quad (120)$$

где $I_{к.мин.ВН}^{(3)}$ - минимальный ток КЗ, вычисленный при наибольшем сопротивлении трансформатора $x_{тр.макс}$:

$$x_{тр.макс} = \frac{u_{к}^{\%} \cdot (U_{ср.ВН} \cdot (1 + \Delta U_{*РПН}))^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}. \quad (121)$$

$$I_{к.мин.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ср.ВН} \cdot (1 + \Delta U_{*РПН})}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{тр.макс})}. \quad (122)$$

$$x_{тр.макс} = \frac{7,5 \cdot (37 \cdot (1 + 0,09))^2}{100 \cdot 16} = 7,6 \text{ Ом};$$

$$I_{к.мин.ВН}^{(3)} = \frac{37 \cdot (1 + 0,09) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (2,6 + 7,6)} = 2282,8 \text{ А};$$

$$I_{p.мин} = \frac{1,5 \cdot 2282,8}{120} = 28,54 \text{ А}.$$

При прохождении тока КЗ по стороне ВН:

$$I_{с.р.} = \frac{F_{с.р.}}{w_{ур.л}} = \frac{100}{16} = 6,25;$$

$$K_{ч} = \frac{28,54}{6,25} = 4,57 \geq 2.$$

7.1.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Селективность действия максимальных токовых защит достигается с помощью выдержки времени.

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в тоже время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском

электродвигателей, а также нарушением нормального режима электрической сети.

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции [11]

Ток срабатывания защиты определяем по формуле (А):

$$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{T.HOM.}, \quad (123)$$

где K_H - коэффициент надежности (1.2÷1.3);

K_{CAM} - коэффициент самозапуска (1.5÷2);

K_B - коэффициент возврата для принятого типа реле (0,8).

Выбор времени МТЗ определяется по формуле (с):

$$t_{зашц} = t_L + \Delta t, \quad (124)$$

где t_L - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование;

Δt - ступень селективности (0,35-0,4 с).

Для оценки чувствительности защиты определяем коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MIN}}{I_{C.3.}}, \quad (125)$$

где $I_{K3.MIN}$ - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

Рассчитаем максимальную токовую защиту на стороне 35 кВ.

$$I_{C.3.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 263,9 = 643,3 \text{ A.}$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 643,3}{80} = 13,9 \text{ A.}$$

$$K_q = \frac{3542}{643,3} = 5,5 \geq 1,5.$$

$$t_{C.3.} = 0 + 0,4 = 0,4 \text{ с.}$$

Выбираем на стороне 35 кВ реле тока РТ-40/50.

7.1.3 Защита трансформатора от перегрузок

Защита от перегрузки трансформатора – на трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме релейной защиты предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока /0/.

Защита от перегрузок устанавливается со стороны питания с одним токовым реле, включенным на ток любой фазы.

Ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.3.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.HOM}, \quad (126)$$

где K_H - коэффициент надежности (1,05).

Вторичный ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.P.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.3.}}{n_T}, \quad (127)$$

Произведем расчет защиты от перегрузок.

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 263,9 = 346,4 \text{ А.}$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 346,4}{80} = 7,49$$

По найденному току срабатывания реле выбираем реле типа РТ-40/10. время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.} = 9$ с и выбираем реле времени типа РВМ-12 с диапазоном уставок 0,5-9 с.

7.1.4 Газовая защита трансформатора

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Устанавливаем на трансформатор реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с ним защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых — нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

7.1 Релейная защита линии 10 кВ

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимально токовой), либо двухступенчатой (на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты).

Одноступенчатая защита на основе максимальной токовой с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 10/0,4 кВ, а также в тех случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рассматриваемой защиты с защитами электроприемников. Защита выполняется с использованием двух реле тока типа РТ-40.

Двухступенчатая токовая защита применяется для защиты линий, питающих ТП 10/0,4 кВ. Токовая отсечка (первая ступень) выполняется с использованием двух реле тока, промежуточного и указательного реле. Указательное реле отсечки обычно включают в цепь контакта выходного промежуточного реле. Максимальная токовая (вторая ступень) защита выполняется с использованием двух реле тока, реле времени и указательного реле.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защищаемой линии.

7.1.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Селективность действия токовой отсечки обеспечивается тем, что ее ток

срабатывания принимается больше максимального тока короткого замыкания, проходящего через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при коротком замыкании увеличивается по мере приближения места короткого замыкания.

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (128)$$

где $I_{п0}$ – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции, А;

$k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий влияние аperiodической составляющей;

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6.$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 5819 = 6109,95 \text{ А}$$

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому $I_{с.з.}^{ТО}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (129)$$

где $I_{бр.нам}$ – броски тока намагничивания:

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (130)$$

$k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$

$$I_{бр.нам} = 3 \cdot \frac{15546}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2692,6 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности ТО при максимальном двухфазном токе КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч\text{ТО}}^{(2)} = \frac{I_{к\text{max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}} \geq 2 \quad (131)$$

$$k_{ч\text{ТО}}^{(2)} = \frac{5602}{6793,5} = 0,82$$

График принципа действия токовой отсечки при трехфазном КЗ для радиальной линии с односторонним питанием приведен на Рисунке 18.

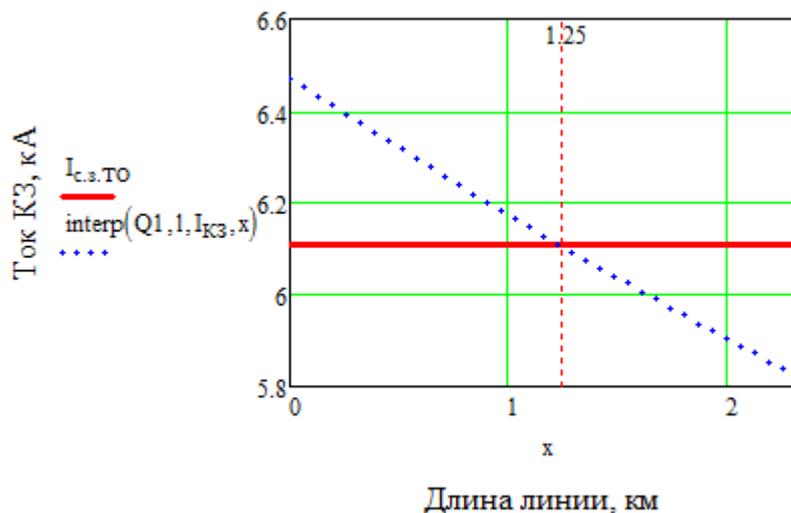


Рисунок 18 - График принципа действия токовой отсечки при трехфазном КЗ для линии с односторонним питанием.

Из графика видно, что зона действия токовой отсечки больше 20 % (54 %). Но, поскольку коэффициент чувствительности меньше 2, то необходимо установить МТЗ. [11]

7.1.2 Максимальная токовая защита линии

Максимальные токовые защиты (МТЗ) со ступенчатой выдержкой времени применяются на одиночных линиях в радиальных сетях в качестве основных защит для сетей напряжением 2-10 кВ /0/.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{C.3.} = (3 \div 4) \cdot I_{ном}, \quad (132)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток защищаемого объекта. Для кабельных линий электропередача за $I_{ном}$ принимается длительно допустимый ток кабеля.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.}}{n_{ТА}} \cdot k_{сх}, \quad (133)$$

Чувствительность защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{C.3.}}, \quad (134)$$

где $I_{к.мин}$ - ток двухфазного короткого замыкания в конце зоны действия защиты в минимальном режиме работы электрической сети.

$$I_{C.3.} = 3 \cdot 134 = 402 \text{ А};$$

$$I_{C.P.} = \frac{402}{300} \cdot \sqrt{3} = 2,32 \text{ А};$$

$$k_{ч} = \frac{5039,4}{402} = 12,5 \geq 1,5.$$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

На линиях 10 кВ принимается к установке реле тока РТ-40/10.

7.1.3 Защита от замыканий на землю

ОЗЗ предназначена для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а также для защиты генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках. Данная защита позволяет расширить функциональные возможности и повышение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю.

Принцип действия состоит в измерении тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли, этот ток усредняют, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с предельно допустимым значением и, по достижении им предельно допустимого значения формируют сигнал на отключение защищаемой сети, дополнительно выбирают фазу с наибольшим по абсолютному значению напряжением относительно земли и в ней измеряют ток утечки. На текущем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, указанные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям определяют место повреждения изоляции. Кроме того, измеряют фазные напряжения и по их отношению к соответствующему току утечки определяют общее сопротивление защищаемой сети относительно земли, что позволяет выявлять дефекты в изоляции на ранней стадии развития.

Ток срабатывания защиты на примере:

$$I_{\text{с.з.}}^{033} = k_{\text{отс}} \cdot I_c, \quad (135)$$

Где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки (1,1)

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кз}\Sigma}}{10} \right) \quad (136)$$

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 2326}{10} \right) = 2907,5 \text{ А} \quad (137)$$

$$I_{\text{с.з.}}^{033} = 1,1 \cdot 2907,5 = 3198,3 \text{ А}$$

7.2 Автоматический ввод резерва

Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей,

обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;

действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

не допускать включения резервного источника на КЗ;

исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

7.3 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов одотрансформаторных ГПП.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного

действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

7.4 Автоматическая частотная разгрузка

Устройства автоматической частотной разгрузки предусматриваются на подстанциях и РП промышленных предприятий для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности, сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии.

Министерством энергетики и электрификации установлены три категории частотной разгрузки:

АЧР1 – быстродействующая, с временем действия 0,25 – 0,3 с, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте

срабатывания и предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц).

АЧР2 – с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка на частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР1 или на 0,5 Гц больше.

Третья категория – дополнительная, действующая при возникновении глубинного местного дефицита активной мощности, например при отделении от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной энергостанцией небольшой мощности, и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

В ряде случаев используется совмещение различных категорий АЧР, когда АЧР1 и АЧР2 действуют на отключение одних и тех же потребителей.

8 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЧАСТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

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

Целью данного дипломного проекта является расчет эффективности инвестиций в электрическую сеть, включающую в себя сеть 0,4 и 10 кВ.

8.1 Расчет капитальных вложений

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

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ} + K_{ТП} + K_{РП}, \quad (138)$$

где $K_{КЛ}$ – капиталовложения на сооружение КЛ, тыс. руб.;

$K_{ТП}$, $K_{РП}$ – капиталовложения на сооружение ТП и РП, тыс. руб.

8.1.1 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются по формуле:

$$K_{КЛ10} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цеп}, \text{ тыс. руб.}, \quad (139)$$

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

L – длина трассы, км;

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

$n_{цеп}$ – количество цепей в линии.

Расчет показан на примере участка линии 10 кВ ПС – ТП 106:

$$K_{\text{КЛ}} = 455,4 \cdot 0,192 \cdot 1,2 \cdot 2 = 209,85 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты капиталовложений на остальные участки линий сети 10 кВ приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Маршрут	Марка	Удельная стоимость, тыс. руб	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб
1	2	3	4	5
ПС-ТП106	ААБл (3×70)	455,4	0,192	209,85
ТП106-ТП24	ААБл (3×70)	455,4	0,301	328,98
ТП24-ТП75	ААБл (3×70)	455,4	0,137	149,74
ТП75-ТП254	ААБл (3×70)	455,4	0,365	398,93
ТП254-ТП255	ААБл (3×70)	455,4	0,091	99,46
ТП255-ТП8	ААБл (3×70)	455,4	0,365	398,93
ТП8-ТП40	ААБл (3×70)	455,4	0,383	418,60
ТП40-ТП25	ААБл (3×70)	455,4	0,109	119,13
ПС-ТП54	ААБл (3×50)	315	0,31	234,36
ТП54-ТП264	ААБл (3×50)	315	0,365	275,94
ТП264-ТП236	ААБл (3×50)	315	0,1	75,6
ТП236-ТП240	ААБл (3×50)	315	0,091	68,79
ТП240-ТП50	ААБл (3×50)	315	0,192	145,15
ТП50-ТП101	ААБл (3×50)	315	0,347	262,33
ПС-ТП104	ААБл (3×50)	315	0,657	496,69
ТП104-ТП103	ААБл (3×50)	315	0,1	75,6
РП(ТП285)-ТП103	ААБл (3×50)	315	0,255	192,78
РП(ТП285)-ТП91	ААБл (3×50)	315	0,758	573,05
ТП91-ТП63	ААБл (3×50)	315	0,319	241,16
ТП63-ТП95	ААБл (3×50)	315	0,118	89,20
ТП95-ТП22	ААБл (3×50)	315	0,119	89,96
ТП22-ТП66	ААБл (3×50)	315	0,502	379,51
ТП66-ТП9	ААБл (3×50)	315	0,374	282,74
ТП9-ТП105	ААБл (3×50)	315	0,356	269,14
РП(ТП285)-ТП105	ААБл (3×50)	315	0,537	405,97

РП(ТП285)-ТП303	ААБл (3×50)	315	0,41	309,96
Продолжение таблицы 25				
1	2	3	4	5
ТП303-ТП128	ААБл (3×50)	315	0,337	254,77
ТП128-ТП12	ААБл (3×50)	315	0,182	137,59
ТП12-ТП29	ААБл (3×50)	315	0,283	213,95
ТП29-ТП44	ААБл (3×50)	315	0,228	172,37
ТП44-ТП65	ААБл (3×50)	315	0,21	158,76
РП(ТП285)-ТП65	ААБл (3×50)	315	0,356	269,14
РП(ТП285)-ТП258	ААБл (3×50)	315	0,328	247,97
ТП258-ТП265	ААБл (3×50)	315	0,228	172,37
ТП265-ТП131	ААБл (3×50)	315	0,52	393,12
ТП131-ТП45	ААБл (3×50)	315	0,492	371,95
РП(ТП285)-ТП45	ААБл (3×50)	315	0,347	262,33
Итого				9245,89

8.1.2 Капиталовложения на сооружение ТП

Капиталовложения в двухтрансформаторные ТП рассчитываются по выражению:

$$K_{КТП} = K_{КТП} \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв}, \text{ тыс. руб.}, \quad (140)$$

где $K_{КТП}$ – стоимость ТП с учётом строительно-монтажных [23];

S – площадь отводимая под ТП, м² [23];

$k_{осв}$ – стоимость земли (принимается $k_{осв} = 216 \text{ руб/м}^2$) [23].

Расчет капиталовложения в двухтрансформаторную ТП8:

$$K_{КТП8} = 154,7 \cdot 2 \cdot 1,2 + 17,6 \cdot 0,216 = 375,08 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных ТП приведены в таблице 26

Таблица 26– Капиталовложения на сооружение ТП

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	Стоимость трансформатора, тыс. руб	Площадь, отводимая под ТП, м2	Капиталовложения на сооружения ТП, тыс. руб
1	2	3	4	5
8	160	154,7	17,6	375,08
9	100	121,8	17,6	296,12
12	630	379	17,6	913,40
22	1000	550,6	17,6	1325,24
24	100	121,8	17,6	296,12
25	1000	550,6	17,6	1325,24
29	630	379	17,6	913,40
40	1000	550,6	17,6	1325,24
44	100	121,8	17,6	296,12
45	63	94,5	17,6	230,60
50	400	268	17,6	647,00
54	630	379	17,6	913,40
63	630	379	17,6	913,40
65	1000	550,6	17,6	1325,24
66	250	187,2	17,6	453,08
75	100	121,8	17,6	296,12
91	250	187,2	17,6	453,08
95	250	187,2	17,6	453,08
101	160	154,7	17,6	375,08
103	630	379	17,6	913,40
104	630	379	17,6	913,40
105	1000	550,6	17,6	1325,24
106	160	154,7	17,6	375,08
128	250	187,2	17,6	453,08
131	63	94,5	17,6	230,60
236	250	187,2	17,6	453,08

240	160	154,7	17,6	375,08
Продолжение таблицы 26				
1	2	3	4	5
254	250	187,2	17,6	453,08
255	400	268	17,6	647,00
258	250	187,2	17,6	453,08
264	630	379	17,6	913,40
265	630	379	17,6	913,40
285	1000	550,6	17,6	1325,24
303	630	379	17,6	913,40
Итого				23783,65

8.1.3 Капиталовложения на сооружение РП

Капитальные затраты на РП определяются по формуле:

$$K_{РП} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{ввк}, \quad (141)$$

где $n_{ввк}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$ - цена одного выключателя (на 10 кВ – 190 тыс. руб.);

$$K_{РП} = 190 \cdot 17 = 3230 \text{ тыс.руб,}$$

8.4 Капиталовложения на сооружение СЭС

Суммарные капиталовложения в СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma КЛ10} + K_{\Sigma РП} + K_{\Sigma ПП}, \quad (142)$$

$$K_{\Sigma} = 9245,89 + 3230 + 23783,65 = 36259,54 \text{ тыс. руб.}$$

8.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

8.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

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

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

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (143)$$

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

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (144)$$

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

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

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{экс}}, \quad (145)$$

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

Капиталовложения в КЛ: $K_{\text{КЛ}\Sigma} = 9245,89$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{амКЛ}} = 9245,89 \cdot 0,04 = 369,84 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{эксКЛ}} = 9245,89 \cdot 0,004 = 36,98 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в ТП: $K_{\text{ТП}\Sigma} = 23783,65$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{ТП}} = 23783,65 \cdot 0,05 = 1189,18 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{ТП}} = 23783,65 \cdot 0,037 = 879,99 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в РП: $K_{\text{РП}\Sigma} = 3230$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{РП}} = 3230 \cdot 0,04 = 129,2 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{РП}} = 3230 \cdot 0,037 = 119,51 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амКЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{ТП}} + I_{\text{ам}}^{\text{РП}}, \quad (146)$$

$$I_{\text{ам}} = 369,84 + 1189,18 + 129,2 = 1688,22 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксКЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{ТП}} + I_{\text{экс}}^{\text{РП}}, \quad (147)$$

$$I_{\text{экс}} = 36,98 + 879,99 + 119,51 = 1036,48 \text{ тыс. руб.}$$

8.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери

Энергия, теряемая на участке КЛ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (148)$$

где τ - время потерь, час;

ΔP - потери мощности в КЛ, определены в основной части дипломного проекта.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (149)$$

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

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

Потери энергии в КЛ составляют:

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{10}} = 58,18 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau. \quad (150)$$

где ΔP_{xx} - потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ - потери в меди трансформатора, кВт;

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Расчет потерь энергии показан на примере ТП1:

$$\Delta W_{\text{тр.ТП1}} = 2 \cdot (2,1 \cdot 8760 + 0,75^2 \cdot 16,5 \cdot 1098) = 63967,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой ТП приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Потери энергии за год в двух трансформаторах

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta W_{\text{тр}}$, кВт·ч./год
----------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	-------------------------------------

1	2	3	4	5
8	160	1,97	0,46	5379,28
9	100	1,97	0,31	4065,28
12	630	7,6	1,42	14524,96
22	1000	12,2	2,1	23711,59

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5
24	100	1,97	0,31	4241,54
25	1000	12,2	2,1	25729,89
29	630	7,6	1,42	16411,33
40	1000	12,2	2,1	28533,01
44	100	1,97	0,31	3899,84
45	63	1,28	0,22	2399,89
50	400	5,5	0,92	11827,35
54	630	7,6	1,42	15245,80
63	630	7,6	1,42	16644,93
65	1000	12,2	2,1	23058,03
66	250	3,7	1,05	11422,21
75	100	1,97	0,31	4205,42
91	250	3,7	1,05	11544,07
95	250	3,7	1,05	11669,17
101	160	1,97	0,46	5278,72
103	630	7,6	1,42	16073,43
104	630	7,6	1,42	16527,29
105	1000	12,2	2,1	27183,01
106	160	1,97	0,46	4971,63
128	250	3,7	1,05	11996,14
131	63	1,28	0,22	2467,34
236	250	3,7	1,05	11797,52
240	160	1,97	0,46	5379,28
254	250	3,7	1,05	11669,17
255	400	5,5	0,92	11365,46
258	250	3,7	1,05	11862,91
264	630	7,6	1,42	18049,07
265	630	7,6	1,42	18186,73
285	1000	12,2	2,1	25147,31
303	630	7,6	1,42	18049,07

Суммарные потери энергии за год во всех ТП составляют 450517,70 кВт·ч/год.

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{КЛС}} + \Delta W_{\text{трСТП}}, \quad (151)$$

$$\Delta W = 58,18 + 450517,7 = 450575,88 \text{ кВт·ч/год.}$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_{\text{д}} \cdot \Delta W, \quad (152)$$

где $T_{\text{д}}$ - тариф на потери в электрических сетях равен 1,712 руб./кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 450575,88 = 771,39 \text{ тыс. руб.}$$

8.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала

Расчет численности производственного персонала.

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические, работники и административно-управленческий персонал.

Численность рабочих по обслуживанию кабельных линий 10 кВ:

$$N_1 = L \cdot n_1, \quad (153)$$

где n_1 – норматив численности (для 10 кВ – 3,5 чел. на 100 км;), [23];

L – длина линии, км.

$$N_1 = N_{10} = \frac{22,728 \cdot 3,5}{100} = 0,79 \text{ чел,}$$

Численность рабочих по обслуживанию ТП 10/0,4 кВ:

$$N_2 = X_{ТП} \cdot n, \quad (154)$$

где n_3 – норматив численности (для ТП с двумя трансформаторами – 3 чел. на 100 ед.), [23];

$X_{ТП}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_2 = \frac{34 \cdot 3}{100} = 1,02 \text{ чел.}$$

Численность рабочих на присоединении 10 кВ (при числе присоединений на ТП 10/0,4 – 2 и более):

$$N_3 = X_{ПР} \cdot n_3, \quad (155)$$

где n_3 – норматив численности на присоединение (2 чел. на 1000 присоединений); [23].

$X_{ПР}$ – количество присоединений, ед.

$$N_3 = \frac{34 \cdot 2}{1000} = 0,068 \text{ чел.}$$

Итоговая среднесписочная численность работников:

$$ССЧ \approx \sum N_i \cdot k_p + N_{\text{рем}}, \quad (156)$$

где k_p – районный повышающий коэффициент (для заданного района равен 1,2) [23].

$N_{\text{рем}}$ – численность работников, относимых на ремонт сети, систем освещения, трансформаторов и ТП, принимается 2 чел. (ремонтно-эксплуатационное обслуживание 2-3 чел).

$$ССЧ = (0,79 + 1,02 + 0,068) \cdot 1,2 + 2 = 4,25 \text{ чел.,}$$

$$N_{\text{раб}} = \text{ССЧ} = 5 \text{ чел.}$$

8.4 Расчет заработной платы и страховых взносов

8.4.1 Расчет заработной платы

Структура заработной платы работника предприятия в общем виде показана на рисунке 19.



Рисунок 19 – Структура оплаты труда

По данным Федеральной службы Государственной статистики Территориального органа по Амурской области от 23.03.2016 г., среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по Амурской области за 2016 год, составляет:

$$ЗП_{\text{СМ.НАЧ.}} = 32365,3 \text{ руб.},$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{\text{СМ.НАЧ.}} = 4 \cdot 12 \cdot 32365,3 = 1553,53 \text{ тыс. руб.} \quad (157)$$

8.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Размер налога на социальные нужды и медицинское страхование можно определить следующим образом:

$$НСНиМС = 0,34 \cdot \Phi ЗП, \quad (158)$$

$$НСНиМС = 0,34 \cdot 1553,53 = 528,2 \text{ тыс. руб.}$$

8.4.3 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек, годового фонда заработной платы и НСНиМС.

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{эксн}} + I_{\Delta W} + НСНиМС + \Phi ЗП_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K, \quad (159)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (1688,22 + 1036,48 + 771,39 + 528,2 + 1553,53) + 0,03 \cdot 17235,37 = 1673,3 \text{ тыс.руб.}$$

8.5 Расчет себестоимости электрической энергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (160)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (161)$$

где $P_{\text{р}}$ – суммарная расчетная нагрузка сети.

$$W_{\text{год}} = 11025,36 \cdot 4700 = 51819,19 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Оплата за потребляемую из энергосистемы энергию (без учета потерь):

$$I_{\text{э}} = T_{\text{д}} \cdot W_{\text{год}}, \quad (162)$$

где $T_{\text{д}}$ – тариф энергоснабжающей организации, $T_{\text{д}} = 1712,36 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч.}$

$$I_{\text{э}} = 1712,36 \cdot 51819,19 = 88733,11 \text{ тыс. руб.} \quad (163)$$

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ΔW}} + \text{ФЗП} + \text{НСНиМС} + I_{\text{ПР}}, \quad (164)$$

$$I_{\Sigma} = 1688,22 + 1036,48 + 771,39 + 1553,53 + 528,2 + 1673,3 = 7251,12 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C_{распр} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{год}}, \quad (165)$$

$$C_{распр} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{год}} = \frac{7251,12}{51819,19} = 0,14 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч},$$

$$C_{перед} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W_{год}}, \quad (166)$$

$$C_{перед} = \frac{(7251,12 - 771,39)}{51819,19} = 0,13 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице 28.

Таблица 28 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4	5
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	1688,22
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{экс}$	тыс. руб.	1036,48
3	Затраты на потери электроэнергии	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	771,39
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi З П_{год}$	тыс. руб.	1553,53
5	Налог на социальные нужды и медицинские страхования	$НСНиМС$	тыс. руб.	528,2
6	Прочие расходы	$I_{пр}$	тыс. руб.	1673,3
7	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	7251,12
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{перед}$	руб./кВт·ч	0,14
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$C_{распр}$	руб/ кВт·ч	0,13

8.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности проекта представляет собой вывод о целесообразности разработки и внедрения предложенного варианта или спроектированного (реконструированного) объекта и т.д. То есть оценка

экономической эффективности проекта позволяет оценить проект со стороны экономики, дать экономическое обоснование разработанного и выбранного варианта. Для осуществления этих целей необходимо провести экономическую оценку по следующим методам:

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

Простая норма прибыли определяется как отношение чистой прибыли к капиталовложениям.

Простой срок окупаемости это есть период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.

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

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

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

Выручка от реализации находится по формуле:

$$O_{pt} = T_{\text{пот}} \cdot W_{\text{год}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (167)$$

где $T_{\text{пот}}$ – тариф для потребителей (2,07 руб/кВт).

Определим ее:

$$O_{pt} = 51819,19 \cdot 2,07 = 107265,72 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль можно определить по следующей формуле:

$$H_t = (O_{pt} - I_{\Sigma} - I_{ам}) \cdot 0,24, \quad (168)$$

$$H_t = (107265,72 - 5562,9) \cdot 0,24 = 24408,68 \text{ тыс. руб.}$$

Величина прибыли от реализации рассчитывается по формуле:

$$П_{чt} = O_{pt} - I_{\Sigma} - H_t, \quad (169)$$

$$П_{чt} = 107265,72 - 7251,12 - 24408,68 = 75605,92 \text{ тыс.руб}$$

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

На номинальную мощность проект выйдет после завершения всех работ и начнет приносить чистый доход с учетом вычета налога.

8.7 Чистый дисконтированный доход

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

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (170)$$

где K_t – величина инвестиций в год t ;

$$K_1 = 0,4 \cdot 36259,54 = 14503,816 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_2 = 0,3 \cdot 36259,54 = 10877,86 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_2 = 0,3 \cdot 36259,54 = 10877,86 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_1 = 0 - 5562,9 - 0 - 14503,82 = -20066,72 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_2 = 0 - 5562,9 - 0 - 10877,86 = -16440,76 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_3 = 0 - 5562,9 - 0 - 10877,86 = -16440,76 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_4 = 107265,72 - 5562,9 - 24408,68 - 0 = 77294,14 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (171)$$

где d – норматив дисконтирования (для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. $d=31\%$ [23]);

$$\text{ЧДД}_1 = -20066,72 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^1} = -15318,10 \text{ тыс.руб.},$$

$$\text{ЧДД}_2 = -16440,76 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^2} = -9580,31 \text{ тыс.руб.},$$

$$\text{ЧДД}_3 = -16440,76 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^3} = -7313,21 \text{ тыс.руб.},$$

$$\text{ЧДД}_4 = 77294,14 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^4} = 26245,89 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета ЧДД приведены в таблице 29.

Таблица 29– Расчет ЧДД

Год	О _{рт} , тыс. руб	И _t , тыс. руб	Н _t , тыс. руб	К _t , тыс. руб	ЧДД, тыс. руб	ЧДД с нарастающим итогом
1	2	3	4	5	6	7
1	0	5562,9	0	14503,816	-15318,1	-15318,10
2	0	5562,9	0	10877,862	-9580,30	-24898,41
3	0	5562,9	0	10877,862	-7313,21	-32211,62
4	107265,72	5562,9	24408,68	0	26245,89	-5965,72
5	107265,72	5562,9	24408,68	0	20035,04	14069,31
6	107265,72	5562,9	24408,68	0	15293,92	29363,23
7	107265,72	5562,9	24408,68	0	11674,75	41037,98
8	107265,72	5562,9	24408,68	0	8912,02	49950,00
9	107265,72	5562,9	24408,68	0	6803,07	56753,07
10	107265,72	5562,9	24408,68	0	5193,18	61946,25
11	107265,72	5562,9	24408,68	0	3964,26	65910,52
12	107265,72	5562,9	24408,68	0	3026,15	68936,67
13	107265,72	5562,9	24408,68	0	2310,04	71246,71
14	107265,72	5562,9	24408,68	0	1763,39	73010,10
15	107265,72	5562,9	24408,68	0	1346,09	74356,20
16	107265,72	5562,9	24408,68	0	1027,56	75383,76
17	107265,72	5562,9	24408,68	0	784,39	76168,15
18	107265,72	5562,9	24408,68	0	598,77	76766,93
19	107265,72	5562,9	24408,68	0	457,08	77224,01
20	107265,72	5562,9	24408,68	0	348,92	77572,92

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

В ходе оценки экономической эффективности проектирования системы электроснабжения части города Белогорск определены суммарные капиталовложения на реконструкцию и проектирование КЛ 0,4 и 10кВ; ТП 10/0,4 кВ, РП 10 кВ. Также были рассчитаны амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, размер страховых взносов, фонд заработной платы. Были определены себестоимость передачи электроэнергии,

себестоимость на содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю, экономическая эффективность проекта и его финансовая состоятельность.

Себестоимость составила 0,13 руб./кВт·ч.

Капитальные вложения составили 36259,54 тыс. руб.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной бакалаврской работе разрабатывается система электроснабжения города Белогорск, при этом осуществляется прокладка кабельных линий 10 кВ и установка подстанций 10/0,4 кВ, поэтому необходимо рассмотреть вопросы техники безопасности при монтаже электротехнического оборудования города Белогорск, оценить площадь отводимых земель в временное и постоянное пользование, указать меры пожаробезопасности при возникновении возгорания в системе электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ района города Белогорск.

9.1 Безопасность

Исходя из темы бакалаврской работы, а также из требований [23], в которых говорится, что во вновь проектируемых, а также в реконструируемых городах, линии электропередачи следует выполнять в кабельном исполнении, в данном разделе, приводится техника безопасности при монтаже кабельных линий и при прокладке кабеля жилого района города Белогорск [20].

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и т. п.), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля. На чертеже трассы кабеля точно указывают все пересекаемые подземные коммуникации; места пересечений должны быть обозначены и указаны производителем работ в натуре на местности.

Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих [20].

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей в слабых неустойчивых грунтах для предупреждения смещения грунтов, образования каверн и присадок ставят крепления. На всех поворотах размеры траншеи делают такими, чтобы можно было проложить кабель с допустимым радиусом закругления: для многожильных силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией до 35 кВ наименьшая допустимая кратность радиуса внутренней кривой изгиба кабеля по отношению к наружному диаметру – 25. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия [20].

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

Не допускается пользоваться креплением стенок траншеи для спуска в нее. При глубине траншеи более 1 м для спуска в траншею должны быть установлены лестницы или стремянки. В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а так же разматывание кабеля с барабанов и прокладку его необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и приняты меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перекачки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску, кабельный барабан с раскаточным валом (осью) должен быть установлен на домкратах или специальной тележке.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В, при напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При размотке кабеля лебедкой по роликам, а также при раскатке вручную на поворотах трассы устанавливаются угловые ролики, поддерживать кабель на поворотах трассы вручную запрещается. Не разрешается также при раскатке кабеля ставить рабочих внутри углов поворота трассы. При прокладке кабеля по сложной трассе с промежуточными колодцами или поэтажными камерами для рабочих, находящихся в колодце и камерах, должна быть обеспечена подача команд через связных.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма — оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие тяжения, которое не должно превышать допустимого, равного 500 Н.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок. При протяжке кабеля внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При затяжке кабеля в трубы следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

Прокладку кабеля на высоте следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах, туннелях и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности:

Перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка открытым огнем запрещается; открытый люк колодца ограждают или устанавливают около него предупредительный знак; разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу запрещается, все эти операции следует делать только снаружи; расплавленный припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых кастрюлях или ковшах, прикрепляемых к стальному тросу на карабине. Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы.

В туннелях и коллекторах после проверки отсутствия газов разрешается при соблюдении мер пожарной безопасности разжигать паяльные лампы и жаровни, разогревать припой. Разогрев кабельной мастики следует производить вне помещения. Во время работы должны быть открыты два люка или две двери так, чтобы работающие находились между ними. Для освещения места работы в колодцах, а также в туннелях и коллекторах при недостаточности постоянного освещения применяют переносные лампы 12 В или аккумуляторные фонари.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру.

Температуру должен определить и указать руководитель работ (прораб, мастер).

Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежание попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

Кастрюлю с подогретой мастикой запрещается передавать из рук в руки. При передаче кастрюлю следует ставить на землю и брать только с земли. Работать с разогретой мастикой или припоем следует в рукавицах и предохранительных очках.

При работе с эпоксидным компаундом и отвердителями следует избегать соприкосновения их с кожей до полного затвердения. Необходимо при работе пользоваться спецодеждой и предохранительными средствами: халатом, хлопчатобумажной шапочкой, очками и медицинскими резиновыми перчатками.

Попавший на кожу эпоксидный компаунд или отвердитель смывают горячей водой с мылом, после чего это место кожи смазывают жирной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла. Разрешается очищать кожу ацетоном. Применять бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие токсичные растворители запрещается. Очистку инструмента производят ацетоном. Вблизи работ с эпоксидным компаундом запрещается хранить и принимать пищу, а также курить.

При прокладке кабеля вручную масса участка кабеля, приходящегося на одного взрослого человека, не должна превышать для мужчин 35 кг и для женщин 20 кг.

9.2 Экологичность

В данном пункте рассчитывается площадь отводимых земель для отчуждения для размещения элементов системы электроснабжения напряжением 10 кВ жилого района города Белогорск в постоянное и временное пользование.

В системе электроснабжения напряжением 10 кВ жилого района города Белогорск используются КТП с одним и двумя силовыми трансформаторами, что учитывается при расчёте отвода земель в постоянное пользование [22].

Для нахождения площади земли, отводимой в постоянное пользование под размещение КТП жилого района города Белогорск, используется выражению:

$$S_{\text{КТП}} = S_{\text{ТП2}} \cdot n_{\text{ТП2}} + S_{\text{ТП1}} \cdot n_{\text{ТП1}} \quad ,$$

(111)

$$S_{\text{КТП}} = 80 \cdot 21 + 50 \cdot 14 = 2380 \text{ м}^2,$$

где $S_{\text{ТП2}}$ - площадь земли, которая подлежит отводу для размещения ТП с двумя силовыми трансформаторами 10/0,4 кВ, по [21] 80 м^2 ;

$S_{\text{ТП1}}$ - площадь земли, которая подлежит отводу для размещения ТП с одним силовым трансформатором 10/0,4 кВ, по [21] 50 м^2 ;

$n_{\text{ТП2}}$ - количество ТП с двумя силовыми трансформаторами 10/0,4 кВ, 21 шт;

$n_{\text{ТП1}}$ - количество ТП с одним силовым трансформатором 10/0,4 кВ, 14 шт.

В системе электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ жилого района города Белогорск КЛ 10 кВ, что учитывается при расчёте отвода земель во временное пользование на период их строительства, исходя из ширины полосы земли не более 6 м по трассе.

Для нахождения площади земли, отводимой во временное пользование под монтаж КЛ 10кВ жилого района города Белогорск, используется выражению:

$$S_{\text{КЛ}} = L_{\text{КЛ}10\text{кВ}} \cdot L_{\text{полосы}}, \quad (113)$$

$$S_{\text{КЛ}} = 11364 \cdot 6 = 68184 \text{ м}^2,$$

где $L_{\text{КЛ}10\text{кВ}}$ - длина КЛ 10 кВ, сооружаемых на территории жилого района города Белогорск, 11364 м;

$L_{\text{полосы}}$ - ширина полосы земли, по [21] 6 м.

В итоге расчётов определена площадь отводимых земель, в постоянное пользование 2380 м², во временное пользование 68184 м².

11.2 Чрезвычайные ситуации

Меры пожаробезопасности при возникновении возгорания в системе электроснабжения напряжением 10 кВ жилого района города Белогорск включают в себя следующие положения [24].

Прекращение горения в системе электроснабжения напряжением 10 кВ жилого района города Белогорск может быть достигнуто различными путями: охлаждением зоны горения или горящего вещества; снижением скорости реакции окисления за счет разбавления реагирующих веществ; изоляцией горящего вещества от зоны горения; химическим торможением реакции окисления (горения). Реализация перечисленных способов может быть достигнута сочетанием огнетушащих и технических средств или только техническими средствами. Выбор огнетушащего средства для прекращения горения зависит от обстановки на пожаре и определяется свойствами и состоянием горящего материала; видом пожара (на открытом пространстве, в ограниченном объеме):

- условиями тепло- и газообмена на пожаре; параметрами пожара (площадью горения, температурой и т п);
- условиями проведения работ по прекращению горения (например, наличием или отсутствием непосредственной угрозы липам, осуществляющим подачу средств тушения);
- наличием и количеством огнетушащих средств; эффективностью огнетушащего средства.

Практически все огнетушащие средства характеризуются комплексным воздействием, т. е. одновременно производят, например, охлаждение горящего материала и разбавление зоны горения. Однако прекращение горения достигается одним из применяемых способов, а остальные только способствуют прекращению горения. Это определяется соотношением свойств огнетушащего средства и горящего материала. Например, воздушно-механическая пена при тушении легковоспламеняющихся жидкостей охлаждает верхний слой жидкости и одновременно изолирует ее от зоны горения. Однако основным процессом, приводящим к прекращению горения, например, бензина, является изоляция, поскольку пена с температурой 5—15°С не может охладить бензин ниже температуры его вспышки (минус 35 С). В зависимости от основного процесса, приводящего к прекращению горения, наиболее распространенными способами среди вышеперечисленных групп являются способы охлаждения

- охлаждение конденсированной фазы сплошными струями воды;
- охлаждение распыленными струями воды;
- охлаждение путем перемешивания горючих материалов.

Кратко остановимся на основных средствах тушения пожаров в электроустановках, их свойствах и области применения. Вода - наиболее распространенное и достаточно эффективное огнетушащее средство. Имея высокую теплоемкость при нормальных условиях, она обладает хорошими охлаждающими свойствами.

При попадании воды на горящее вещество некоторое ее количество испаряется и превращается в пар (из 1 л воды образуется 1700 л пара), разбавляя реагирующие вещества. Обладая высокой теплотой парообразования (около 2260 Дж/кг), вода отнимает от зоны горения большое количество тепла, т. е. наблюдается охлаждающий эффект. Вода имеет высокую термическую стойкость. Только при температуре выше 1700°C ее пары разлагаются на водород и кислород. Поэтому тушение водой большинства твердых материалов и горючих жидкостей безопасно, поскольку температура при их горении не превышает 1300°C.

Наибольший огнетушащий эффект достигается при подаче воды в распыленном состоянии. Применение растворов смачивателей снижающих поверхностное натяжение воды, позволяет уменьшить расход воды при тушении некоторых материалов на 30—50%. Вода электропроводна. Проводимость ее тем больше, чем больше электролитов, т. е. диссоциируемых солей, кислот или оснований, растворено в воде.

За счет добавок пенообразователей, ионогенных смачивателей и особенно диссоциируемых солей (например, солей, предотвращающих замерзание) электропроводность воды значительно повышается. Она может быть в 100-1000 раз выше электропроводности дистиллированной воды. Поэтому тушение пожаров компактными и распыленными струями без снятия напряжения с электроустановок допускается только в открытых для обзора ствольщика электроустановках, а также горящих кабелей, при номинальном напряжении до 10 кВ. Чтобы достичь необходимого эффекта при тушении водой, ее следует подавать в зону горения с определенной интенсивностью. Под интенсивностью подачи воды понимают ее количество, подаваемое в единицу времени на единицу поверхности горения, $\text{м}^3/(\text{м}^2\cdot\text{с})$. В зону горения пена может подаваться через слой горючего, сливом или струями. Каждый из этих приемов осуществляется путем сосредоточенной и рассредоточенной подачи. Наиболее распространена подача пены струями что объясняется простотой и оперативностью приема. Однако при этом интенсивность

разрушения пены наибольшая. Подача сливом по степени разрушения пены при прочих равных условиях занимает промежуточное положение по отношению к двум другим приемам. Сущность этого приема заключается в том, что пена из стволов подается не прямо в зону горения, как при подаче струями, а на прилегающую к зоне горения поверхность, по которой она стекает в зону горения. При этом дальность растекания пены зависит от вязкости, толщины слоя в месте слива, напора, создаваемого пеногенератором, ориентации струи, интенсивности подачи пены и соответствия направленности движения пены газовым потокам, наличия препятствий и т.д. В частности, при подаче среднекратной пены в кабельные каналы сечением 2X2 м максимальная дальность продвижения пены от эжекционных генераторов типа ГВП-600 достигает 30 м, от пеногенераторов вентиляторного типа — 50 м. Огнетушащие порошковые составы (ОПС) используют для прекращения горения твердых, жидких и газообразных веществ и подразделяют на четыре группы. К первой относятся составы на основе карбонатов натрия или калия — типа ПС, ко второй — на основе силикагеля — типа СИ, к третьей — на основе различных флюсов (хлоратов металлов) — типа ВИ, к четвертой — составы на основе фосфоно-аммонийных солей — типа ПФ. Порошковые составы неэлектропроводны, не корродируют металлы и не токсичны, за исключением порошков типа СИ, которые обладают слабой токсичностью и коррозионной активностью. Недостатком ОПС является их способность к слеживанию (комкованию), что затрудняет хранение, особенно длительное, а также подачу в зону горения. Слеживаемость зависит от степени дисперсности и влажности порошка. Влажность ОПС не должна быть более 0,5 %. Порошковыми составами тушат по поверхности и по объему зоны горения. При тушении ОПС по поверхности огнетушащий эффект заключается в основном в изоляции горячей поверхности от доступа воздуха, а при объемном тушении — в ингибирующем действии порошка, заключающемся в обрыве цепей реакции горения. Порошковые составы обладают избирательной огнетушащей способностью.

Согласно [25], для предотвращения чрезвычайных ситуаций в электроустановках жилого района города Белогорск, для ремонтного персонала необходимо организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности, проведение противопожарного инструктажа и занятий по пожарнотехническому минимуму. Первичный противопожарный инструктаж проводят при приеме на работу, вторичный — на рабочем месте. Пожар на подстанциях может возникнуть при повреждении действующего оборудования и воспламенении горючих материалов (кабельной массы, трансформаторного масла), а также во время ремонтных работ при пользовании открытым огнем.

Во избежание пожара следят за исправностью маслonaполненных аппаратов, за нормальным уровнем масла в них и отсутствием течи его. Запрещается хранить на подстанциях горючие материалы. Разжигать паяльные лампы и разогревать мастику следует вне РУ. Места проведения огневых работ необходимо обеспечить средствами тушения пожара (огнетушителем, ящиком с песком, асбестовой тканью); если вблизи этих работ находятся возгораемые конструкции, последние должны быть защищены от огня. Запрещается пользоваться открытым огнем при работе с лаками и красками, содержащими в своем составе огнеопасные и взрывоопасные летучие растворители и разбавители (ацетон, бензин и др.).

К проведению огневых работ допускаются лица, знающие «Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ» и усвоившие программу противопожарного минимума. При загорании бригада должна немедленно приступить к тушению пожара всеми имеющимися средствами. Если ликвидировать пожар собственными силами не удастся, необходимо вызвать пожарную команду.

Тушение пожара электрооборудования производят при снятом напряжении, не допуская перехода огня на рядом расположенные установки. При загорании маслonaполненной аппаратуры можно пользоваться любыми средствами пожаротушения: воздушно-механической пеной, распыленной

водой, огнетушителями. Тушить компактными струями воды горящее масло не рекомендуется во избежание увеличения площади пожара.

При тушении горящих кабелей, проводов, аппаратуры применяют углекислотные или углекислотно-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. Если напряжение снять невозможно, допускается тушение пожара компактными и распыленными водяными струями. При этом ствол пожарного рукава должен быть заземлен, а работать следует в диэлектрических ботах и перчатках на расстояния не менее указанного в таблице 54. В электроустановках до 0,4 кВ можно использовать углекислотные или углекислотно-бромэтиловые огнетушители.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР на тему «Реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск, питающейся от подстанции Коммунальная, поставленные задачи были достигнуты с помощью анализа существующих сетей в настоящее время и предложенного плана реконструкции в данной работе

Данная ВКР разработана на основе применения утвержденных типов конструкций оборудования серийного заводского изготовления, с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

Выбранные при этом схемы распределительных устройств обеспечивают надежную передачу потоков мощности через трансформаторы и дают возможность обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей при выводе в ремонт любого из элементов, и вместе с тем отличаются относительной простотой и экономичностью.

Согласно расчетам, произведенным в проекте, оборудование подстанций устойчиво к действию токов КЗ, выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения.

Кроме того, были выбраны устройства релейной защиты и автоматики на подстанции Коммунальная, что обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации оборудования, а также сводит к минимуму возможные перерывы электроснабжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Воробьев В.В. Амурская область. Опыт энциклопедического словаря / В.В. Воробьев, А.П. Деревянко.- Благовещенск.: [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.encyclopedia.ru/cat/online/detail/65825/>
- 2 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.- М.: Издательство НЦЭНАС, [Электронный ресурс]. Режим доступа
http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4995/
- 3 Козлов В.А. Электроснабжение городов/ В.А. Козлов – Л.: Энергия, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.twirpx.com/file/47306/>
- 4 Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://base.garant.ru/3923095/>
- 5 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник/- т3 кн1.- М.: Энергоатомиздат, 1982.- 656 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.htbook.ru/ehlektrotekhnika/>
- 6 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://rza.org.ua/down/open/Elektrooborudovanie-stancij-i-podstancij--L-D-Rozhkova--V-S-Kozulin.html> В.С. Козулин.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.
- 7 Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах/ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко.- Благовещенск.: Издательство АмГУ, 2013.- 240 с.
- 8 Федоров А.А. Учебное пособие для курсового дипломного проектирования /А.А. Федорова, Л.Е. Старкова.-М.: Энергоатомиздат, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.twirpx.com/file/286825/>
- 9 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.- М.: [Электронный ресурс]. Режим доступа http://publ.lib.ru/ARCHIVES/N/NEKLEPAEV_Boris_Nikolaevich/_Neklepaev_V.N..html

10 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. -М.: Издательство НЦЭНАС, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.proektant.org/index.php?topic=26187.0>

11 Беляев Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие/ Ю.П. Беляев, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов.- Благовещенск.: Издательство АмГУ, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.amursu.ru>

12 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.- Л.: Издательство ПЭИПК, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://meganorm.ru/Index2/1/4294817/4294817904.htm>

13 Загорский Я.Т. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности/ Я.Т Загорский, У.К. Курбангалиев.- М.: Издательство НЦЭНАС, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://search.rsl.ru/ru/record/01000605469>

14 РД-153.-34.0-03.301-00.Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. -М.:ЗАО «Энергетические технологии», [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.znaytovar.ru/gost/2/RD_1533400330100_Pravila_pozha.html

15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.

16 Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006 – 169 с.

17 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, 2007, 32 с.

18 Каталог выключателей 35 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.etm-res.ru/pdf-files/VGBE_35.pdf

19 Стоимостные характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.ess-ltd.ru/transformatory/>

20 Налог на прибыль 2012 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.encyclopedia.ru/cat/online/detail/65825/>

21. Средняя заработная плата Амурской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://portamur.ru/news/detail/srednyaya-zarplata-v-amurskoj-oblasti-zapoyabr-tyisyachi-rublej/>

22 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения :Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.

23 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие/Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.

24 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к практическим занятиям./А.Б. Булгаков– Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2014– 100 с.

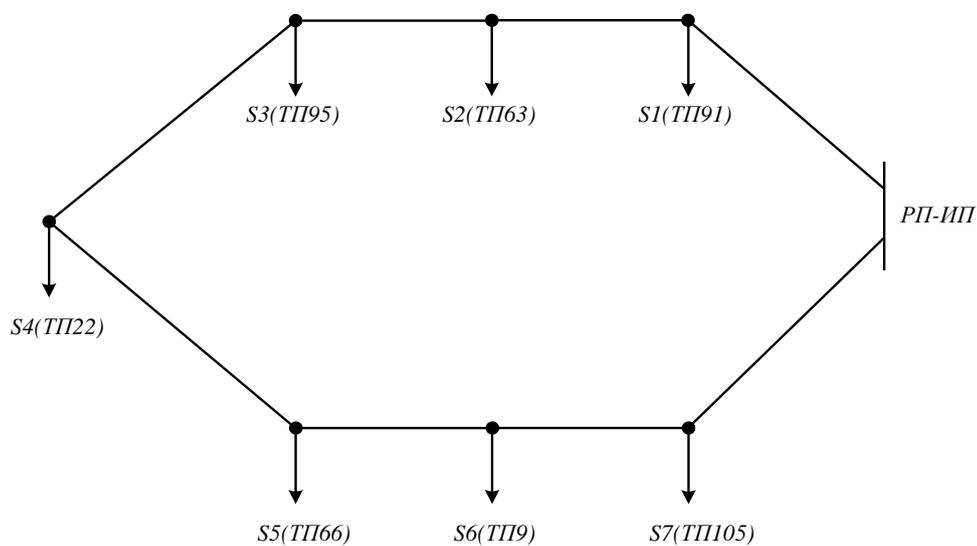
25 Правила электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.

26 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008 – 639 с.

27 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РЕЖИМ № 1



$$i := \sqrt{-1}$$

$$U_{\text{НОМ}} := 10$$

$$S_1 := 186.3 + i \cdot 37.8$$

$$S_2 := 438.3 + i \cdot 88.9$$

$$S_3 := 192.1 + i \cdot 39.0$$

$$S_4 := 306.3 + i \cdot 62.2$$

$$S_5 := 180.4 + i \cdot 36.6$$

$$S_6 := 78.3 + i \cdot 15.9$$

$$S_7 := 792.7 + i \cdot 160.9$$

$$L_{01} := 0.758$$

$$L_{12} := 0.319$$

$$L_{23} := 0.118$$

$$L_{34} := 0.119$$

$$L_{45} := 0.502$$

$$L_{56} := 0.372$$

$$L_{67} := 0.350$$

$$L_{07} := 0.537$$

$$S_{\text{НОМ}} := 250$$

$$\Delta P_K := 3.7$$

$$\Delta P_X := 1.0\text{€}$$

$$\Delta Q_X := 9.2$$

$$u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{HOM}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{THOM}}^2}$$

$$R_T = 5.92$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{HOM}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{THOM}} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 18$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_1 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{HOM}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_1 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{HOM}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_1 = 186.3 + 37.8i$$

$$\Delta S_T = 2.1 + 18.403i$$

$$S_{\text{np1}} := S_1 + \Delta S_T$$

$$S_{\text{np1}} = 188.4 + 56.203i$$

$$S_{\text{THOM}} := 630$$

$$\Delta P_K := 7.6$$

$$\Delta P_X := 1.4\text{€}$$

$$\Delta Q_X := 18.9$$

$$u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{HOM}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{THOM}}^2}$$

$$R_T = 1.915$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{HOM}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{THOM}} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 8.73$$

$$\Delta S_{T2} := \frac{(S_2 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_2 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 2.838 + 37.809i$$

$$S_2 = 438.3 + 88.9i$$

$$S_{np2} := S_2 + \Delta S_T$$

$$S_{np2} = 441.138 + 126.709i$$

$$S_{THOM} := 250$$

$$\Delta P_K := 3.7$$

$$\Delta P_X := 1.0\%$$

$$\Delta Q_X := 9.2\%$$

$$u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 5.92$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 18$$

$$\Delta S_{T3} := \frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_3 = 192.1 + 39i$$

$$\Delta S_T = 2.1 + 18.404i$$

$$S_{np3} := S_3 + \Delta S_T$$

$$S_{np3} = 194.2 + 57.404i$$

$$S_{THOM} := 400$$

$$\Delta P_K := 5.5$$

$$\Delta P_X := 0.9\%$$

$$\Delta Q_X := 12\%$$

$$u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 3.438$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 11.25$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_4 = 306.3 + 62.2i$$

$$\Delta S_T = 1.839 + 24.006i$$

$$S_{np4} := S_4 + \Delta S_T$$

$$S_{np4} = 308.139 + 86.206i$$

$$S_{THOM} := 250$$

$$\Delta P_K := 3.7$$

$$\Delta P_X := 1.0$$

$$\Delta Q_X := 9.2$$

$$u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 5.92$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 18$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_5 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_5 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 2.1 + 18.403i$$

$$S_5 = 180.4 + 36.6i$$

$$S_{np5} := S_5 + \Delta S_T$$

$$S_{np5} = 182.5 + 55.003i$$

$$S_{THOM} := 100$$

$$\Delta P_K := 1.97$$

$$\Delta P_X := 0.31$$

$$\Delta Q_X := 2.6$$

$$u_K := 4.5$$

%

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 19.7$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 45$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_6 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_6 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_6 = 78.3 + 15.9i$$

$$\Delta S_T = 0.62 + 5.202i$$

$$S_{np6} := S_6 + \Delta S_T$$

$$S_{np6} = 78.92 + 21.102i$$

$$S_{THOM} := 100$$

$$\Delta P_K := 12.2$$

$$\Delta P_X := 2.1$$

$$\Delta Q_X := 2.6$$

$$u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 1.22$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 5.5$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_7 = 792.7 + 160.9i$$

$$\Delta S_T = 4.197 + 52.018i$$

$$S_{np7} := S_7 + \Delta S_T$$

$$S_{np7} = 796.897 + 212.918i$$

$$L_{00'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{10'} := L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{70'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67}$$

$$L_{20'} := L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{60'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56}$$

$$L_{30'} := L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{50'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45}$$

$$L_{40'} := L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{40} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34}$$

$$L_{50'} := L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{30'} := L_{01} + L_{12} + L_{23}$$

$$L_{60'} := L_{67} + L_{07}$$

$$L_{20'} := L_{01} + L_{12}$$

$$L_{70'} := L_{07}$$

$$L_{10} := L_{01}$$

$$S_{0'1} := \frac{S_{np1} \cdot L_{10'} + S_{np2} \cdot L_{20'} + S_{np3} \cdot L_{30'} + S_{np4} \cdot L_{40'} + S_{np5} \cdot L_{50'} + S_{np6} \cdot L_{60'} + S_{np7} \cdot L_{70'}}{L_{00'}}$$

$$S_{0'1} = 961.51 + 275.25i$$

$$S_{0'7} := \frac{S_{np7} \cdot L_{70} + S_{np6} \cdot L_{60} + S_{np5} \cdot L_{50} + S_{np4} \cdot L_{40} + S_{np3} \cdot L_{30} + S_{np2} \cdot L_{20} + S_{np1} \cdot L_{10}}{L_{00'}}$$

$$S_{0'7} = 1.229 \times 10^3 + 340.294i$$

$$S_{12} := S_{0'1} - S_{np1}$$

$$S_{12} = 773.111 + 219.047i$$

$$S_{23} := S_{12} - S_{np2}$$

$$S_{23} = 331.972 + 92.338i$$

$$S_{34} := S_{23} - S_{np3}$$

$$S_{34} = 137.773 + 34.934i$$

$$S_{45} := S_{34} - S_{np4}$$

$$S_{45} = -170.367 - 51.271i$$

$$S_{76} := S_{0'7} - S_{np7}$$

$$S_{76} = 431.786 + 127.376i$$

$$S_{65} := S_{76} - S_{np6}$$

$$S_{65} = 352.866 + 106.274i$$

$$S_{54} := S_{65} - S_{np5}$$

$$S_{54} = 170.367 + 51.271i$$

$$I_{01} := \frac{S_{0'1}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{01} = 27.756 + 7.946i$$

$$\cos\phi_{01} := \frac{\text{Re}(S_{0'1})}{|S_{0'1}|}$$

$$\cos\phi_{01} = 0.961$$

$$|I_{01}| = 28.871$$

$$\sin\phi_{01} := \sin(\arccos(\cos\phi_{01})) = 0.275$$

$$I_{12} := \frac{S_{12}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{12} = 22.318 + 6.323i$$

\dot{A}

$$\cos\phi_{12} := \frac{\text{Re}(S_{12})}{|S_{12}|}$$

$$\cos\phi_{12} = 0.962$$

$$|I_{12}| = 23.196$$

$$\sin\phi_{12} := \sin(\arccos(\cos\phi_{12})) = 0.273$$

$$I_{23} := \frac{S_{23}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{23} = 9.583 + 2.666i$$

$$\cos\phi_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23})}{|S_{23}|}$$

$$\cos\phi_{23} = 0.963$$

$$|I_{23}| = 9.947$$

$$\sin\phi_{23} := \sin(\arccos(\cos\phi_{23})) = 0.268$$

$$I_{34} := \frac{S_{34}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{34} = 3.977 + 1.008i$$

$$\cos\phi_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34})}{|S_{34}|}$$

$$\cos\phi_{34} = 0.969$$

$$|I_{34}| = 4.103$$

$$\sin\phi_{34} := \sin(\arccos(\cos\phi_{34})) = 0.246$$

$$I_{45} := \frac{S_{54}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{45} = 4.918 + 1.48i$$

$$\cos\phi_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{54})}{|S_{54}|}$$

$$\cos\phi_{45} = 0.958$$

$$|I_{45}| = 5.136$$

$$\sin\phi_{45} := \sin(\arccos(\cos\phi_{45})) = 0.288$$

$$I_{56} := \frac{S_{65}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{56} = 10.186 + 3.068i$$

$$\cos\phi_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{65})}{|S_{65}|}$$

$$\cos\phi_{56} = 0.958$$

$$|I_{56}| = 10.638$$

$$\sin\phi_{56} := \sin(\arccos(\cos\phi_{56})) = 0.288$$

$$I_{67} := \frac{S_{76}}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{67} = 12.465 + 3.677i$$

$$\cos\phi_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{76})}{|S_{76}|}$$

$$\cos\phi_{67} = 0.959$$

$$|I_{67}| = 12.996$$

$$\sin\phi_{67} := \sin(\arccos(\cos\phi_{67})) = 0.283$$

$$I_{07} := \frac{S_{07}}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{07} = 35.469 + 9.823i$$

$$\cos\phi_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{07})}{|S_{07}|}$$

$$\cos\phi_{07} = 0.964$$

$$|I_{07}| = 36.804$$

$$\sin\phi_{07} := \sin(\arccos(\cos\phi_{07})) = 0.267$$

Выбираем кабель ААБлу 50 с длительно-допустимым током 134 А

Послеаварийный режим:

$$I_{01} := \frac{S_{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{01} = 55.513 + 15.892i$$

$$|I_{01}| = 57.743$$

$$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{12} = 44.636 + 12.647i$$

$$|I_{12}| = 46.393$$

$$I_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{23} = 19.166 + 5.331i$$

$$|I_{23}| = 19.894$$

$$I_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{34} = 7.954 + 2.017i$$

$$|I_{34}| = 8.206$$

$$I_{45} := \frac{S_{54}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{45} = 9.836 + 2.96i$$

$$|I_{45}| = 10.272$$

$$I_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{56} = 20.373 + 6.136i$$

$$|I_{56}| = 21.277$$

$$I_{67} := \frac{S_{76}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{67} = 24.929 + 7.354i$$

$$|I_{67}| = 25.991$$

$$I_{07} := \frac{S_{07}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{07} = 70.938 + 19.647i$$

$$|I_{07}| = 73.608$$

Для кабеля ААБЛ:

$$R_0 := 0.6\%$$

$$X_0 := 0.0\%$$

Проверка по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U_{01} := \frac{|I_{01}| \cdot L_{01} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{01}) + X_0 \cdot \sin \phi_{01}] \cdot 100 = 0.471$$

$$\Delta U_{12} := \frac{|I_{12}| \cdot L_{12} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{12}) + X_0 \cdot \sin \phi_{12}] \cdot 100 = 0.159$$

$$\Delta U_{23} := \frac{|I_{23}| \cdot L_{23} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{23}) + X_0 \cdot \sin \phi_{23}] \cdot 100 = 0.025$$

$$\Delta U_{34} := \frac{|I_{34}| \cdot L_{34} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{34}) + X_0 \cdot \sin \phi_{34}] \cdot 100 = 0.011$$

$$\Delta U_{45} := \frac{|I_{45}| \cdot L_{45} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{45}) + X_0 \cdot \sin \phi_{45}] \cdot 100 = 0.055$$

$$\Delta U_{56} := \frac{|I_{56}| \cdot L_{56} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{56}) + X_0 \cdot \sin \phi_{56}] \cdot 100 = 0.085$$

$$\Delta U_{67} := \frac{|I_{67}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{67}) + X_0 \cdot \sin \phi_{67}] \cdot 100 = 0.15$$

$$\Delta U_{07} := \frac{|I_{07}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{07}) + X_0 \cdot \sin \phi_{07}] \cdot 100 = 0.426$$

$$Z_{01} := L_{01} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{01} = 0.47 + 0.068i$$

$$Z_{12} := L_{12} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{12} = 0.198 + 0.029i$$

$$Z_{23} := L_{23} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{23} = 0.073 + 0.011i$$

$$Z_{34} := L_{34} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{34} = 0.074 + 0.011i$$

$$Z_{45} := L_{45} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{45} = 0.311 + 0.045i$$

$$Z_{56} := L_{56} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot X_0)$$

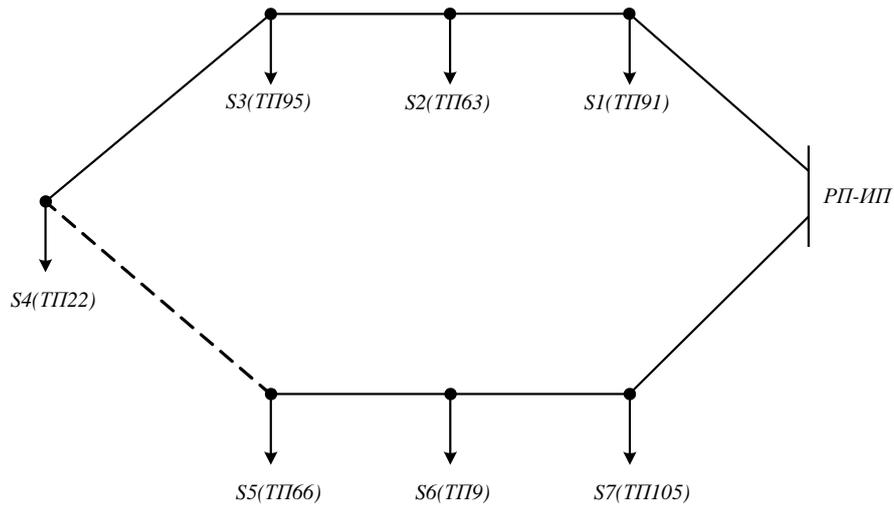
$$Z_{56} = 0.232 + 0.034i$$

$$Z_{67} := L_{67} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{67} = 0.221 + 0.032i$$

$$Z_{07} := L_{07} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{07} = 0.333 + 0.048i$$



$$Z_{0'0''} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{10'} := Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{70'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67}$$

$$Z_{20'} := Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{60'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56}$$

$$Z_{30'} := Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{50'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45}$$

$$Z_{40'} := Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{40} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34}$$

$$Z_{50'} := Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{30} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23}$$

$$Z_{60'} := Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{20} := Z_{01} + Z_{12}$$

$$Z_{70'} := Z_{07}$$

$$Z_{10} := Z_{01}$$

$$\underline{\underline{S_{0'1}}} := \frac{S_{np1} \cdot Z_{10'} + S_{np2} \cdot Z_{20'} + S_{np3} \cdot Z_{30'} + S_{np4} \cdot Z_{40'} + S_{np5} \cdot Z_{50'} + S_{np6} \cdot Z_{60'} + S_{np7} \cdot Z_{70'}}{Z_{0'0''}}$$

$$S_{0'1} = 961.51 + 275.25i$$

$$\underline{\underline{S_{0''7}}} := \frac{S_{np7} \cdot Z_{70} + S_{np6} \cdot Z_{60'} + S_{np5} \cdot Z_{50} + S_{np4} \cdot Z_{40} + S_{np3} \cdot Z_{30} + S_{np2} \cdot Z_{20} + S_{np1} \cdot Z_{10}}{Z_{0'0''}}$$

$$S_{0''7} = 1.229 \times 10^3 + 340.294i$$

$$\underline{\underline{S_{12}}} := S_{0'1} - S_{np1}$$

$$S_{12} = 773.111 + 219.047i$$

$$S_{23} := S_{12} - S_{np2}$$

$$S_{23} = 331.972 + 92.338i$$

$$S_{34} := S_{23} - S_{np3}$$

$$S_{34} = 137.773 + 34.934i$$

$$S_{45} := S_{34} - S_{np4}$$

$$S_{45} = -170.367 - 51.271i$$

$$S_{76} := S_{07} - S_{np7}$$

$$S_{76} = 431.786 + 127.376i$$

$$S_{65} := S_{76} - S_{np6}$$

$$S_{65} = 352.866 + 106.274i$$

$$S_{54} := S_{65} - S_{np5}$$

$$S_{54} = 170.367 + 51.271i$$

$$S_{34K} := S_{np4}$$

$$\Delta S_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34}$$

$$\Delta S_{34} = 7.554 \times 10^{-5} + 1.097i \times 10^{-5}$$

$$S_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34}$$

$$S_{34H} = 308.139 + 86.206i$$

$$S_{23K} := S_{34H} + S_{np3}$$

$$S_{23K} = 502.339 + 143.609i$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23K})^2 + \operatorname{Im}(S_{23K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23}$$

$$\Delta S_{23} = 1.997 \times 10^{-4} + 2.899i \times 10^{-5}$$

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23}$$

$$S_{23H} = 502.339 + 143.609i$$

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np2}$$

$$S_{12K} = 943.478 + 270.318i$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12K})^2 + \operatorname{Im}(S_{12K})^2}{\left(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3\right)^2} \cdot Z_{12}$$

$$\Delta S_{12} = 1.905 \times 10^{-3} + 2.765i \times 10^{-4}$$

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12}$$

$$S_{12H} = 943.48 + 270.318i$$

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{\text{np1}}$$

$$S_{01K} = 1.132 \times 10^3 + 326.522i$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{\left(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3\right)^2} \cdot Z_{01}$$

$$\Delta S_{01} = 6.522 \times 10^{-3} + 9.467i \times 10^{-4}$$

$$S_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01}$$

$$S_{01H} = 1.132 \times 10^3 + 326.523i$$

$$S_{56K} := S_{\text{np5}}$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{\left(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3\right)^2} \cdot Z_{56}$$

$$\Delta S_{56} = 8.425 \times 10^{-5} + 1.223i \times 10^{-5}$$

$$S_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56}$$

$$S_{56H} = 182.5 + 55.003i$$

$$S_{67K} := S_{56H} + S_{\text{np6}}$$

$$S_{67K} = 261.42 + 76.105i$$

$$\Delta S_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{\left(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3\right)^2} \cdot Z_{67}$$

$$\Delta S_{67} = 1.636 \times 10^{-4} + 2.375i \times 10^{-5}$$

$$S_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67}$$

$$S_{67H} = 261.42 + 76.105i$$

$$S_{07K} := S_{67H} + S_{\text{np7}}$$

$$S_{07K} = 1.058 \times 10^3 + 289.023i$$

$$\Delta S_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{07K})^2 + \operatorname{Im}(S_{07K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{07}$$

$$\Delta S_{07} = 4.007 \times 10^{-3} + 5.817i \times 10^{-4}$$

$$S_{07H} := S_{07K} + \Delta S_{07}$$

$$S_{07H} = 1.058 \times 10^3 + 289.024i$$

$$U_0 := 1$$

$$U_1 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_1 = 9.945 + 7.624i \times 10^{-3}$$

$$|U_1| = 9.945$$

$$U_2 := U_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U_1} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U_1} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_2 = 9.925 + 0.01i$$

$$|U_2| = 9.925$$

$$U_3 := U_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U_2} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U_2} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_3 = 9.921 + 0.011i$$

$$|U_3| = 9.921$$

$$U_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.919 + 0.011i$$

$$|U_4| = 9.919$$

$$U_7 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07}) + \operatorname{Im}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07}) - \operatorname{Im}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.963 + 4.508i \times 10^{-3}$$

$$|U_7| = 9.963$$

$$U_6 = 9.957 + 5.35i \times 10^{-3}$$

$$U_6 := U_7 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U_7} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U_7} \cdot 10^3} \right)$$

$$|U_6| = 9.957$$

$$U_5 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.953 + 6.012i \times 10^{-3}$$

$$|U_5| = 9.953$$

$$S_{67K} := S_{np7}$$

$$\Delta S_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67}$$

$$\Delta S_{67} = 1.502 \times 10^{-3} + 2.18i \times 10^{-4}$$

$$S_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67}$$

$$S_{67H} = 796.898 + 212.918i$$

$$S_{56K} := S_{67H} + S_{np6}$$

$$S_{56K} = 875.818 + 234.02i$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56}$$

$$\Delta S_{56} = 1.906 \times 10^{-3} + 2.766i \times 10^{-4}$$

$$S_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56}$$

$$S_{56H} = 875.82 + 234.02i$$

$$S_{45K} := S_{56H} + S_{np5}$$

$$S_{45K} = 1.058 \times 10^3 + 289.023i$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45K})^2 + \operatorname{Im}(S_{45K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{45}$$

$$\Delta S_{45} = 3.746 \times 10^{-3} + 5.438i \times 10^{-4}$$

$$S_{45H} := S_{45K} + \Delta S_{45}$$

$$S_{45H} = 1.058 \times 10^3 + 289.024i$$

$$S_{34K} := S_{45H} + S_{np4}$$

$$\Delta S_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34}$$

$$\Delta S_{34} = 1.482 \times 10^{-3} + 2.151i \times 10^{-4}$$

$$S_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34}$$

$$S_{34H} = 1.366 \times 10^3 + 375.23i$$

$$S_{23K} := S_{34H} + S_{np3}$$

$$S_{23K} = 1.561 \times 10^3 + 432.633i$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23K})^2 + \operatorname{Im}(S_{23K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23}$$

$$\Delta S_{23} = 1.919 \times 10^{-3} + 2.785i \times 10^{-4}$$

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23}$$

$$S_{23H} = 1.561 \times 10^3 + 432.634i$$

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np2}$$

$$S_{12K} = 2.002 \times 10^3 + 559.343i$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12K})^2 + \operatorname{Im}(S_{12K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12}$$

$$\Delta S_{12} = 8.544 \times 10^{-3} + 1.24i \times 10^{-3}$$

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12}$$

$$S_{12H} = 2.002 \times 10^3 + 559.344i$$

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{np1}$$

$$S_{01K} = 2.19 \times 10^3 + 615.547i$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01}$$

$$\Delta S_{01} = 0.024 + 3.531i \times 10^{-3}$$

$$S_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01}$$

$$S_{01H} = 2.19 \times 10^3 + 615.551i$$

$$U_0 := 1C$$

$$U_1 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_1 = 9.893 + 0.014i$$

$$|U_1| = 9.893$$

$$U_2 := U_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U_1} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U_1} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_2 = 9.851 + 0.019i$$

$$|U_2| = 9.851$$

$$U_3 := U_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U_2} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U_2} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_3 = 9.839 + 0.021i$$

$$|U_3| = 9.839$$

$$U_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.828 + 0.022i$$

$$|U_4| = 9.829$$

$$U_5 := U_4 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\overline{U_4} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\overline{U_4} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.794 + 0.026i$$

$$|U_5| = 9.794$$

$$U_6 := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.772 + 0.029i$$

$$|U_6| = 9.772$$

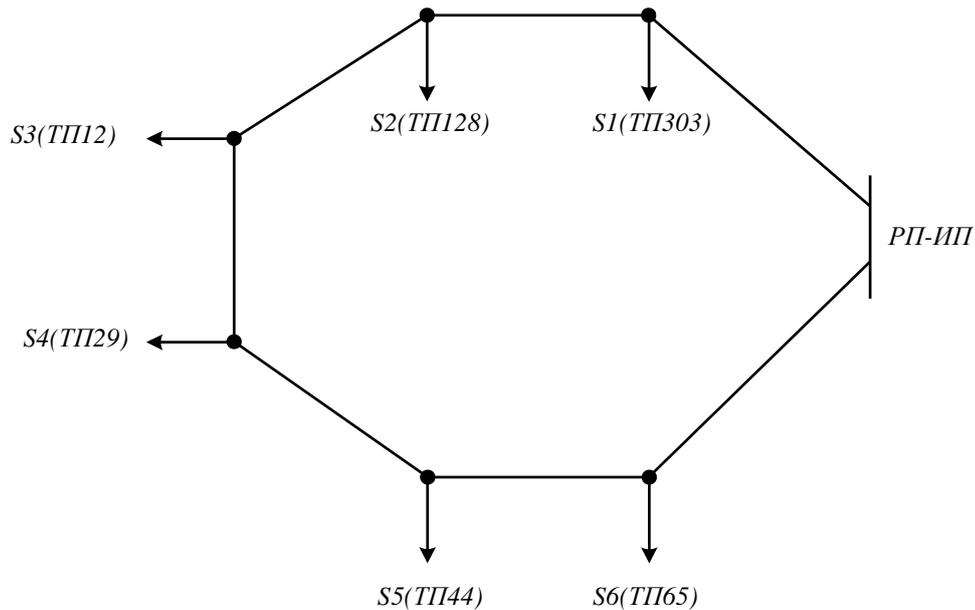
$$\underline{U}_7 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.753 + 0.031i$$

$$|U_7| = 9.753$$

$$\frac{|U_7| - U_0}{|U_7|} \cdot 100 = -2.528$$

РЕЖИМ № 2



$$i := \sqrt{-1}$$

$$U_{НОМ} := 10$$

$$S_1 := 506.3 + i \cdot 102.4$$

$$S_2 := 203.8 + i \cdot 41.4$$

$$S_3 := 360.6 + i \cdot 73.2$$

$$S_4 := 432.1 + i \cdot 87.8$$

$$S_5 := 72.3 + i \cdot 14.5$$

$$S_6 := 580.4 + i \cdot 117.9$$

$$L_{01} := 0.410$$

$$L_{12} := 0.330$$

$$L_{23} := 0.180$$

$$L_{34} := 0.280$$

$$L_{45} := 0.220$$

$$L_{56} := 0.210$$

$$L_{06} := 0.350$$

$$S_{THOM} := 630$$

$$\Delta P_K := 7.6$$

$$\Delta P_X := 1.42$$

$$\Delta Q_X := 18.9$$

$$u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 1.915$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 8.73$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_1 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_1 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_1 = 506.3 + 102.8i$$

$$\Delta S_T = 2.838 + 37.812i$$

$$S_{np1} := S_1 + \Delta S_T$$

$$S_{np1} = 509.138 + 140.612i$$

$$S_{THOM} := 250$$

$$\Delta P_K := 3.7$$

$$\Delta P_X := 1.02$$

$$\hat{e}\hat{A}\hat{o}$$

$$\Delta Q_X := 9.2$$

$$u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 5.92$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 18$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_2 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_2 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_2 = 203.8 + 41.4i$$

$$\Delta S_T = 2.1 + 18.404i$$

$$S_{np2} := S_2 + \Delta S_T$$

$$S_{np2} = 205.9 + 59.804i$$

$$S_{THOM} := 630$$

$$\Delta P_K := 7.6$$

$$\Delta P_X := 1.42$$

$$\Delta Q_X := 18.9$$

$$u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 1.915$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 8.73$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_3 = 360.6 + 73.2i$$

$$\Delta S_T = 2.839 + 37.806i$$

$$S_{np3} := S_3 + \Delta S_T$$

$$S_{np3} = 363.439 + 111.006i$$

$$S_{THOM} := 630$$

$$\Delta P_K := 7.6$$

$$\underline{\Delta P_X} := 1.4\%$$

$$\underline{\Delta Q_X} := 18.9\%$$

$$\underline{u_K} := 5.5\%$$

$$\underline{R_T} := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 1.915$$

$$\underline{X_T} := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 8.73$$

$$\underline{\Delta S_T} := \frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_4 = 432.1 + 87.8i$$

$$\Delta S_T = 2.838 + 37.809i$$

$$\underline{S_{np4}} := S_4 + \Delta S_T$$

$$S_{np4} = 434.938 + 125.609i$$

$$\underline{S_{THOM}} := 100$$

$$\underline{\Delta P_K} := 1.9\%$$

$$\underline{\Delta P_X} := 0.31\%$$

$$\underline{\Delta Q_X} := 2.6\%$$

$$\underline{u_K} := 4.5\%$$

%

$$\underline{R_T} := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 19.7$$

$$\underline{X_T} := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 45$$

$$\Delta S_{T5} := \frac{(S_5 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_5 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_5 = 72.3 + 14.7i$$

$$\Delta S_T = 0.62 + 5.201i$$

$$S_{np5} := S_5 + \Delta S_T$$

$$S_{np5} = 72.92 + 19.901i$$

$$S_{THOM} := 100$$

$$\Delta P_K := 12.2$$

$$\Delta P_X := 2.1$$

$$\Delta Q_X := 2\epsilon$$

$$u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 1.22$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 5.5$$

$$\Delta S_{T6} := \frac{(S_6 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_6 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$S_6 = 580.4 + 117.9i$$

$$\Delta S_T = 4.198 + 52.01i$$

$$S_{np6} := S_6 + \Delta S_T$$

$$S_{np6} = 584.598 + 169.91i$$

$$L_{00} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$L_{10} := L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$L_{60} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56}$$

$$L_{20} := L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$L_{50} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45}$$

$$\underline{L_{30'}} := L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$\underline{L_{40'}} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34}$$

$$\underline{L_{40'}} := L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$\underline{L_{30'}} := L_{01} + L_{12} + L_{23}$$

$$\underline{L_{50'}} := L_{56} + L_{06}$$

$$\underline{L_{20'}} := L_{01} + L_{12}$$

$$\underline{L_{60'}} := L_{06}$$

$$\underline{L_{10'}} := L_{01}$$

$$\underline{S_{01'}} := \frac{S_{np1} \cdot L_{10'} + S_{np2} \cdot L_{20'} + S_{np3} \cdot L_{30'} + S_{np4} \cdot L_{40'} + S_{np5} \cdot L_{50'} + S_{np6} \cdot L_{60'}}{L_{0'0'}}$$

$$S_{0'1} = 1.026 \times 10^3 + 294.491i$$

$$S_{0'6} := \frac{S_{np6} \cdot L_{60'} + S_{np5} \cdot L_{50'} + S_{np4} \cdot L_{40'} + S_{np3} \cdot L_{30'} + S_{np2} \cdot L_{20'} + S_{np1} \cdot L_{10'}}{L_{0'0'}}$$

$$S_{0'6} = 1.145 \times 10^3 + 332.351i$$

$$\underline{S_{12}} := S_{0'1} - S_{np1}$$

$$S_{12} = 516.768 + 153.879i$$

$$\underline{S_{23}} := S_{12} - S_{np2}$$

$$S_{23} = 310.868 + 94.075i$$

$$\underline{S_{34}} := S_{23} - S_{np3}$$

$$S_{34} = -52.571 - 16.931i$$

$$\underline{S_{45}} := S_{34} - S_{np4}$$

$$S_{45} = -487.509 - 142.54i$$

$$\underline{S_{65}} := S_{0'6} - S_{np6}$$

$$S_{65} = 560.429 + 162.441i$$

$$\underline{S_{54}} := S_{65} - S_{np5}$$

$$S_{54} = 487.509 + 142.54i$$

$$\underline{I_{01}} := \frac{S_{0'1}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{01} = 29.615 + 8.501i$$

$$\cos\phi_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01})}{|S_{01}|}$$

$$\cos\phi_{01} = 0.961$$

$$|I_{01}| = 30.811$$

$$\sin\phi_{01} := \sin(\operatorname{acos}(\cos\phi_{01})) = 0.276$$

$$I_{12} := \frac{S_{12}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{12} = 14.918 + 4.442i$$

$$\cos\phi_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})}{|S_{12}|}$$

$$\cos\phi_{12} = 0.958$$

$$|I_{12}| = 15.565$$

$$\sin\phi_{12} := \sin(\operatorname{acos}(\cos\phi_{12})) = 0.285$$

$$I_{23} := \frac{S_{23}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{23} = 8.974 + 2.716i$$

$$\cos\phi_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23})}{|S_{23}|}$$

$$\cos\phi_{23} = 0.957$$

$$|I_{23}| = 9.376$$

$$\sin\phi_{23} := \sin(\operatorname{acos}(\cos\phi_{23})) = 0.29$$

$$I_{34} := \frac{S_{34}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{34} = -1.518 - 0.489i$$

$$\cos\phi_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34})}{|S_{34}|}$$

$$\cos\phi_{34} = -0.952$$

$$|I_{34}| = 1.594$$

$$\sin\phi_{34} := \sin(\operatorname{acos}(\cos\phi_{34})) = 0.307$$

$$I_{45} := \frac{S_{54}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}}$$

$$I_{45} = 14.073 + 4.115i$$

$$\cos\phi_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{54})}{|S_{54}|}$$

$$\cos\phi_{45} = 0.96$$

$$|I_{45}| = 14.662$$

$$\sin\phi_{45} := \sin(\arccos(\cos\phi_{45})) = 0.281$$

$$I_{56} := \frac{S_{65}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{56} = 16.178 + 4.689i$$

$$\cos\phi_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{65})}{|S_{65}|}$$

$$\cos\phi_{56} = 0.96$$

$$|I_{56}| = 16.844$$

$$\sin\phi_{56} := \sin(\arccos(\cos\phi_{56})) = 0.278$$

$$I_{06} := \frac{S_{0'6}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{06} = 33.054 + 9.594i$$

$$\cos\phi_{06} := \frac{\operatorname{Re}(S_{0'6})}{|S_{0'6}|}$$

$$\cos\phi_{06} = 0.96$$

$$|I_{06}| = 34.418$$

$$\sin\phi_{06} := \sin(\arccos(\cos\phi_{06})) = 0.279$$

Выбираем кабель ААБлу 50 с длительно-допустимым током 134 А

Послеаварийный режим:

$$I_{01} := \frac{S_{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{01} = 59.231 + 17.002i$$

$$|I_{01}| = 61.623$$

$$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{12} = 29.836 + 8.884i$$

$$|I_{12}| = 31.13$$

$$\underline{I}_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{23} = 17.948 + 5.431i$$

$$|I_{23}| = 18.752$$

$$\underline{I}_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{34} = -3.035 - 0.978i$$

$$|I_{34}| = 3.189$$

$$\underline{I}_{45} := \frac{S_{54}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{45} = 28.146 + 8.23i$$

$$|I_{45}| = 29.325$$

$$\underline{I}_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{56} = 32.356 + 9.379i$$

$$|I_{56}| = 33.688$$

$$\underline{I}_{06} := \frac{S_{0'6}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{06} = 66.108 + 19.188i$$

$$|I_{06}| = 68.837$$

Для кабеля АБЛУ:

$$\underline{R}_0 := 0.6\%$$

$$\underline{X}_0 := 0.0\%$$

Проверка по допустимой потере напряжения:

$$\underline{\Delta U}_{01} := \frac{|I_{01}| \cdot L_{01} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{01}) + X_0 \cdot \sin \phi_{01}] \cdot 100 = 0.272$$

$$\underline{\Delta U}_{12} := \frac{|I_{12}| \cdot L_{12} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{12}) + X_0 \cdot \sin \phi_{12}] \cdot 100 = 0.113$$

$$\underline{\Delta U}_{23} := \frac{|I_{23}| \cdot L_{23} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{23}) + X_0 \cdot \sin \phi_{23}] \cdot 100 = 0.037$$

$$\underline{\Delta U}_{34} := \frac{|I_{34}| \cdot L_{34} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{34}) + \mathbf{X}_0 \cdot \sin \phi_{34}] \cdot 100 = -8.793 \times 10^{-3}$$

$$\underline{\Delta U}_{45} := \frac{|I_{45}| \cdot L_{45} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{45}) + \mathbf{X}_0 \cdot \sin \phi_{45}] \cdot 100 = 0.072$$

$$\underline{\Delta U}_{56} := \frac{|I_{56}| \cdot L_{56} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{56}) + \mathbf{X}_0 \cdot \sin \phi_{56}] \cdot 100 = 0.076$$

$$\Delta U_{06} := \frac{|I_{06}| \cdot L_{06} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{HOM}} \cdot 10^3} \cdot [\mathbf{R}_0 \cdot (\cos \phi_{06}) + \mathbf{X}_0 \cdot \sin \phi_{06}] \cdot 100 = 0.263$$

$$\underline{Z}_{01} := L_{01} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot \mathbf{X}_0)$$

$$Z_{01} = 0.254 + 0.037i$$

$$\underline{Z}_{12} := L_{12} \cdot (\mathbf{R}_0 + i \cdot \mathbf{X}_0)$$

$$Z_{12} = 0.209 + 0.03i$$