

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения квартала ЗПУ 5 в городе
Благовещенск Амурской области

Исполнитель
студент группы 142-об3

подпись, дата

И.А. Блажко

Руководитель
профессор
доктор. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Блажко Ильи Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения квартала ЗПУ 5 в городе Благовещенск Амурской области

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе подробная однолинейная схема ПС Новая 110/10 кВ, Кооперативная 110/10 кВ, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4 кВ, план расположения зданий рассматриваемой части города. _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей системы электроснабжения города и источников питания, расчет электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности ТП, выбор и проверка силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Новая, выбор и проверка кабельных линий 10 кВ, расчет экономических показателей, безопасность и экологичность _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 10 кВ с источником питания подстанция Новая 110/10 кВ, Кооперативная 110/10 кВ, план расположения ТП в рассматриваемой части города Благовещенск, подробная однолинейная схема подстанции Кооперативная после реконструкции, подробная однолинейная схема электрической сети 10 кВ после реконструкции, план расположения оборудования ПС Кооперативная после реконструкции, схема вторичных цепей секционного выключателя 10 кВ подстанции Кооперативная _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков) _____

7. Дата выдачи задания: 10.04.25

Руководитель выпускной квалификационной работы: Руководитель профессор, доктор. техн. наук Ю.В. Мясоедов _____

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.25 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 стр., 11 рисунков, 40 таблиц, 126 формулы, 30 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, КОММУТАЦИОННЫЙ АППАРАТ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА

В представленной работе выполнена реконструкция системы электроснабжения квартала ЗПУ-5 в городе Благовещенск Амурской области для повышения надежности питания потребителей.

Цель работы – разработка оптимального варианта реконструкции системы электроснабжения квартала ЗПУ-5 в городе Благовещенск Амурской области а так же реконструкция и модернизация одного из источников питания данного района.

Расчет и выбор оборудования как в системе электроснабжения так и на источнике питания выполнялся на основании данных о расчетных нагрузках а так же расчетных данных о токах короткого замыкания в характерных точках. Все принятое оборудование прошло необходимые проверки. Уделено внимание экономическим аспектам и безопасности персонала при эксплуатации электротехнического оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика города Благовещенск в районе расположения квартала ЗПУ 5.	9
1.1 Краткая характеристика города Благовещенск и квартала ЗПУ 5	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика и анализ потребителей в рассматриваемом районе	11
2 Анализ существующей системы электроснабжения квартала ЗПУ 5	14
2.1 Источники питания и их анализ	14
2.2 Характеристика системы электроснабжения квартала ЗПУ 5	19
3 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения и источника питания	24
4 Расчет электрических нагрузок	25
5 Компенсация реактивной мощности	38
6 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	40
7 Выбор и проверка трансформаторов ТП при их реконструкции	43
8 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП	46
9 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ	49
9.1 Выбор кабельных линий 10 кВ	52
10 Компенсация реактивной мощности на подстанции Кооперативная	54
11 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов подстанции Кооперативная	55
12 Реконструкция РУВН ПС Кооперативная	57
13 Расчет токов короткого замыкания	58
13.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ	65
14 Выбор оборудования подстанции Кооперативная	68
14.1 Выбор выключателей 110 кВ	69
14.2 Выбор выключателей 10 кВ	70
14.3 Выбор разъединителей 110 кВ	72

14.4 Выбор трансформаторов тока	72
14.5 Выбор трансформаторов напряжения	76
14.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	78
14.7 Выбор гибких шин 110 кВ	79
14.8 Выбор жестких шин 10 кВ	80
14.9 Выбор опорных изоляторов 110 кВ	81
14.10 Выбор опорных изоляторов 10 кВ	82
15 Проверка линий 10 кВ	84
15.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость	84
15.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	85
16 Микропроцессорная защита трансформаторов на ПС Кооперативная	87
16.1 Дифференциальная защита	87
16.2 Газовая защита	89
16.3 Защита от перегрузки	89
16.4 Максимальная токовая защита	89
17 Технико-экономическое обоснование модернизации подстанции Кооперативная	91
18 Безопасность и экологичность	94
18.1 Безопасность	94
18.2 Экологичность	103
18.3 Чрезвычайные ситуации	106
Заключение	109
Библиографический список	110
Приложение А. Расчет нагрузок НН существующих ТП	113
Приложение Б. Расчет компенсирующих устройств	114
Приложение В. Расчет коэффициентов загрузки ТП	115
Приложение Г. Определение расчетных мощностей 10 кВ ТП	116

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматика ввода резерва;

ВВ – вакуумный выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН - низкое напряжения;

ПБВ – устройство переключения обмоток трансформатора без возбуждения;

ПС – электрическая подстанция;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция.

ВВЕДЕНИЕ

В представленной ВКР рассмотрен вопрос которой довольно остро стоит в системе электроснабжения квартала ЗПУ 5 города Благовещенск Амурской области, в частности он касается необходимости замены изношенного оборудования как на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, на питающих сетях а так же на одном из источников - питания подстанции Кооперативная напряжением 110/10 кВ, так же в связи со значительным количеством вновь вводимых потребителей электрической энергии требуется соответствующее развитие и системы электроснабжения, ввод новых трансформаторных подстанций и реконструкция самой системы электроснабжения. Данная необходимость возникает в связи увеличением требований к качеству и надежности электроснабжения потребителей расположенных в данном районе города. Постоянный рост количества потребители связанный с жилой застройкой и появлением иных потребителей приводит к необходимости реконструкции и модернизации системы электроснабжения для соответствия накладываемым требованиям

Цель представленной ВКР – предоставление готового проекта по устранению основных недостатков существующей системы электроснабжения связанных с надежностью и качеством электроснабжения потребителей города Благовещенск в квартале ЗПУ 5, с указанием основных технических характеристик необходимого оборудования.

Актуальность ВКР – заключается в том что успешная работа сетевого предприятия в большей степени зависит качества и надежности поставляемой им потребителям электрической энергии а так же соответствующего развития системы электроснабжения для подключения новых потребителей. Выход из строя электротехнического оборудования трансформаторных подстанций и сетей, ввиду его физического износа, приводит к незапланированным ремонтным работам которые зачастую требуют значительных финансовых затрат, так же перебои в электроснабжении потребителей могут обернуться

значительными экономическими затратами. Данный факт приводит к тому что своевременная замена электротехнического оборудования в значительной степени повысит качество обслуживания потребителей, позволит уменьшить до минимального уровня экономические потери от недоотпусков электрической энергии, избежать штрафов, на первоначальном этапе обойтись от выполнения ремонтных работ на вновь введенном оборудовании.

Практическая значимость представленной работы – заключается в определении фактических уровней загрузки электрической сети в частности силовых трансформаторов, линий электропередачи рассматриваемого района горда Благовещенск, на основании полученных данных в работе будет выбрано все необходимое оборудование и определены его технические характеристики.

Перечень использованного программного обеспечения:

MS Word, Excel, Visio,

Mat soft Mathcad,

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСК В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ КВАРТАЛА ЗПУ 5

1.1 Краткая характеристика города Благовещенск и квартала ЗПУ 5

Город Благовещенск расположен на границе с КНР, он является административным центром Амурской области и образует городской округ Благовещенск, численность населения по состоянию на 2025 год составляет 226385 человек, плотность населения составляет 677 человек на 1 км². Город расположен на левом берегу реки Амур и в устье правого берега реки Зея, при этом город Благовещенск является единственным административным центром который находится на государственной границе, на расстоянии в половину километра от него расположен город Хэйхе китайской народной республики.

Рассматриваемый район города Благовещенск в котором расположена система электроснабжения расположены в северной части города и по своей сути относятся к микрорайону. План рассматриваемой части города представлен на рисунке 1.

Для электроснабжения всех потребителей города Благовещенск используется значительное количество подстанций различного уровня номинального напряжения, в частности в рассматриваемом районе города источником питания служит подстанция Новая напряжением 110/10 кВ и Кооперативная 110/10 кВ.

Рассматриваемая область для которой будет проводиться реконструкция системы электроснабжения ограничивается с южной части ул. Промышленная, с западной части улицей Мухина, с восточной части ул. Студенческой, с северной стороны ограничивается Игнатьевском шоссе. В данном районе расположено значительное количество жилых многоэтажных домов, магазинов, мелких частных предприятий, гаражных помещений, административные помещения, автозаправочные и ремонтные комплексы.

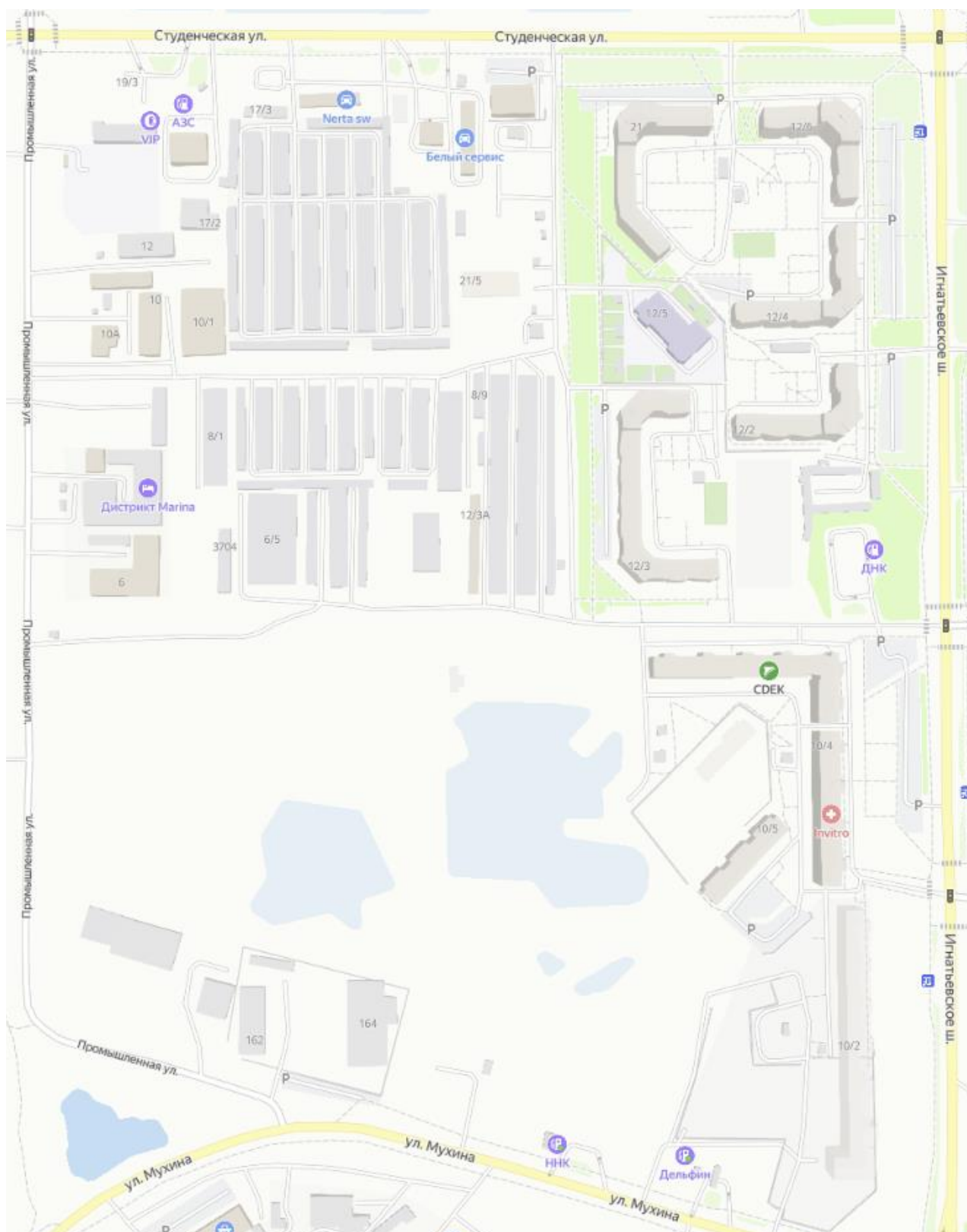


Рисунок 1 – План рассматриваемой части города Благовещенск

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

В данном разделе приводится климатическая характеристика местности которая необходима для правильного выбора и проверки электротехнического оборудования, в частности район по ветру, район по гололеду необходимы для выбора проводов линий электропередач, температура воздуха необходима для выбора подстанционного оборудования, число грозových часов необходимо для расчета системы молниезащиты подстанции, степень загрязнения атмосферы необходима для правильного выбора изоляторов, глубина промерзания грунтов применяется при расчете заземляющего устройства. Необходимые данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика

Параметр	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Температура воздуха высшая, (°C)	41
Температура воздуха низшая, (°C)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (°C)	0
Число грозových часов	50
Степень загрязнения атмосферы	II
Глубина промерзания грунтов (м)	2,0
Преобладающее направление ветра	Западное, Северо-западное

Указанные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах и при выборе оборудования.

1.3 Характеристика и анализ потребителей в рассматриваемом районе

В рассматриваемом квартале, как указывалось ранее, основную долю потребителей электрической энергии составляют объекты жилищно - коммунального назначения, в частности это многоэтажные жилые дома, в частности в нагрузке имеются и большие жилые комплексы включающие в себя многоэтажные постройки с закрытой территорией и своей парковкой для автомобилей. Дополнительно следует отметить значительное количество

гаражей, различные магазины, парикмахерские и другие объекты индивидуального предпринимательства. На рассматриваемой территории расположено несколько автозаправочных комплексов и ремонтных мастерских. Так же следует отметить и наружное освещение улиц которое используется в рассматриваемом районе повсеместно.

Всех потребителей электрической энергии можно классифицировать по значительному количеству категорий включая следующие:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности электроснабжения.

По режиму работы электроприемники различаются на следующие: с мало изменяющейся или неизменной во времени нагрузкой (освещение нагревательные приборы), с повторной кратковременной нагрузкой (электродвигатели различных механизмов работающих с перерывами)

По роду тока различают следующих потребителей: переменного тока промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты, постоянного тока.

По степени надежности электроснабжения: разделяют три основных категории характеризующиеся степенью ущерба наносимого при перерывах в электроснабжении.

Теперь необходимо провести классификацию электроприемников которые расположены в рассматриваемой части города: по режимам работы относим их к потребителям с мало изменяющейся или практически неизменной нагрузкой, по роду тока они относятся к потребителям промышленной частоты переменного тока, относим их так же к потребителям средней и малой мощности номинальным напряжением 0,4 кВ. По надежности электроснабжения основную часть занимают потребители второй категории, остальные третью категорию, потребители первой категории и ее отдельной группы в нагрузке отсутствуют.

В данном разделе приводим перечень потребителей которые подключены к шинам низкого напряжения ТП, данные представлены в таблице 2, 3 [8]:

Таблица 2 – Данные об удельной мощности нагрузки квартир (кВт/ед.)

Потребитель	Количество квартир									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Квартира с эл. плитой до 8,5 кВт (tgφ = 0,2)	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5

Таблица 3 – Данные о нагрузке иных потребителей

Потребитель	Удельная мощность	Коэффициент мощности tgφ
Гараж	0,2 (кВт/ед.)	0,7
Административное помещение	0,054 (кВт/м²)	0,57
Торговое помещение	0,25 (кВт/м²)	0,75
Прогимназия	0,46 (кВт/место)	0,62
Кафе	1,04 (кВт/место)	0,2
Автосервис	0,1 (кВт/м²)	0,7
АЗС	0,25 (кВт/м²)	0,7
Складское помещение	0,008 (кВт/м²)	0,57
Освещение улиц	2,0 (кВт/км)	0,3

Указанные данные будут использованы при расчете электрических нагрузок.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КВАРТАЛА ЗПУ 5.

2.1 Источники питания и их анализ

Источниками питания для указанных потребителей города Благовещенск являются ПС Новая 110/10 кВ расположенная севернее данного квартала и ПС Кооперативная 110/10 кВ расположенная южнее

В данном разделе рассмотрим подробно каждый центр питания в рассматриваемой части города.

ПС Новая

Подробная однолинейная схема подстанции Новая представлена на рисунке 2. На подстанции Новая распределительное устройство высокого напряжения 110 кВ выполнено по схеме «сдвоенный блок линия трансформатор с неавтоматической перемычкой со стороны линий», при этом питание данная ПС получает по отпаечной схеме от двух воздушных линий электропередачи 110 кВ соответственно от двухцепной ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Центральная. На данной ПС установлено относительно новое оборудование включая выключатели 110 кВ так и измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Силовые трансформаторы на подстанции Новая установлены типа ТРДН 40000/110/10/10 и 25000/110/10/10, номинальная мощность составляет 40000 и 25000 кВА, номинальное напряжение на стороне ВН 115 кВ на стороне НН 11 кВ, трансформаторы имеют расщепленную обмотку низкого напряжения и снабжены устройством регулирования напряжения под нагрузкой путем переключения отпаяк обмотки высокого напряжения. В данной работе будет проведен анализ коэффициентов загрузки данных трансформаторов, если они не будут превышать нормативное значение следовательно замена трансформаторов на большую мощность не потребуется. Основные технические характеристики данных трансформаторов приведены в таблице 4, 5:

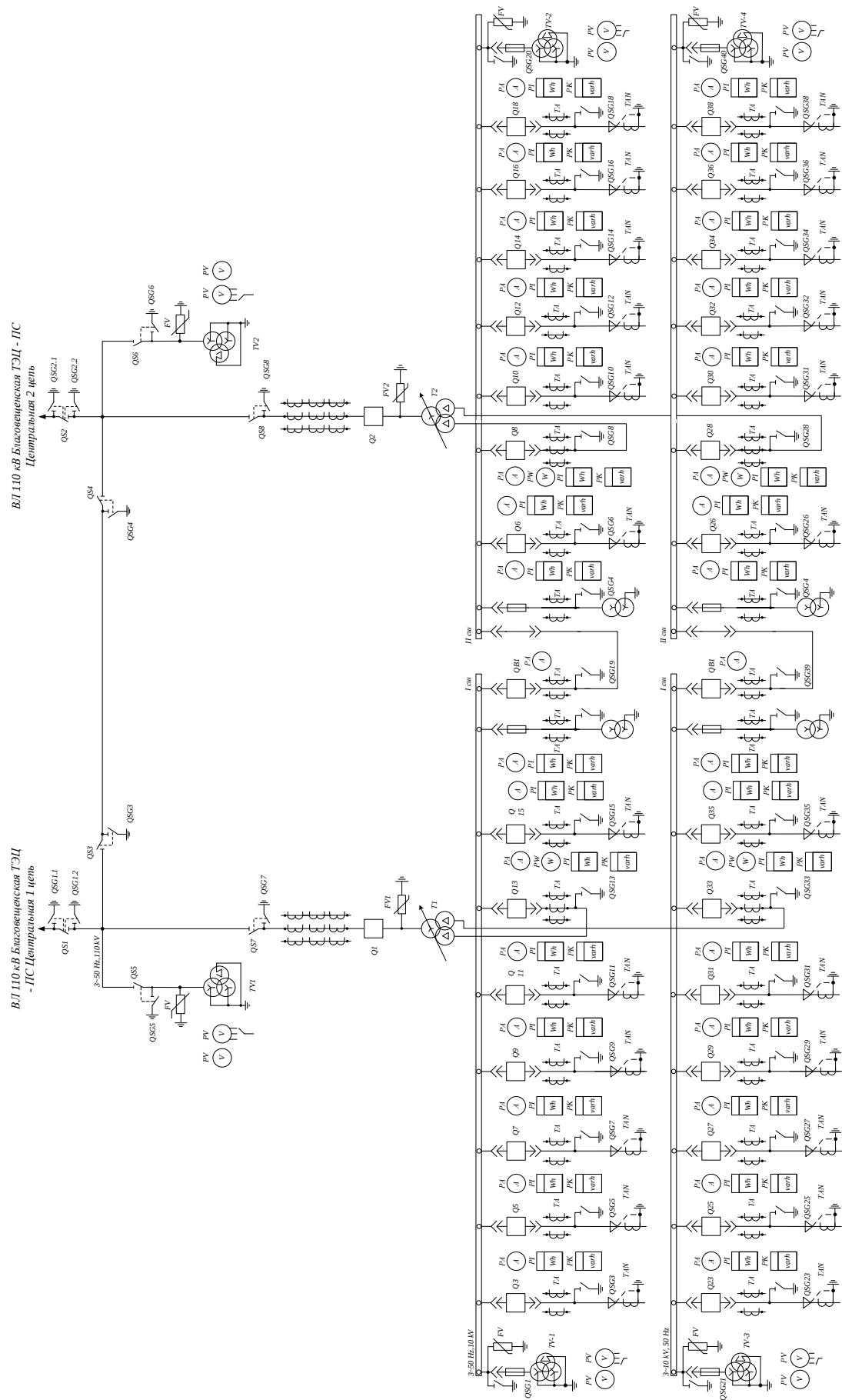


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема подстанции Новая 110/10/10 кВ

Таблица 4 – Основные характеристики ТРДН 40000/110/10/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	40000 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	115 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11 кВ
Потери холостого хода	25,0 кВт
Потери короткого замыкания	170,0 кВт
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	10,5 %
Масса масла	17,6 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	6,0×4,7×5,7 м

Таблица 5 – Основные характеристики ТРДН 25000/110/10/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	25000 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	115 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11 кВ
Потери холостого хода	17,0 кВт
Потери короткого замыкания	120,0 кВт
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	10,5 %
Масса масла	11,5 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	5,5×3,8×5,1 м

Распределительное устройство низкого напряжения состоит из двух РУ выполненных по схеме «две секции шин с секционным выключателем», данная схема РУ соответствует требуемому уровню надежности электроснабжения т.к. позволяет питать потребителей первой и второй категории по надежности которые и имеются в данном районе электрических сетей.

РУ НН выполнено с использованием ячеек КРУ 10 кВ, общее количество которых составляет 40, при этом общее количество отходящих фидеров составляет 24 шт. Использование комплектного распределительного устройства позволяет обеспечить высокую степень надежности, благодаря наличию выкатных элементов выключателей 10 кВ. В качестве выключателей используются вакуумные выключатели, трансформаторы напряжения НАМИ-10 и трансформаторы тока типа ТПЛК-10.

Система оперативного тока основана на использовании трансформаторов собственных нужд от которых получают питание все оперативные цепи и сигнализация.

ПС Кооперативная

Подробная однолинейная схема подстанции Кооперативная представлена на рисунке 3. На подстанции Кооперативная распределительное устройство высокого напряжения 110 кВ выполнено по неполноценной схеме «сдвоенный блок линия трансформатор с неавтоматической перемычкой со стороны линий».

При этом питание данная ПС получает по отпаечной схеме от первой цепи линии электропередачи 110 кВ ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Благовещенская. На данной ПС установлено так же устаревшее оборудование включая масляные выключатели 110 кВ так и измерительные трансформаторы тока и напряжения имеющий значительный износ. Силовые трансформаторы на подстанции Кооперативная установлены типа ТМН 6300/110/10 кВ, номинальная мощность составляет 6300 кВА, номинальное напряжение на стороне ВН 115 кВ на стороне НН 11 кВ, трансформаторы имеют систему охлаждения типа М (естественная циркуляция воздуха и масла) и снабжены устройством регулирования напряжения под нагрузкой путем переключения отпаяк обмотки высокого напряжения. В данной работе будет проведен анализ коэффициентов загрузки так же и для данного оборудования с последующим анализом. Основные технические характеристики данных трансформаторов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные характеристики ТМН 6300/110/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	6300 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	115 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11 кВ
Потери холостого хода	10,0 кВт
Потери короткого замыкания	44,0 кВт
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	10,5 %
Масса масла	10,5 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	5,8×4,2×5,0 м

Распределительное устройство низкого напряжения выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем», данная схема РУ соответствует требуемому уровню надежности электроснабжения т.к. позволяет питать потребителей первой и второй категории по надежности которые и имеются в данном районе электрических сетей.

РУ НН выполнено с использованием ячеек КРУ 10 кВ, общее количество которых составляет 20, при этом общее количество отходящих фидеров составляет 12 шт. Использование комплектного распределительного имеет достоинства указанные ранее для ПС Кооперативная. В качестве выключателей используются масляные типа ВМПП 10/630-20, трансформаторы напряжения НТМИ-10. Система оперативного тока выполнена по той же схеме что и для ПС Кооперативная.

Основной общий недостаток данного источника – ПС Кооперативная который влияет на надежность электроснабжения это износ оборудования приводящий к периодическим отказам, требуется замена всего силового и измерительного оборудования включая выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разъединители, питание от одной цепи ВЛ 110 кВ значительно снижает надежность электроснабжения поэтому в данной работе будет рассмотрен вопрос о реконструкции данного источника питания и подключении второй цепи ВЛ.

2.2 Характеристика системы электроснабжения квартала ЗПУ 5

В данном разделе рассмотрим подробную схему электроснабжения 10 кВ квартала ЗПУ 5. План расположения ТП и РП относительно друг друга представлен на рисунке 4, однолинейная схема на рисунке 5.

Схема питания выполнена смешанной со значительным количеством связей между ТП, так же имеется связь с РП 13 и РП Апин находящимися в центре квартала.

Общее количество трансформаторных подстанций и РП которые в нормальном режиме получают питание со стороны подстанции Новая и Кооперативная составляет 18 шт. Часть из которых выполнена двух трансформаторными а часть одно трансформаторными.

На всех указанных ТП и РТП используются трансформаторы типа ТМ с расширительным баком, а так же в герметичном исполнении - ТМГ – это силовые трехфазные понижающие трансформаторы имеющие охлаждение в виде естественной циркуляции воздуха и масла, регулирование напряжения на стороне НН такого трансформатора осуществляется по средствам устройства ПБВ, допускающее переключение отпаяк трансформатора без возбуждения. Данный тип трансформаторов в настоящее время широко используется во всей современной системе электроснабжения города и довольно хорошо зарекомендовал себя в части надежности. На рассматриваемом участке сети номинальная мощность трансформаторов варьируется от 40 кВА до 630 кВА.

Распределительные устройства высокого напряжения двух-трансформаторных ТП выполнены по схеме «одна секционированная система шин» и разделены разъединителями, на стороне низкого напряжения двух трансформаторных ТП используется такая же схема, на одно трансформаторных ТП используется схема «одна секция шин» как на стороне низкого так и на стороне высокого напряжения.

В качестве коммутационных аппаратов на стороне высокого напряжения применены выключатели нагрузки, при этом защитным устройством служит плавкая вставка. На стороне низкого напряжения используются в качестве защитного и коммутационного аппарата автоматические выключатели.

Связь между ТП, РП и источниками питания выполнена как кабельными линиями соответствующего номинального напряжения (сечение варьируется от 70 до 120 мм²) так и воздушной линией электропередачи (используется провод марки АС 70/11), при этом частично используется современный кабель с ПВХ изоляцией типа АПВпУ, но так же и устаревший тип кабеля с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией типа ААШп. В настоящее время

тип кабеля ААШп практически не применяется в современных системах электроснабжения, т.к. промышленностью выпускаются кабели с современной ПВХ изоляцией, которые имеют лучшие технические характеристики, поэтому в данной работе при замене кабельных линий предпочтение будет отдаваться им.

Схема электроснабжения по рассматриваемого участка города является в основном смешанной, имеется значительное количество связей между ТП и РП, что определяет высокую надежность и возможность при нештатной ситуации получать питание с различных сторон (от различных ТП). Городская застройка определяет относительно небольшую протяженность кабельных линий.

Схема электроснабжения рассматриваемой части города соответствует категории надежности электроснабжения потребителей и ее изменение не требуется, основной недостаток это загрузка силовых трансформаторов ТП и кабельных линий которые в некоторых случаях превышает нормативное значение, так же требуется замена кабельных линий питания ТП т.к. они так же на некоторых участках в значительной степени израсходовали свой ресурс и периодически происходят отказы в работе приводящие к отключению потребителей

К недостаткам данной системы электроснабжения относим только физический износ оборудования который приводит к снижению качества и надежности электроснабжения потребителей, при этом сама схема питания потребителей организована с высокой степенью резервирования и ее замена не требуется.

Что касается вновь вводимых потребителей то в настоящее время от РП Апин планируется подключить один многоквартирный строящийся дом, от ТП 63М так же планируется подключить вновь вводимый многоквартирный дом.

3 ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА И ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

Отключение потребителей, тем более по причине аварийной ситуации является событием крайне не желательным для энергоснабжающими организациями, так как за этим следует недоотпуск электрической энергии и последующие штрафные санкции в отношении последнего. При этом в рассматриваемой части системы электроснабжения напряжением 10 кВ и на источнике питания ПС Кооперативная проблема замены основной массы электротехнического оборудования остро стоит уже давно, это связано с исчерпанием заложенного ресурса. Оперативный персонал все чаще выводит в аварийный ремонт оборудование как трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ так и кабельные линии электропередач, на источнике так же все чаще возникают различного рода нештатные ситуации связанные с выводом в аварийный ремонт оборудования и длительным его простоем. При этом планомерное увеличение нагрузки связанное с постоянной застройкой жилыми домами и другими объектами приводит к тому что требуется значительное увеличение надежности и качества электроснабжения потребителей. Данную проблему может решить замена основного оборудования эксплуатируемого как в системе электроснабжения так и на источнике питания и применение современных материалов и технологий. Данный шаг позволит с большим запасом организовать высокий уровень надежности и качества электроснабжения потребителей рассматриваемого микрорайона, позволит еще длительное время подключать новых потребителей. В данном случае эксплуатация данной схемы электроснабжения показывает, что в основном проблемы с надежностью электроснабжения возникают только по причине выхода из строя устаревшего оборудования, при этом схемная надежность соответствует тем категориям потребителей которые непосредственно получают питание от ТП. Следовательно можно сделать вывод об отсутствии необходимости в изменении принципиальной схемы электроснабжения потребителей в данном случае ТП.

4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок рассматриваемого квартала города Благовещенск, данный расчет необходим для проверки по загруженности силового оборудования КЛ и ТП, а так же последующего выбора соответствующего оборудования, также и на источнике питания ПС Кооперативная.

По существующим ТП расчет нагрузок проводился методом удельных электрических нагрузок с целью определения коэффициентов загрузки трансформаторов, согласно которому каждый потребитель (квартира, квадратный метр торговой площади и.т.д.) имеет удельную мощность нагрузки, которая при подсчете суммарной расчетной мощности умножается на соответствующее количество данных потребителей. По результатам расчетов будет принято решение о целесообразности реконструкции ТП.

Данные о потребителях представлены в таблице 7:

Таблица 7 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ

Фидер	Потребитель	Количество потребителей (ед.)	Количество квартир (ед.)/ площадь помещений (м²)	Удельная мощность нагрузки (кВт/ед.)	Коэффициент реактивной мощности (tgφ)
1	2	3	4	5	6
ТП Амурстрой 1					
1	Магазин	1	200 м²	0,25	0,75
2	Гаражи	50	-	0,2	0,62
3	Гаражи	50	-	0,2	0,62
4	Складское помещение	1	200 м²	0,02	0,57
5	Административное здание	1	400 м²	0,054	0,57
ТП Амурстрой 2					
1	Магазин	1	40 м²	0,25	0,75
2	Гаражи	60	-	0,2	0,62
3	Гаражи	40	-	0,2	0,62
4	Складское помещение	3	300 м²	0,02	0,57

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
5	Административное здание	2	200 м²	0,054	0,57
ТП Кочарян					
1	Административное здание	2	300 м²	0,054	0,57
2	Складское помещение	2	300 м²	0,02	0,57
3	АЗС	1	200 м²	0,25	0,6
ТП АЗС					
1	АЗС	1	200 м²	0,25	0,6
2	Административное здание	4	300 м²	0,054	0,57
3	Складское помещение	2	300 м²	0,02	0,57
4	Гаражи	100	-	0,2	0,62
РП-13					
1	Административное здание	1	400 м²	0,054	0,57
2	Складское помещение	2	200 м²	0,02	0,57
3	Гаражи	60	-	0,2	0,62
4	Гаражи	60	-	0,2	0,62
ТП 60М					
1	Гаражи	60	-	0,2	0,62
2	Гаражи	60	-	0,2	0,62
ТП 61М					
1,3	Жилой дом	1	200 кв (6 лифтов)	1,5	0,2
	Административное помещение	1	100 м²	0,054	0,57
	Магазин	1	60 м²	0,25	0,75
	Школа	1	200 мест	0,25	0,38
2,4	Жилой дом	1	285 кв (8 лифтов)	1,5	0,2
	Административное помещение	1	100 м²	0,054	0,57
	Магазин	1	50 м²	0,25	0,75
	Салон красоты	1	50 м²	0,25	0,75
5	Магазин	1	200 м²	0,25	0,75
6,7	Детский сад	1	300 мест.	0,25	0,46
8	Освещение улиц	1	0,3 км	2,0	0,3

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
ТП 62М					
1,3	Жилой дом	1	250 кв (7 лифтов)	1,5	0,2
	Административное помещение	1	70 м²	0,054	0,57
	Магазин	3	50 м²	0,25	0,75
	Солярий	1	50 м²	0,054	0,57
2,4	Жилой дом		230 кв (6 лифтов)	1,5	0,2
5	Магазин	3	50 м²	0,25	0,75
6	Освещение улиц	1	0,25 км	2,0	0,3
ТП 63М					
1,3	Жилой дом	1	445 кв (11 лифтов)	1,5	0,2
	Магазин	1	30 м²	0,25	0,75
2,4	Супермаркет	1	1000 м²	0,25	0,75
5	Гаражи	70	-	0,2	0,62
6	АЗС	1	200 м²	0,25	0,6
7,8	Строящийся жилой дом	1	75 кв (3 лифта)	2,1	0,2
ТП 64М					
1	Гаражи	60	-	0,2	0,62
2	Гаражи	60	-	0,2	0,62
3	Гаражи	60	-	0,2	0,62
ТП 65М					
1	Гаражи	60	-	0,2	0,62
2	Гаражи	60	-	0,2	0,62
3	Складское помещение	1	200 м²	0,02	0,57
ТП 66М					
1	Административное здание	2	150 м²	0,054	0,57
2	Административное здание	2	150 м²	0,054	0,57
3	Складское помещение	1	300 м²	0,02	0,57
ТП НП					
1	Гаражи	75	-	0,2	0,62
2	Гаражи	75	-	0,2	0,62
3	Административное здание	1	400 м	0,054	0,57

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
РП Апин					
1,3	Жилой дом	1	398 кв (12 лифтов)	1,5	0,2
	Клиника	1	30 мест	0,46	0,25
	Кафе	1	20 мест	1,04	0,2
	Магазин	1	200 м	0,25	0,75
	Школа	1	30 мест	0,25	0,38
2,4	Строящийся жилой дом	1	186 кв (3 лифтов)	1,5	0,2
ТП Апин-1					
1,3	Жилой дом	1	270 кв (8 лифтов)	1,5	0,2
	Магазин	3	50 м	0,25	0,75
2,4	Жилой дом	1	186 кв (3 лифта)	1,5	0,2
	Магазин	1	70 м	0,25	0,75
ТП Апин-2					
1,3	Жилой дом	1	501 кв (12 лифтов)	1,5	0,2
ТП ННК-1					
1	АЗС	1	200	0,25	0,6
2	Складское помещение	4	100 м	0,02	0,57
3	Магазин	1	100 м	0,25	0,75
ТП ННК-2					
1	Административное здание	1	200 м	0,054	0,57
2	Складское помещение	3	200 м	0,02	0,57

Расчет нагрузок выполняем отдельно для каждого фидера.

Мощность нагрузки жилого здания определяется по следующей формуле (без наличия различных общественных помещений) [16]:

$$P_{Ржд} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + k_c \cdot \Sigma P_l \quad (1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная мощность приходящаяся на одну квартиру, кВт;

$n_{кв}$ – количество квартир в доме, шт.;

k_c – коэффициент спроса лифтовых установок.

P_l – номинальная мощность электродвигателя лифтовой установки, кВт.

Реактивная составляющая мощности нагрузки данного потребителя по следующей формуле [16]:

$$Q_{P_{ж\delta}} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot tg\varphi_{кв} + k_c \cdot \Sigma P_l \cdot tg\varphi_l \quad (2)$$

где $tg\varphi_{кв}$ – коэффициент мощности нагрузки квартиры;

$tg\varphi_l$ – коэффициент мощности нагрузки лифтов;

Для торговых помещений активная расчетная мощность определяется [16]:

$$P_{торг} = P_{торг.уд} \cdot M \quad (3)$$

где $P_{торг.уд}$ – расчетная активная мощность на один квадратный метр;

M – площадь торгового помещения (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для торгового помещения [16]:

$$Q_{P_{торг}} = P_{торг} \cdot tg\varphi_{торг} \quad (4)$$

где $tg\varphi_{торг}$ – коэффициент мощности для торговых помещений.

Для административного здания активная расчетная мощность определяется как [16]:

$$P_{адм} = P_{адм.уд} \cdot M \quad (5)$$

где $P_{адм.уд}$ – расчетная активная мощность на один квадратный метр здания;

M – площадь административного здания (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для административного здания [16]:

$$Q_{P_{адм}} = P_{адм} \cdot tg\varphi_{адм} \quad (6)$$

где $tg\varphi_{адм}$ – коэффициент мощности для административного здания.

Для кафе активная расчетная мощность:

$$P_{Pкаф} = P_{каф.уд} \cdot N \quad (7)$$

где $P_{каф.уд}$ – расчетная активная мощность на одно место;

N – количество мест в кафе (ед).

Реактивная мощность нагрузки для кафе [16]:

$$Q_{Pкаф} = P_{Pкаф} \cdot tg\varphi_{каф} \quad (8)$$

где $tg\varphi_{пар}$ – коэффициент мощности для кафе.

Для детского сада активная расчетная мощность определяется как [16]:

$$P_{Pдс} = P_{дс.уд} \cdot N \quad (9)$$

где $P_{дс.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в детском саду;

N – количество мест в детском саду (ед).

Реактивная мощность нагрузки для детского сада [16]:

$$Q_{Pдс} = P_{Pдс} \cdot tg\varphi_{дс} \quad (10)$$

где $tg\varphi_{дс}$ – коэффициент мощности для детского сада.

Для школы активная расчетная мощность определяется как [16]:

$$P_{Pшк} = P_{шк.уд} \cdot N \quad (11)$$

где $P_{шк.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в детском саду;

N – количество мест в школе (ед).

Реактивная мощность нагрузки для детского сада [16]:

$$Q_{Pшк} = P_{Pшк} \cdot tg\varphi_{шк} \quad (12)$$

где $tg\varphi_{шк}$ – коэффициент мощности для школы.

Для гаражей активная расчетная мощность определяется как [16]:

$$P_{Pzap} = P_{zap.yd} \cdot N \quad (13)$$

где $P_{zap.yd}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один гараж;

N – количество гаражей (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для гаражей [16]:

$$Q_{Pzap} = P_{Pzap} \cdot tg\varphi_{zap} \quad (14)$$

где $tg\varphi_{zap}$ – коэффициент мощности для гаражей.

Для клиники активная расчетная мощность определяется как [16]:

$$P_{Pкл} = P_{кл.yd} \cdot N \quad (15)$$

где $P_{кл.yd}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в больнице;

N – количество мест в клинике (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для клиники [16]:

$$Q_{Pкл} = P_{Pкл} \cdot tg\varphi_{кл} \quad (16)$$

где $tg\varphi_{кл}$ – коэффициент мощности для больницы.

Для освещения улиц расчетная мощность определяется как [16]:

$$P_{Pосв} = P_{осв.yd} \cdot L \quad (17)$$

где $P_{осв.yd}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один километр освещаемой территории;

L – протяженность освещенной территории (км).

Реактивная мощность нагрузки для освещения улиц [16]:

$$Q_{Pосв} = P_{Pосв} \cdot tg\varphi_{осв} \quad (18)$$

где $tg\varphi_{осв}$ – коэффициент мощности для освещения улиц.

Для складского помещения активная расчетная мощность определяется как [16]:

$$P_{Рскл} = P_{скл.уд} \cdot M \quad (19)$$

где $P_{скл.уд}$ – расчетная активная мощность на один квадратный метр помещения;

M – площадь складского помещения (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для складского помещения [16]:

$$Q_{Рскл} = P_{Рскл} \cdot tg\varphi_{скл} \quad (20)$$

где $tg\varphi_{скл}$ – коэффициент мощности для складского помещения.

Учитывая тот факт что нагрузка является смешанной следовательно определять общую расчетную мощность нагрузки фидера будем с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки по следующей формуле [16]:

$$P_{Робщ} = P_{макс} + \sum P_{потри} \cdot k_{yi} \quad (21)$$

$$Q_{Робщ} = Q_{макс} + \sum Q_{потри} \cdot k_{yi} \quad (22)$$

где $P_{макс}$, $Q_{макс}$ – наибольшая расчетная мощность нагрузки потребителя кВт, квар;

$P_{потри}$, $Q_{потри}$ – расчетная мощность нагрузки остальных потребителей, кВт, квар;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок каждого отдельного потребителя.

Проводим расчет нагрузки на примере фидера №1,3 ТП 63М в данном случае потребителями выступают жилой дом и магазин, проводим расчет нагрузки от жилого дома (445 квартир, 11 лифтов, мощность электродвигателя лифтовой установки 7,5 кВт, коэффициент спроса 0,8):

$$P_{Ржд} = 1,5 \cdot 445 + 0,5 \cdot 7,5 \cdot 11 = 733,5 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{жсд}} = 1,5 \cdot 445 \cdot 0,2 + 0,5 \cdot 11 \cdot 7,5 \cdot 0,72 = 181,02 \text{ (квар)}$$

Нагрузка от торгового помещения:

$$P_{P_{торг}} = 0,25 \cdot 30 = 7,5 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{торг}} = 7,5 \cdot 0,75 = 5,62 \text{ (квар)}$$

Определяем суммарную нагрузку фидера с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки (принимается для торгового помещения):

$$P_{P_{общ}} = 733,5 + 0,6 \cdot 7,5 = 738,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{общ}} = 181,02 + 0,6 \cdot 5,62 = 184,39 \text{ (квар)}$$

Расчетная полная мощность определяется как [16]:

$$S_{P_{общ}} = \sqrt{P_{P_{общ}}^2 + Q_{P_{общ}}^2} \quad (23)$$

$$S_{P_{общ}} = \sqrt{738,0^2 + 184,39^2} = 760,69 \text{ (кВА)}$$

Аналогично определяем мощность нагрузки на остальных фидерах, результаты сводим в таблицу 8 (так же проводим расчет дополнительных потребителей:

Таблица 8 – Расчет нагрузок на каждом фидере ТП

Фидер	$P_{P_{общ}}$ (кВт)	$Q_{P_{общ}}$ (квар)	$S_{P_{общ}}$ (кВА)
1	2	3	4
ТП Амурстрой 1			
1	50,0	37,5	62,5
2	10,0	6,2	11,77
3	10,0	6,2	11,77
4	4,0	2,28	4,6
5	21,6	12,31	24,86
ТП Амурстрой 2			
1	10,0	7,5	12,5
2	12,0	7,44	14,12
3	8,0	4,96	9,41

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
4	18,0	10,26	20,72
5	21,6	12,31	24,86
ТП Кочарян			
1	32,4	18,47	37,29
2	12,0	6,84	13,81
3	50,0	30,0	58,31
ТП АЗС			
1	50,0	30,0	58,31
2	64,8	36,94	74,59
3	12,0	6,84	13,81
4	20,0	12,4	23,53
РП-13			
1	21,6	12,31	24,86
2	8,0	4,56	9,21
3	12,0	7,44	14,12
4	12,0	7,44	14,12
ТП 60М			
1	12,0	7,44	14,12
2	12,0	7,44	14,12
ТП 61М			
1,3	369,24	99,43	382,39
2,4	481,74	124,51	497,57
5	50,0	37,5	62,5
6,7	75,0	34,5	82,55
8	0,6	0,18	0,62
ТП 62М			
1,3	432,89	116,77	448,36
2,4	372,0	88,44	382,36
5	37,5	28,13	46,87
6	0,5	0,15	0,52
ТП 63М			
1,3	721,5	172,52	741,83
2,4	250,2	187,5	312,5
5	14,0	8,68	16,47
6	50,0	30,0	58,31
7,8 (новые)	171,0	41,22	175,89
ТП 64М			
1	12,0	7,44	14,12
2	12,0	7,44	14,12
3	12,0	7,44	14,12

1	2	3	4
ТП 65М			
1	12,0	7,44	14,12
2	12,0	7,44	14,12
3	4,0	2,28	4,61
ТП 66М			
1	16,2	9,23	18,64
2	16,2	9,23	18,64
3	6,0	3,42	6,91
ТП НП			
1	15,0	9,3	17,65
2	15,0	9,3	17,65
3	21,6	12,31	24,86
РП Апин			
1,3	706,26	187,06	730,61
2,4 (новые)	292,5	65,52	299,74
ТП Апин-1			
1,3	463,5	123,79	479,74
2,4	303,0	73,39	311,76
ТП Апин-2			
1,3	805,5	189,18	827,542
ТП ННК-1			
1	50,0	30,0	58,3
2	8,0	4,56	9,21
3	25,0	18,75	31,25
ТП ННК-2			
1	10,8	6,16	12,43
2	12,0	6,84	13,81

Расчет так же приведен в приложении А

Полученные данные используем в дальнейших расчётах при определении мощности нагрузки на шинах НН ТП

Перед определением коэффициентов загрузки трансформаторов ТП, необходимо определить мощность нагрузки на стороне низкого напряжения ТП используя данные о нагрузке каждого отходящего фидера:

Расчётная мощность нагрузки на шинах НН ТП допускается определять по следующей формуле[16]:

$$P_{НТП} = k \cdot \sum P_{Робц} \quad (24)$$

$$Q_{НТП} = k \cdot \sum Q_{Робц} \quad (25)$$

где k – коэффициент совмещения максимумов нагрузки отдельных фидеров.

Проводим данный расчет на примере ТП 62М:

$$P_{НТП} = 0,9 \cdot (432,89 + 372,0 + 37,5 + 0,5) = 758,6 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{НТП} = 0,9 \cdot (116,77 + 88,44 + 28,13 + 0,15) = 210,14 \text{ (квар)}$$

Полная мощность нагрузки соответственно:

$$S_{НТП} = \sqrt{P_{НТП}^2 + Q_{НТП}^2} \quad (26)$$

$$S_{НТП} = \sqrt{758,6^2 + 210,14^2} = 787,16 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных ТП, результаты расчетов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет нагрузок НН существующих ТП

ТП	$P_{НТП}$ (кВт)	$Q_{НТП}$ (квар)	$S_{НТП}$ (кВА)
1	2	3	4
ТП Амурстрой 1	86,04	58,04	103,79
ТП Амурстрой 2	62,64	38,22	73,38
ТП Кочарян	84,96	49,78	98,47
ТП АЗС	132,12	77,56	153,20
РП-13	48,24	28,58	56,07
ТП 60М	21,60	13,39	25,41
ТП 61М	878,92	266,51	918,44
ТП 62М	758,60	210,14	787,17
ТП 63М (доп. нагр)	1086,03	395,93	1155,95
ТП 64М	32,40	20,09	38,12
ТП 65М	25,20	15,44	29,56
ТП 66М	34,56	19,69	39,78
ТП НП	46,44	27,82	54,13

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
РП Апин (доп. нагр)	898,88	227,32	927,18
ТП Апин-1	689,85	177,46	712,31
ТП Апин-2	805,5	189,18	805,5
ТП ННК-1	74,70	47,98	88,78
ТП ННК-2	20,52	11,70	23,62

Расчет так же приведен в приложении А

5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [12]:

$$Q_K = Q_{HTП} - P_{HTП} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (27)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети согласно приказа Мин Энерго)

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле [12]:

$$Q_{K1} = \frac{Q_K}{2} \quad (28)$$

где Q_{K1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 0,4 кВ (квар)

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей [12]:

$$Q_{HECK} = Q_{HTП} - Q_{НОМ} \quad (29)$$

где $Q_{НОМ}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет на примере ТП 61М, мощность УКРМ требуемая:

$$Q_K = 266,51 - 878,92 \cdot 0,35 = 2,83 \text{ (квар)}$$

$$Q_{K1} = \frac{2,83}{2} = 1,42 \text{ (квар)}$$

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности на данной

ТП не требуется т.к. экономически целесообразно устанавливать компенсирующее устройства номинальной мощностью от 50 квар и выше иначе они не окупятся. Аналогично проводим расчет мощности КУ на остальных ТП, результаты расчетов сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет компенсирующих устройств

Номер ТП	$Q_{ТП}$ (квар)	Q_K (квар)	Установка КУ
ТП Амурстрой 1	58,04	32,23	Не требуется
ТП Амурстрой 2	38,22	19,43	Не требуется
ТП Кочарян	49,78	24,29	Не требуется
ТП АЗС	77,56	37,92	Не требуется
РП-13	28,58	14,11	Не требуется
ТП 60М	13,39	6,91	Не требуется
ТП 61М	266,51	2,83	Не требуется
ТП 62М	210,14	-17,44	Не требуется
ТП 63М (доп. нагр)	395,93	45,12	Не требуется
ТП 64М	20,09	10,37	Не требуется
ТП 65М	15,44	7,88	Не требуется
ТП 66М	19,69	9,32	Не требуется
ТП НП	27,82	13,89	Не требуется
РП Апин (доп. нагр)	227,32	-42,34	Не требуется
ТП Апин-1	177,46	-29,50	Не требуется
ТП Апин-2	189,18	-52,47	Не требуется
ТП ННК-1	47,98	25,57	Не требуется
ТП ННК-2	11,70	5,54	Не требуется

Расчет показал что компенсация реактивной мощности не требуется. Расчет так же приведен в приложении Б.

6 РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Задачей данного раздела является определение коэффициентов загрузки трансформаторов ТП рассматриваемого района электрических сетей с целью определения необходимости их реконструкции

Коэффициент загрузки силового трансформатора является очень важным показателем который определяет режим его работы, при низком коэффициенте загрузки трансформатора (ниже нормативного значения) его ресурс расходуется не рационально и эксплуатация экономически не целесообразна, при высоком коэффициенте загрузки (больше нормативного значения) ресурс снижается довольно быстро происходят значительные потери, при коэффициенте загрузки больше 1 оборудование может выйти из строя.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается как (при отсутствии компенсации реактивной мощности) [11]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{HTП}^2 + Q_{HTП}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (30)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

N – количество трансформаторов ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как (для двух трансформаторных ТП) [11]:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{P_{HTП}^2 + Q_{HTП}^2}}{S_{номтр}} \quad (31)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:
 $K_{зф} \leq 0,85$ для одно трансформаторной ТП, для двух трансформаторной ТП
 $0,5 \leq K_{зф} \leq 0,7$, для двух трансформаторной ТП в послеаварийном режиме
 $K_{ПА} \leq 1,4$

Проводим расчет на примере ТП 61М:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{878,92^2 + 266,51^2}}{630 \cdot 2} = 0,73$$

Для послеаварийного режима работы:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{878,92^2 + 266,51^2}}{630} = 1,46$$

Коэффициент загрузки превышает допустимое значение следовательно требуется замена оборудования и реконструкция ТП, так же проводим данный расчет для остальных ТП, сводим результаты в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	N (шт.)	S _{номтр} (кВА)	K _{3φ}	K _{ПА}
ТП Амурстрой 1	1	160,00	0,65	-
ТП Амурстрой 2	1	100,00	0,73	-
ТП Кочарян	1	160,00	0,62	-
ТП АЗС	2	160,00	0,48	0,96
РП-13	2	63,00	0,49	0,98
ТП 60М	1	40,00	0,64	-
ТП 61М	2	630,00	<u>0,73</u>	<u>1,46</u>
ТП 62М	2	630,00	0,62	1,25
ТП 63М (доп. нагр)	2	630,00	<u>0,92</u>	<u>1,83</u>
ТП 64М	1	63,00	0,61	-
ТП 65М	1	63,00	0,47	-
ТП 66М	1	63,00	0,63	-
ТП НП	1	63,00	0,86	-
РП Апин (доп. нагр)	2	630,00	<u>0,74</u>	<u>1,47</u>
ТП Апин-1	2	630,00	0,57	1,13
ТП Апин-2	2	630,00	0,64	1,28
ТП ННК-1	1	100,00	0,89	-
ТП ННК-2	1	40,00	0,59	-

Сделаем выводы после расчета коэффициентов загрузки: коэффициенты загрузки не превышают нормативного значения за исключением ТП 61М, 63М (с учетом подключения новых потребителей) и РП Апин (с учетом подключения

новых потребителей), здесь коэффициент загрузки выше нормативного это означает что необходима реконструкция данных объектов с установкой трансформаторов и оборудования с большей пропускной способности. Расчет так же приведен в приложении В.

Далее проводим выбор трансформаторов для ТП где это необходимо.

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП ПРИ ИХ РЕКОНСТРУКЦИИ

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле [11]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{HTП}}^2 + Q_{\text{HTП}}^2}}{N \cdot k} \quad (32)$$

где k - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора для двух трансформаторных ТП принимается равным 0,7.

При выборе номинальной мощности силового трансформатора необходимо отталкиваться от ряда номинальных стандартных мощностей выпускаемых трансформаторов, при этом необходимо учесть тот факт что принимаемая мощность должна быть либо больше либо равной полученному значению расчетной мощности. После выбора данного параметра необходимо проверить трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном и после аварийном режиме работы по формулам приведенным ранее. Количество трансформаторов на ТП не меняем так как категория надежности подключенных потребителей не изменяется.

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для ТП 61М:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{878,92^2 + 266,51^2}}{2 \cdot 0,7} = 656,03 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТСЛ-1000/10 компании СВЭЛ, номинальной мощностью 1000 кВА.

Силовые трансформаторы для комплектных трансформаторных подстанции с литой изоляцией выпускаются компании СВЭЛ и могут без значительных затрат быть установлены взамен устаревших масляных трансформаторов.

Рассмотрим основные преимущества данных типов трансформаторов по сравнению с маслом наполненными.

1) В первую очередь это высокий класс пожаробезопасности при котором трансформаторные пункты могут быть расположены очень близко к потребителям.

2) При установке данных трансформаторов отсутствует необходимость применения систем пожаротушения.

3) Трансформаторы очень экологичные у них отсутствует загрязняющее окружающую среду трансформаторное масло и соответственно отсутствует угроза загрязнения.

4) Эксплуатация данного оборудования имеет высокий уровень безопасности т.к. они являются негорючими и не имеют возможности поддерживать возгорание.

5) Эксплуатация данного рода оборудования имеет минимальные затраты, отсутствует необходимость в замене масла при эксплуатации.

6) Такие трансформаторы имеют малые габариты и позволяют устанавливать оборудование в небольших отсеках при реконструкции.

7) При коротких замыканиях эти трансформаторы обладают очень большой динамической стойкостью и выдерживают токи короткого замыкания большой величины без повреждений.

8) Также следует отметить высокую импульсную грузовую прочность такого типа трансформаторов при пропускании через них перенапряжений.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$K_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{878,92^2 + 266,51^2}}{2 \cdot 1000} = 0,5$$

Для послеаварийного режима работы

$$K_{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{878,92^2 + 266,51^2}}{2 \cdot 1000} = 1,0$$

Полученный коэффициент загрузки ниже нормативного однако учитывая постоянный рост нагрузки в рассматриваемой части города в ближайшее время он достигнет нормативного значения, далее проводим расчет для остальных ТП где это необходимо, результаты расчета сводим в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

ТП	$S_{\text{треб}}$ (кВА)	$S_{\text{номтр}}$ (кВА)	$K_{\text{факт}}$	$K_{\text{ПА}}$
ТП 61М	656,03	1000	0,5	1,00
ТП 63М (доп. нагр)	825,68	1000	0,59	1,18
РП Апин (доп. нагр)	662,27	1000	0,51	1,02

Расчет считается окончанным т.к. коэффициенты загрузки не превышают допустимых значений. Так же имеется запас по загрузке данных трансформаторов при подключении дополнительных потребителей

Далее проводим расчет мощности потребляемой трансформаторами из сети 10 кВ – приведенной мощности включающей в себя мощность нагрузки на шинах 0,4 кВ и мощности потерь электрической энергии в трансформаторах. Новые типы трансформаторов имеют значительно меньшие габариты по сравнению с аналогичными эксплуатируемыми в настоящее время, следовательно без проблем помещаются в помещение ТП при реконструкции.

8 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ ВН ТП

Данный расчет выполняется с использованием таких данных трансформаторов как потери короткого замыкания и потери холостого хода которые в результате суммируются с нагрузкой на шинах низкого напряжения соответствующих ТП.

Расчет мощности потребляемой из сети 10 кВ необходим в дальнейших расчетах т.к. позволяет точнее определить перетоки мощности по сечениям (учитываются потери мощности в силовых трансформаторах), а так же правильно выбрать линейное оборудование сети. Расчет потерь активной мощности в трансформаторах ТП определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки фактический по следующей формуле [8]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (33)$$

Потери реактивной мощности [8]:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{HTП}^2}{100 \cdot S_{номтр}} + \frac{i_x \cdot S_{номтр}}{100} \quad (34)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

i_x - ток холостого хода трансформатора (%)

Приводим пример расчета на ТП 62М:

$$\Delta P_m = 2 \cdot (7,6 \cdot 0,64^2 + 1,16) = 8,54 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \left(\frac{5,5 \cdot (787,17 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} \right) = 35,63 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах [8]:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (35)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{8,54^2 + 35,63^2} = 36,64 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной ТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах [8]:

$$P_{ВНТП} = P_{НТП} + \Delta P_m \quad (36)$$

$$Q_{ВНТП} = Q_{НТП} + \Delta Q_m \quad (37)$$

$$S_{ВНТП} = \sqrt{P_{ВНТП}^2 + Q_{ВНТП}^2} \quad (38)$$

Расчет проводим для ТП 42М:

$$P_{ВНТП} = 758,6 + 8,54 = 767,14 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{ВНТП} = 210,14 + 35,63 = 245,77 \text{ (квар)}$$

$$S_{ВНТП} = \sqrt{767,14^2 + 245,77^2} = 805,54 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных ТП результаты сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Определение расчетных мощностей на стороне 10 кВ ТП

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{ВНТП}$ (кВт)	$Q_{ВНТП}$ (квар)	$S_{ВНТП}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
ТП Амурстрой 1	1,13	4,70	4,83	87,17	62,74	107,40
ТП Амурстрой 2	0,80	3,32	3,42	63,44	41,54	75,83
ТП Кочарян	1,07	4,46	4,58	86,03	54,24	101,70
ТП АЗС	1,66	6,93	7,13	133,78	84,49	158,23
РП-13	0,61	2,54	2,61	48,85	31,12	57,92
ТП 60М	0,28	1,15	1,18	21,88	14,54	26,27
ТП 61М	9,96	41,57	42,75	888,88	308,08	940,76
ТП 62М	8,54	35,63	36,64	767,14	245,77	805,54
ТП 63М (доп. нагр)	12,54	52,32	53,80	1098,57	448,25	1186,50
ТП 64М	0,41	1,73	1,77	32,81	21,82	39,40
ТП 65М	0,32	1,34	1,38	25,52	16,78	30,54
ТП 66М	0,43	1,80	1,85	34,99	21,49	41,06

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
ТП НП	0,59	2,45	2,52	47,03	30,27	55,93
РП Апин (доп. нагр)	10,06	41,97	43,16	908,94	269,29	947,99
ТП Апин-1	7,73	32,24	33,15	697,58	209,70	728,42
ТП Апин-2	8,74	36,46	37,49	814,24	225,64	844,92
ТП ННК-1	0,96	4,02	4,13	75,66	52,00	91,81
ТП ННК-2	0,26	1,07	1,10	20,78	12,77	24,39

Далее проводим расчет потокораспределения в сети 10 кВ и проверку линий 10 кВ по загрузке. Расчет так же приведен в приложении Г

9 РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В СЕТИ 10 КВ

Для проверки и выбора линейного оборудования в частности проводников кабельных линий электропередачи необходимо знать нагрузки в электрической сети в частности токи в сечениях, для этого проводим расчет потокораспределения на всех участках рассматриваемой электрической сети. При определении потоков мощности выбирается режим работы с максимально возможными перетокам.

Величина активной и реактивной мощности в сечении зависит от количества подключенных от нее ТП (количества трансформаторов) [4]:

$$P_{pij} = k \cdot \Sigma P_{ВНТПi} \quad (39)$$

$$Q_{pij} = k \cdot \Sigma Q_{ВНТПi} \quad (40)$$

где k - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов.

Проводим расчет на примере: участка ПС РП 13 – ТП 64М. В данном случае от данной линии получают питание ТП 64М и ТП 65М, в таком случае мощность в сечении определится как [4]:

$$P_p = P_{ВНТП64М} + P_{ВНТП65М} \quad (41)$$

$$Q_p = Q_{ВНТП64М} + Q_{ВНТП65М} \quad (42)$$

$$P_p = 0,85 \cdot (32,81 + 25,52) = 49,58 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,85 \cdot (21,82 + 16,78) = 32,81 \text{ (квар)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных участков. Результаты расчета потоков мощности в наиболее тяжелых режимах работы сети приведены в таблице 14, для ВЛ проверяем сечение только на головном участке.

Таблица 14 – Расчет максимальных потоков мощности в сети

Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)
ПС Новая - ТП Кочарян	147,22	99,43
ТП Амурстрой 1 - ТП Кочарян	87,17	62,74
ПС Новая - ТП АЗС	133,78	84,49
ТП Амурстрой 2 – ПС Новая	224,21	146,72
ПС Новая – РП 13	2432,50	911,05
ТП 64М - РП 13	49,58	32,81
ТП 64М - ТП 65М	25,52	16,78
ТП 61М - РП 13	888,88	308,08
ТП 62М - РП 13	767,14	245,77
ТП 63М - РП 13	1098,57	448,25
РП Апин – ПС Новая	2643,05	504,25
РП Апин – ПС Кооперативная	2643,05	504,25
РП Апин – ТП Апин 1	697,58	209,7
РП Апин – ТП Апин 2	814,24	225,64

Далее по полученным значениям потоков мощности определяем максимальные из обоих режимов работы и проводим расчет полной мощности и тока в сечениях по следующим формулам [4]:

$$S_{pij} = \sqrt{P_{pij}^2 + Q_{pij}^2} \quad (43)$$

$$I_{pij} = \frac{S_{pij}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (44)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение КЛ.

На примере участка РП 13 – ТП 64М

$$S_{pij} = \sqrt{49,58^2 + 32,81^2} = 59,45 \quad (45)$$

$$I_{p13} = \frac{59,45}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 3,27 \text{ (А)}$$

Данные о токовой нагрузке приведены в таблице 15

Таблица 15 – Расчет максимальных токов на участках сети

Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
ПС Новая - ТП Кочарян	177,65	9,78
ТП Амурстрой 1 - ТП Кочарян	107,40	5,91
ПС Новая - ТП АЗС	158,23	8,71
ТП Амурстрой 2 – ПС Новая	267,95	14,75
ПС Новая – РП 13	2597,51	143,00
ТП 64М - РП 13	59,45	3,27
ТП 64М - ТП 65М	30,54	1,68
ТП 61М - РП 13	940,76	51,79
ТП 62М - РП 13	805,55	44,35
ТП 63М - РП 13	1186,50	65,32
РП Апин – ПС Новая	2690,72	148,13
РП Апин – ПС Кооперативная	2690,72	148,13
РП Апин – ТП Апин 1	728,42	40,10
РП Апин – ТП Апин 2	844,93	46,51

Таким образом определены все потоки мощности в ветвях схемы и токовые нагрузки, далее проводим выбор проводников для всех участков. Далее проводим сравнение длительно допустимого тока кабеля используемого в настоящее время на данных участках с фактическим значением тока, результаты приведены в таблице 16

Таким образом далее необходимо выбрать новые проводники для данных участков КЛ.

Расчет показывает что есть превышение максимального значения тока над длительно допустимым на участках ПС Новая – РП 13, РП Апин – ПС Новая, РП Апин – ПС Кооперативная, далее проводим расчет и выбор новых проводников для данных участков.

Таблица 16 – Проверка токовой нагрузки на участках сети

Участок	I_{pij} (А)	Тип кабеля	Сечение	Длит. ток (А)
ПС Новая - ТП Кочарян	9,78	ААШп	3×50	134,0
ТП Амурстрой 1 - ТП Кочарян	5,91	ААШп	3×50	134,0
ПС Новая - ТП АЗС	8,71	ААШп	3×50	134,0
ТП Амурстрой 2 – ПС Новая	14,75	АС 50/9	3×50	210,0
ПС Новая – РП 13	143,00	ААШп	3×50	<u>134,0</u>
ТП 64М - РП 13	3,27	ААШп	3×50	134,0
ТП 64М - ТП 65М	1,68	ААШп	3×50	134,0
ТП 61М - РП 13	51,79	ААШп	3×50	134,0
ТП 62М - РП 13	44,35	ААШп	3×50	134,0
ТП 63М - РП 13	65,32	ААШп	3×50	134,0
РП Апин – ПС Новая	148,13	АПВПу	3×50	<u>134,0</u>
РП Апин – ПС Кооперативная	148,13	АПВПу	3×50	<u>134,0</u>
РП Апин – ТП Апин 1	40,10	АПВПу	3×50	134,0
РП Апин – ТП Апин 2	46,51	АПВПу	3×50	134,0

9.1 Выбор кабельных линий 10 кВ

Как указывалось ранее в рассматриваемом районе электрической сети имеется высокий уровень нагрузки силового оборудования, в частности кабельных линий 10 кВ, поэтому в данном разделе проводим расчет и выбор новых типов кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена. Выбор проводим на головных участках и на перегруженных линиях согласно таблице 15.

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [4]:

$$I_{pij} \leq I_{\partial\partial} \quad (46)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\partial\partial}$ – длительно допустимый ток КЛ:

$$I_{\partial\partial} = I_{\partial\partial n} \cdot k_{cp} \cdot k_{cp} \quad (47)$$

где $I_{доп}$ – допустимый длительный ток одиночного проводника.

$k_{ср}$ – коэффициент, учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{гр}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей;

Для примера проводим выбор кабеля на участке ПС Новая – РП 13, принимаем на данном участке кабель типа АПвПу 3×70 имеющий изоляцию из сшитого полиэтилена и длительно допустимый ток 175,0 А, при расчете длительного тока отталкиваемся от того что условия прокладки не отличаются от расчетных, вводим расчетный коэффициент при групповой прокладке:

$$I_{до} = 175,0 \cdot 1 \cdot 0,92 = 161,0 \text{ (А)}$$

Длительно допустимый ток выбранного типа кабеля больше расчетного в данном сечении, следовательно этот тип кабеля оставляем.

Далее проводим типа и сечений остальных участков, результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	I_p (А)	Тип кабеля	Сечение (мм²)	$I_{до}$ (А)
ПС Новая – РП 13	143,00	АПвПу	3×70	161,0
РП Апин – ПС Новая	148,13	АПвПу	3×70	161,0
РП Апин – ПС Кооперативная	148,13	АПвПу	3×70	161,0

Все выбранные сечения проходят проверку т.к. расчетный ток в сечении не превышает длительно допустимого значения.

10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ПОДСТАНЦИИ КООПЕРАТИВНАЯ

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки, при этом используем данные контрольного замера 2024 года [8]:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (48)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 10 кВ равен 0,4 (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго);

Q_P - расчетная реактивная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Кооперативная согласно данным зимнего контрольного замера 2023 года;

P_P - расчетная активная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Кооперативная согласно данным зимнего контрольного замера 2024 года.

$$Q_K = 2,53 - 7,56 \cdot 0,4 = -0,49 \text{ (Мвар)}$$

Устройства компенсации реактивной мощности в установке на ПС Кооперативная не требуется т.к. необходимая реактивная мощность данного оборудования имеет отрицательное значение.

11 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ КООПЕРАТИВНАЯ

В данном разделе проводим проверку установленных в настоящее время силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки при работе с фактическими значениями нагрузки. В настоящее время на подстанции Кооперативная установлены трансформаторы номинальной мощностью 6,3 МВА в количестве 2 шт.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается на основании данных зимнего контрольного замера 2024 года [8]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (49)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность трансформатора ПС.

N – количество трансформаторов ПС.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как [8]:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр} \cdot (N - 1)} \quad (50)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:
 $0,5 \leq K_{зф} \leq 0,7$, для двух трансформаторной ПС в послеаварийном режиме
 $K_{ПА} \leq 1,4$

Выполняем расчет:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{7,56^2 + 2,53^2}}{6,3 \cdot 2} = 0,63$$

$$K_{IIA} = \frac{\sqrt{7,56^2 + 2,53^2}}{6,3 \cdot 1} = 1,26$$

Значения коэффициентов имеют не выходящие за рамки нормативного, это означает что оборудование работает в нормальном режиме что является экономически целесообразным поэтому замена силовых трансформаторов не требуется.

12 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУВН ПС КООПЕРАТИВНАЯ

В настоящее время питание ПС Кооперативная осуществляется от одной ВЛ что негативно сказывается на надежности питания потребителей рассматриваемого района электрических сетей при этом данная работа рассматривает вариант решения данной проблемы в частности предполагается организовать второе питание для данной ПС в виде второй цепи к той же ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Благовещенская.

Вторая проблема которая остро стоит на данной ПС это окончание ресурса коммутационного измерительного и иного оборудования на данной ПС, поэтому в данной работе предусматривается замена всего электротехнического оборудования на данном источнике питания за исключением силовых трансформаторов.

Схема распределительных устройств остается без изменений однако схема подключения изменяется для повышения надежности питания потребителей.

На стороне высокого напряжения схем распределительного устройства будет выполнена по типовой схеме 4Н два блока линия - трансформатор с неавтоматической перемычкой со стороны линий (с подключением второй цепи ВЛ).

Конструкция и схема данного распределительного устройства позволяет организовать высокую надёжность электроснабжения потребителей любой категории, при этом имеется минимальный набор оборудования который позволяет снизить стоимость эксплуатационных затрат а так же амортизационных затрат, количество операций при оперативных переключениях так же имеет минимальное значение что немаловажно при ликвидации аварийных ситуаций.

13 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет проводился в соответствии с руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания.

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах ПС Кооперативная для последующей проверки оборудования.

На рисунке 6, представлены расчетные точки короткого замыкания.

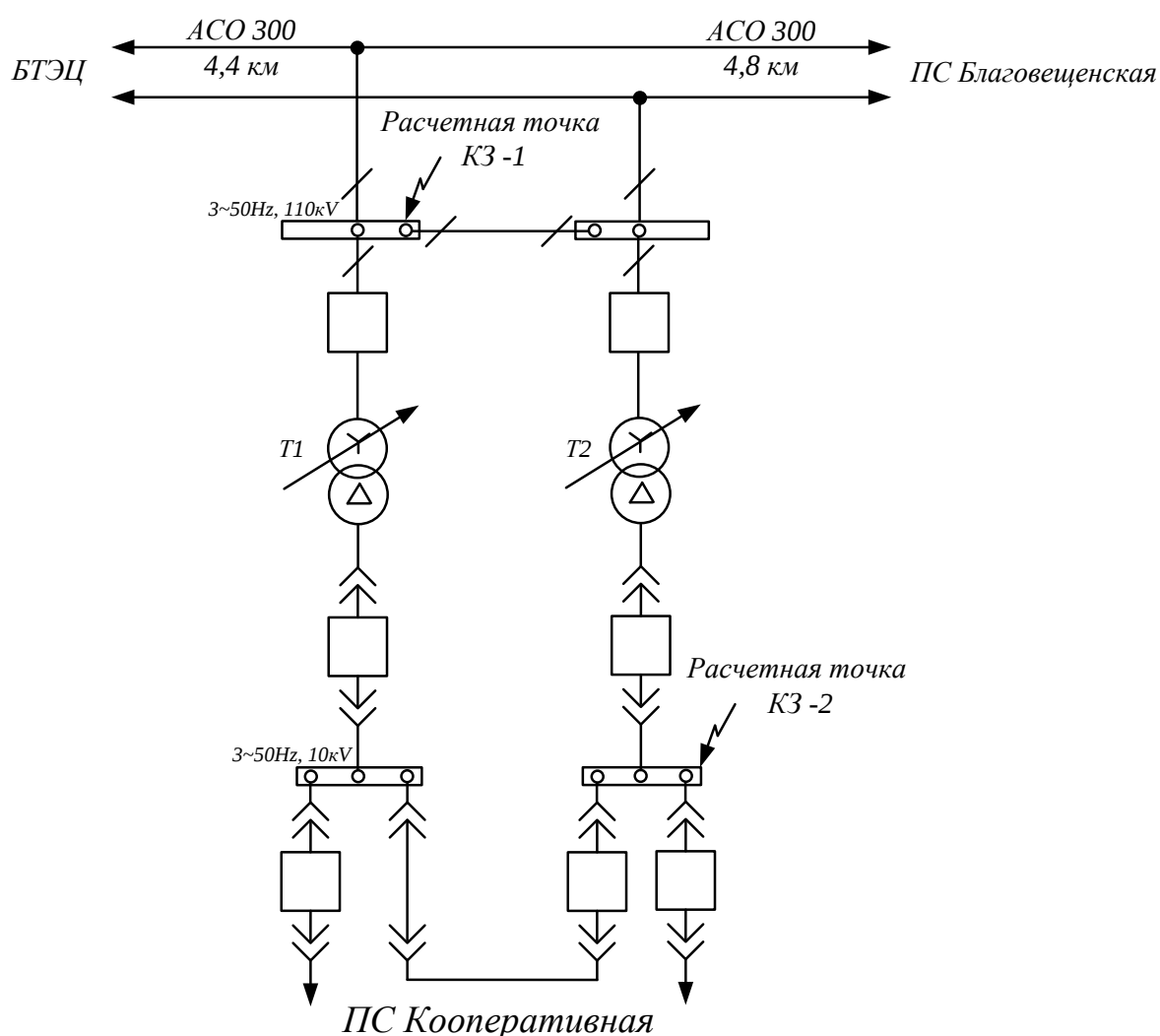


Рисунок 6 – Расчетные точки короткого замыкания на ПС Кооперативная

На рисунке 7 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

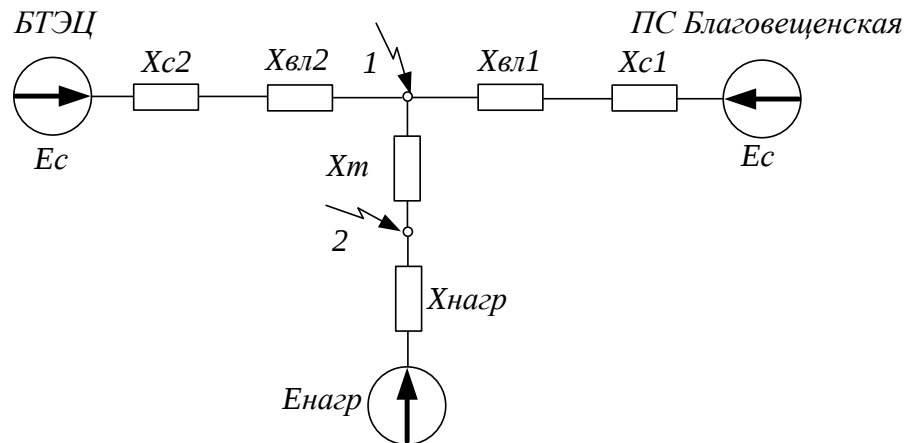


Рисунок 7 – Схема замещения участка сети с указанием расчетных точек КЗ

Для примера проводим расчет тока трехфазного короткого замыкания на шинах ВН ПС Кооперативная (расчетная точка 1)

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность $S_{\delta} = 1000,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 кВ $U_{\delta 115} = 115$,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ $U_{\delta 10} = 10,5$.

Дополнительно для источников питания приводим данные о токах короткого замыкания:

- 2) Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ БТЭЦ - 18,9 кА,
- 4) Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Благовещенская - 17,7 кА,

Базисный ток [19]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (51)$$

где I_{δ} , U_{δ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\delta 110} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98(\text{кА})$$

Сопротивление энергосистемы со стороны ПС Благовещенская определяется согласно данным о токах КЗ на шинах 110 кВ данного источника:

$$X_{C1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (52)$$

где I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ источника питания.

$$X_{C1} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 17,7} = 0,28(\text{о.е.})$$

Сопротивление энергосистемы со стороны БТЭЦ определяется согласно данным о токах КЗ на шинах 110 кВ данного источника [19]:

$$X_{C2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (53)$$

где I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ источника питания.

$$X_{C2} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 18,9} = 0,27(\text{о.е.})$$

Сопротивление ВЛ ПС Кооперативная - ПС Благовещенская:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l_{экв} \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (54)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l_{экв}$ – эквивалентная длина ВЛ (км)

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 4,8 \cdot \frac{1000,0}{115^2} = 0,13 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ ПС Кооперативная - БТЭЦ:

$$X_{\text{ВЛ2}} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 4,4 \cdot \frac{1000,0}{115^2} = 0,12 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки [19]:

$$X_{\text{H}} = 1,2 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}} \quad (55)$$

$$X_{\text{H}} = 1,2 \cdot \frac{1000,0}{\sqrt{7,56^2 + 2,53^2}} = 31,42 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление трансформаторов, установленных на подстанции Кооперативная определяется по следующей формуле [19]:

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{К\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} \quad (56)$$

где $u_{\text{К\%}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора

$$X_{\text{T}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000,0}{6,3} = 2,6 \text{ (о.е.)}$$

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

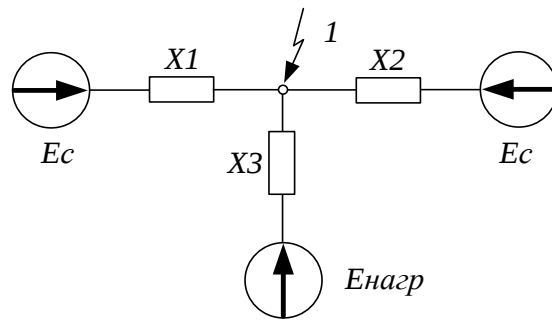


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} \quad (57)$$

$$X1 = 0,28 + 0,13 = 0,41 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} \quad (58)$$

$$X2 = 0,27 + 0,12 = 0,39 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (59)$$

$$X3 = 0,5 \cdot 2,6 + 31,42 = 32,72 \text{ (о.е.)}$$

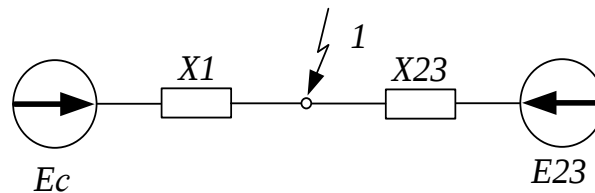


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X23 = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3} \quad (60)$$

$$X23 = \frac{0,39 \cdot 32,72}{0,39 + 32,72} = 0,35 \text{ (о.е.)}$$

$$E23 = \frac{E_c \cdot X3 + E_H \cdot X2}{X2 + X3} \quad (61)$$

$$E23 = \frac{1 \cdot 32,72 + 0,85 \cdot 0,39}{32,72 + 0,39} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

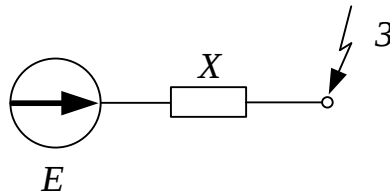


Рисунок 10 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

Определяем результирующие значения сопротивления и ЭДС:

$$X = \frac{X_1 \cdot X_{23}}{X_1 + X_{23}} \quad (62)$$

$$X = \frac{0,41 \cdot 0,35}{0,41 + 0,35} = 0,28 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X_{23} + E_{23} \cdot X_1}{X_{23} + X_1} \quad (63)$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,35 + 0,97 \cdot 0,41}{0,35 + 0,41} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке КЗ 1:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{6110} \quad (64)$$

$$I_{no} = \frac{0,98}{0,28} \cdot 5,02 = 14,91 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (65)$$

где t_{OB} – полное время отключения выключателя

T_a – постоянная времени.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 14,91 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 3,98 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (66)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 14,91 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 36,19 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса проводится по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a) \quad (67)$$

где t_{pz} - максимальное время работы резервной защиты;

t_{cv} - собственное время отключения выключателя;

Для точки КЗ №1:

$$B_{\kappa} = 14,91^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,03) = 462,4 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет суммарных токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 18:

Таблица 18 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} (кА)	I_{at} (кА)	$I_{y\partial}$ (кА)	B_{κ} (кА ² с)
1	14,91	3,98	36,19	462,4
2	22,21	5,83	53,91	1479,23

На основании полученных данных о токах короткого замыкания в дальнейшем будет производиться проверка выбранного электротехнического оборудования на ПС Кооперативная

13.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ с целью дальнейшей проверки КЛ 10 кВ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания ТП. Расчет проводим в именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ВН РП Апин, протяженность КЛ от источника до ТП составляет 1500 м проводником типа АПвПу 3×70. Схема замещения представлена на рисунке 11

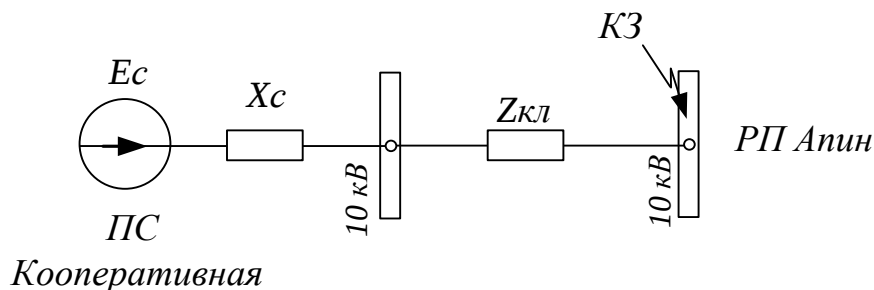


Рисунок 11 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления КЛ:

$$X_{кл} = x_0 \cdot L \quad (68)$$

$$R_{кл} = r_0 \cdot L \quad (69)$$

где x_0 , r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление КЛ.

$$X_{кл} = 0,2 \cdot 1,5 = 0,3 \text{ (Ом)}$$

$$R_{кл} = 0,39 \cdot 1,5 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 10 кВ источника питания подстанции Кооперативная:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (70)$$

где U_{cp} - напряжение среднего ряда.

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Кооперативная рассчитан далее.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 22,21} = 0,24 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ на шинах ВН ТП
698

$$X_p = X_c + X_{кл} \quad (71)$$

$$X_p = 0,24 + 0,3 = 0,54 \text{ (Ом)}$$

$$R_p = R_{кл} = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Определяем периодическую составляющая тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (72)$$

$$I_{по} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,54^2 + 0,59^2}} = 9,02 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (73)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{0,48}{314 \cdot 0,47} = 0,03$$

Выполняем расчет теплового импульса, при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности, принимается равным 0,6 сек:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (T_{\text{ов}} + T_a) \quad (74)$$

где $T_{\text{ов}}$ - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 9,02^2 \cdot (2,0 + 0,03) = 165,16 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Результаты расчетов токов КЗ на ближайших к источнику точках КЗ приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Точка КЗ	$I_{\text{по}}$ (кА)	B_k (кА ² с)
ТП Кочарян	8,03	120,55
ТП АЗС	9,00	164,56
ТП Амурстрой-2	8,15	125,56
РП 13	8,99	163,15
РП Апин	9,02	165,16

Полученные данные далее будут необходимы при проверке выбранных КЛ по термической стойкости к токам КЗ.

14 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ КООПЕРАТИВНАЯ

Учитывая то что данная работа предусматривает модернизацию источника питания рассматриваемого микрорайона в частности ПС Кооперативная для повышения надежности электроснабжения следовательно в данном разделе будет производиться выбор всего коммутационного измерительного и иного оборудования.

Определяем максимальные рабочие трансформаторных выключателей 110 кВ ПС Кооперативная по следующей формуле исходя из утяжеленного режима работы силовых трансформаторов (загрузка 140 %) [8]:

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (75)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение стороны ВН (кВ);

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,0 \text{ (А)}.$$

Для вводных выключателей 10 кВ:

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,0 \text{ (А)}.$$

Максимальный рабочий ток секционного выключателя 10 кВ определяется по следующей формуле [8]:

$$I_{мсв10} = \frac{I_{м10}}{2}$$

$$I_{мсв10} = \frac{509,0}{2} = 254,5 \text{ (А)}.$$

Максимальный рабочий ток выключателя 10 кВ отходящего присоединения определяется согласно исходным данным:

$$I_{\text{мотх10}} = 179,82 \text{ (A)}.$$

14.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [8]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (76)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}} \quad (77)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Принимаем на ПС Кооперативная, в соответствии с климатическим условиями, рассмотренными в пункте, элегазовые выключатели российского производства бакового типа марки ВЭБ-110 П-20/2000У1. Привод выключателя пружинный типа ППрК-УЭТМ-2400 С.

Проверка термической стойкости проводится по максимальному току [8]:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (78)$$

где $I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ - время термической стойкости,

$B_{\text{к}}$ - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости проводится по максимальному току [8]:

$$I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}} \quad (79)$$

где $I_{\text{пр.скв}}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{\text{дин}}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 20:

Таблица 20 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	2000	46,0	$I_{ном} \geq I_{м}$
$I_{откл}$ (кА)	20	14,91	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	20	14,91	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик}$ (кА)	102	36,19	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	12,46	3,98	$I_{ном.а} \geq I_{а}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	102	36,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	1200	462,4	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

14.2 Выбор выключателей 10 кВ

Выбор и проверка выключателей 10 кВ выполняется по формулам аналогичным для выключателей 110 кВ. По полученным результатам принят выключатель российского производства ВВЭ-М-10-63040У1 с электромагнитным приводом. Сравнение параметров в показано в таблице 21:

Таблица 21 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	630	509,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик}$ (кА)	81	53,91	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_{а}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	4800	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

Выключатель проходит проверку далее выбираем секционный выключатель 10 кВ, принимаем первоначально ВВЭ-М-10-630-40У1 с электромагнитным приводом, Сравнение параметров в показано в таблице 22:

Таблица 22 – Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	630	254,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик}$ (кА)	81	53,91	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	4800	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит проверку далее выбираем выключатель отходящего присоединения 10 кВ, принимаем первоначально ВВЭ-М-10-630-40У1 с электромагнитным приводом. Сравнение параметров в показано в таблице 23:

Таблица 23 – Выбор и проверка выключателя 10 кВ присоединения

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	630	99,74	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик}$ (кА)	81	53,91	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	4800	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Все выключатели прошли проверку их принимаем к установке

14.3 Выбор разъединителей 110 кВ

Принимаем разъединители российского производства марки РГП-СЭЩ-2-110/1000 ХЛ1 с моторным приводом. Сравнение параметров показано в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1000	46,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	80	36,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	2790,75	462,4	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбранный разъединитель будет использоваться как в ремонтной перемычке, так на трансформаторных выключателях и на трансформаторах напряжения, выбранные разъединители указаны на соответствующем листе графической части.

14.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока 110 кВ принимаются встроенные в выключатели.

Расчет общего сопротивления вторичных цепей [8]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (80)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов [8]:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (81)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление провода;

l - длина проводов, для РУ 110 кВ подстанции 100 м, для РУ 10 кВ - 60 м;

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 110 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление проводов (для РУ 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов [8]:

$$r_{пров} = \frac{S_{пр}}{I_2^2} \quad (82)$$

где $S_{пр}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный ток.

Принимаем измерительный комплекс российского производства Ресурс Е4. Расчет нагрузки приведен в таблице 25, 26, 27, 28.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока установленных в трансформаторных выключателях 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в ячейках вводных выключателей 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока выключателя 10 кВ присоединения

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{np}=1,5$ ВА. Сопротивление приборов на стороне 110 кВ:

$$r_{приб} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ вводного выключателя $S_{np} = 1,62$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока секционного выключателя $S_{np} = 0,5$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока выключателя присоединения $S_{np} = 0,5$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ:

$$Z_{2,110} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока вводного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,43 + 0,07 + 0,1 = 0,6 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10св} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока выключателя 10 кВ присоединения:

$$Z_{2,10пр} = 0,43 + 0,03 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Принимаем встроенный трансформатор тока на стороне 110 кВ ПС Кооперативная номинальным током 50А.

Сравнение параметров выбранного встроенного трансформатора тока приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка встроенного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,2S		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$Z_{2ном}$ (Ом)	20	0,87	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$I_{ном}$ (А)	50	46,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ в ячейках вводных выключателей ПС Кооперативная типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ТТ в ячейках вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	600	509,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675,0	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,6	$Z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока 10 кВ в секционного выключателя ПС Кооперативная типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка ТТ в ячейке секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,2S		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	300	254,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675,0	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,55	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформаторы тока по стороне 10 кВ в ячейках присоединений ПС Кооперативная типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 200 А. Сравнение параметров приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор и проверка ТТ в ячейках трансформаторных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,2S		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	200	179,82	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675,0	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,56	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

14.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы выбираются и проверяются по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Кооперативная приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	2
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Сумма			14

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110.

Таблица 34 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2S	200 ВА	14 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ ПС Кооперативная приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	ЕМ-06	2	4
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	15	3
Счетчик РЭ			
Сумма			59

Принимаем для РУ 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2S	75 ВА	59 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

14.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная нагрузка потребителей ПС Кооперативная приведены в таблице 37:

Таблица 37 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС Кооперативная

Вид потребителя	Расчетная мощность приемник (кВА)
Приводы выключателей	10,6
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	4
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	38,4

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС Кооперативная [8]:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}}$$

$$S_p = \frac{38,4}{2 \cdot 0,7} = 27,42 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем сухой защищенный трансформатор типа ТСЗ 40 10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА

14.7 Выбор гибких шин 110 кВ

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 294,0 А, следовательно, принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 390 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Т.к. ток короткого замыкания менее 20 кА поэтому на схлестывание данные проводники не проверяются.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ) [8]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (83)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}} \right) = 34,46 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле [8]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (84)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{378}{0,744}} = 20,217 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию [8]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

(85)

$$21,63 \leq 31,01$$

Сечение проходит по требованиям, следовательно, его оставляем.

14.8 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС Кооперативная. Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 509.0 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (4,8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания [8]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1479,23}}{91} = 0,42$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей 10 кВ.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверка электродинамической стойкости [8]:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (86)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

Q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Расчет момента инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (87)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{см)}$$

Принимаем пролет между изоляторами 10 кВ 0,9 м.

Расчет наибольшего усилия:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \quad (88)$$

где i_{yd} – ударный ток короткого замыкания (А)

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{53910^2}{0,4} = 1523,01 \text{ (Н/м)}$$

Расчет момента сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (89)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)}$$

Расчет механического напряжения в проводе при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (90)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{53910^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 15,92 \text{ (МПа)}$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 МПа, расчет окончен и данные шины могут быть приняты для установки в РУ 10 кВ ПС Кооперативная.

14.9 Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Выбор проводится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (91)$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (92)$$

где $F_{зазр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (93)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{36190^2 \cdot 1,1}{2,4} \cdot 10^{-7} = 103,97 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК-10-110/450-III-УХЛ1 с номинальным усилием разрушения 10000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$10000 \cdot 0,6 = 6000 \geq 103,97 \text{ (Н)}$$

Неравенство выполняется, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 110 кВ ПС Кооперативная

14.10 Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Выбор проводится аналогично изоляторам 110 кВ:

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (94)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{53910^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 1523,01 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 1523,01(\text{Н})$$

Неравенство выполняется, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС Кооперативная

15 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ

15.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению [10]:

$$S_T \leq S_{факт} \quad (95)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{c} \cdot 1000 \quad (96)$$

где B_K - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

c - температурный коэффициент для проводников.

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ Кооперативная – шины ВН РП Апин (сечение составляет 70 мм²):

$$S_T = \frac{\sqrt{165,16}}{95} = 13,5 (\text{мм}^2)$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию [10]:

$$S_T \leq S_{факт} \quad (97)$$

$$13,5 \leq 70,0$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Далее проводим проверку остальных участков, результаты сводим в таблицу 38

Все сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по портере напряжения

Таблица 38 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Точка КЗ	B_k (кА ² с)	S_T (мм ²)	$S_{факт}$ (мм ²)
ПС Новая – ТП Кочарян	120,55	11,6	50
ПС Новая – ТП АЗС	164,56	13,5	50
ПС Новая – ТП Амурстрой-2	125,56	11,8	50
ПС Новая – РП 13	163,15	13,4	70
ПС Кооперативная – РП Апин	165,16	13,5	70

15.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке КЛ определяется по следующей формуле [10]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (98)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ПС Новая – ТП АЗС, определяем потерю напряжения (токи и мощности ветвей определены ранее):

Потеря напряжения в участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 8,71 \cdot 0,95 \cdot (0,39 \cdot 0,96 + 0,2 \cdot 0,27) \cdot \frac{100}{10500} = 0,07 (\%)$$

Аналогично выполняется расчет на каждом участке, и суммируется потеря напряжение до наиболее удаленной ТП.

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме работы на самой удалённой ТП не должна превышать 5%, в данном случае условие выполняется следовательно расчет окончен, для остальных фидеров проводим так же расчет результаты сводим в таблицу 39

Таблица 39 – Расчет потерь напряжения на наиболее удалённых ТП

Наиболее удаленная ТП	ΔU (%)
ТП ННК-1	1,15
ТП Апин-2	2,64
ТП 61М	3,18
ТП Амурстрой-1	0,99
ТП АЗС	0,07

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

16 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС КООПЕРАТИВНАЯ

16.1 Дифференциальная защита

Защиту трансформатора выполняем на терминале Сириус.

Выбираем коэффициенты трансформации:

$$I_{1TT} \geq I_{TTH} \quad (99)$$

где I_{TTH} – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПП} = \frac{I_{THOM}}{K_{TA}} \quad (100)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP}$$
$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (101)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K'_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{THOMi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{THOMi}} \quad (102)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (103)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (104)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта.

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 40:

Таблица 40 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{ТР} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (105)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

16.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 6300 кВА на подстанции Кооперативная, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

В качестве газового реле применяем реле Бухгольца.

16.3 Защита от перегрузки

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС Кооперативная с действием на отключение определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном ВН} \quad (106)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 46,0 = 60,37 \text{ (A)}$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки принятого типа реле.

k_{ϵ} – коэффициент возврата принятого типа реле

Максимальный рабочий ток через ТТ 110 кВ составляет 46,0 А, соответственно коэффициент трансформации ТТ принимаем равным 50/5

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{60,37}{(50/5)} = 6,03 \text{ (A)}$$

16.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 110 кВ ПС Кооперативная.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ трансформаторов ПС Кооперативная:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номBH} \quad (107)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 46,0 = 103,5 \text{ (A)}$$

где k_i – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_\epsilon = \frac{I^{(3)}_\kappa}{I_{C3}} \quad (108)$$

$$k_\epsilon = \frac{22,21 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{103,5} = 10,12$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{103,5}{(50/5)} = 10,35 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

17 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ КООПЕРАТИВНАЯ

В данном разделе определение суммарных капиталовложений в модернизацию ПС Кооперативная, издержек и так же приведенных затрат.

Определяем стоимость распределительных устройств ПС Кооперативная [24]:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (109)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2025 год (равен 22,21)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч110}$ - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$ - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (2 \cdot 7,7 + 0,15 \cdot 14) \cdot 22,21 \cdot 1,3 = 574,57 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (110)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 10,34 \cdot 22,21 \cdot 1,3 = 298,55 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Кооперативная [24]:

$$K_{ПС} = K_{py} + K_{пост} \quad (111)$$

$$K_{ПС} = 574,57 + 298,55 = 873,12 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле [24]:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (112)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$ - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются [24]:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (113)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 873,12 \cdot \frac{1}{20} = 43,66 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки [24]:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} + I_{\Delta W} \quad (114)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС)

$I_{\Delta W}$ – годовые издержки на потери электроэнергии в трансформаторах.

Расчет потерь мощности выполняем по трансформаторам:

$$\Delta P = \Delta P_{кз} \cdot K_{3\phi}^2 + \Delta P_{хх} \quad (115)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора (МВт).

$\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода трансформатора.

$$\Delta P = 2 \cdot (0,04 \cdot 0,63^2 + 0,01) = 0,05 \text{ (МВт)}$$

Далее определяем значение годовых потерь на данном участке по формуле

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{год} \quad (116)$$

где $T_{год}$ – количество часов в году.

$$\Delta W = 0,05 \cdot 8760 = 438,0 \text{ (МВт} \times \text{час)}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (117)$$

где $C_{\Delta W} = 329,35 \text{ руб.}/(\text{МВт} \times \text{час})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии (Приказ федеральной службы тарифов)

$$I_{\Delta W} = 438,0 \cdot 329,35 \cdot 10^{-6} = 0,14 \text{ (млн. руб.)}$$

$$I_{\text{ЭКС}} = 873,12 \cdot 0,059 + 0,14 = 51,65 \text{ (млн. руб.)}$$

Проводим расчет приведенных затрат для данного варианта реконструкции и модернизации ПС Кооперативная

Расчет статических приведенных затрат выполняется по формуле [24]:

$$Z = E \cdot K + I_{AM} + I_{\text{ЭКС}} \quad (118)$$

где E – норма дисконта, принимается 0,1.

$$Z = 873,12 \cdot 0,1 + 43,66 + 51,56 = 182,53 \text{ (млн. руб.)}$$

18 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе проведен анализ состояния электрической сети номинальным напряжением 10 кВ и источника питания ПС 110/10 кВ Кооперативная города Благовещенск Амурской области, и разработан вариант реконструкции данной сети и источника питания для повышения надежности и качества электроснабжения потребителей данного района. При выполнении работы решено значительное количество вопросов, связанных с расчётом электрической нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, на некоторых из которых выполнена замена всего оборудования в связи с высоким коэффициентом загрузки. Проведен выбор современных линий электропередачи 10 кВ взамен устаревших. На самом источнике питания ПС Кооперативная проведена глубокая модернизация всего электротехнического оборудования, включая силовые трансформаторы, выключатели, ячейки КРУ 10 кВ, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

18.1 Безопасность

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках при модернизации ПС Кооперативная:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках на ПС Кооперативная должны проводиться:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В на ПС «Кооперативная» при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием на ПС Кооперативная (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Безопасность при работе по наряду допуску:

При работе в действующих электроустановках на ПС «Кооперативная», работы должны осуществляться по наряду, который выписывается в двух экземплярах, если он передается по телефону, то в трех. При этом лицо выдающее наряд должно выписать один экземпляр, а лицо принимающее текст, два экземпляра фамилии и инициалов, выдающего наряд.

Количество нарядов, которые могут быть выданы одному ответственному руководителю работ должен определять человек выдающий наряд. Допускается выдавать наряд на срок не более 15 дней со времени начала работы при этом он может быть продлён единовременно на такой же срок, при этом при перерыве в работе наряд остается действительным.

В случае если работы в электроустановке полностью закончены, то наряд по данным работам должен храниться в течение 30 суток, после чего может быть уничтожен, при условии, если во время работы не имели место аварии и инциденты либо несчастные случаи.

В электроустановках выше 1000 В на ПС Кооперативная допускается выдавать один наряд на одновременную работу на всех присоединениях секции шин со всех токоведущих частей которой снято напряжение, в том числе на вводах воздушных и кабельных линий.

В распределительных устройствах напряжением от 3 до 110 кВ с одиночной системой шин на ремонт всей секции допускается выдавать один наряд на присоединение всей этой секции для рассредоточения членов бригады.

Для выполнения однотипной работы на нескольких подстанциях допускается выдавать один наряд для выполнения этой работы, например, это может быть отбор проб масла, доливка масла, переключение обмоток

трансформаторов, проверка устройств релейной защиты и так далее, срок такого наряда ограничивается одними сутками.

Безопасность при работе по распоряжению

В электроустановках до 1000 В на ПС Кооперативная может выполняться работа по распоряжению, которое имеет разовый характер, продолжительность и его действие ограничивается временем рабочего дня производителей, после окончания рабочего дня распоряжение должно быть закрыто, либо отдаваться заново, при этом в случае перерыва в работе в течение рабочего дня, производитель работ осуществляет повторный допуск бригады к работе.

Распоряжение отдается непосредственно лицу, выполняющему работу, а также оно отдается и допускающему, в том случае если на электроустановке нет оперативного персонала, допуск на рабочем месте не требуется и распоряжение отдаётся непосредственно работнику, который должен выполнять указанную работу.

В электроустановках до 1000 В оперативный и оперативно-ремонтный персонал может выполнять неотложные работы продолжительностью не более часа, без учёта времени на подготовку рабочего места в электроустановке, в случае если работа требует времени более одного часа то она должна выполняться по наряду.

Безопасность при работе в порядке текущей эксплуатации:

В электроустановках до 1000 В на ПС Кооперативная могут выполняться небольшие по объёму виды работ в течение рабочего дня, либо рабочей смены, которые разрешены к выполнению в подписанном заранее техническом документе который подписывает главный инженер предприятия. В нем указываются определенные требования по технике безопасности, в частности данные работы распространяются только на электроустановки до 1000 В и могут выполняться только силами оперативного либо оперативно-ремонтного персонала на закрепленном за этим персоналом оборудовании.

Такого рода работа является разрешённой и не требует каких-либо пояснений, либо указаний для её выполнения также не требуется выполнение целевого инструктажа.

В перечне разрешённой работы, должны содержаться указания, которые определяют виды работ, выполняемых бригадой.

Также в данном документе должен быть указан порядок регистрации работ, которые выполняются по данной методике, должно быть указано в уведомление оперативного персонала, который непосредственно управляет ремонтным персоналом, а также характер работы, её начало и окончание и оформление записи в оперативном журнале.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь» [21].

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ [21].

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть

обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ [21].

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брусам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стоять! Напряжение» [21].

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;
- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекачивать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

При работах на воздушных линиях электропередачи:

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м [21].

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м [21].

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

18.2 Экологичность

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение маслоприемников на силовых трансформаторах ПС Кооперативная.

На подстанции Кооперативная устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 6300/110/10 с размерами (м) 5,8×4,2×5,0 и массой масла 10,5 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [20].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [20].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [20].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [7]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (119)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{10,5}{0,88} = 11,93 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [7]:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (120)$$

где A, B – длинна и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (5,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,2 + 2 \cdot 1,5) = 63,36 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [7]:

$$S_{он} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (121)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (5,8 + 4,2) \cdot 2 \cdot 5,0 = 100,0 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [7]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} \quad (122)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (63,36 + 100,0) \cdot 10^{-3} = 58,81 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [7]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (123)$$

$$V_{mmH_2O} = 11,93 + 0,8 \cdot 58,81 = 58,98 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O} :

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (124)$$

$$H_{mn} = \frac{58,98}{63,36} = 0,93 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [20]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [20]:

$$H_{\text{ен}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [20]:

$$H_{nmn} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (126)$$

$$H_{nmn} = 0,93 + 0,05 + 0,25 = 1,23 \text{ (м)}$$

18.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность на ПС Кооперативная предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС Кооперативная являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС Кооперативная составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на ПС Кооперативная обеспечивается [22]:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;
- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;

- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, кабельных полуэтажей;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);
- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на ПС Кооперативная.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На ПС «Кооперативная» применяются установки водяного, пенного, газового пожаротушения. Тушение пожара водой на ПС Кооперативная является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и

огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ ПС Кооперативная определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории ПС «Кооперативная» необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

В помещении закрытого распределительного устройства 10 кВ на ПС Кооперативная переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [22].

Для размещения первичных средств тушения пожара в помещениях, на секциях РУ, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители, находящиеся на улице, переносятся в отапливаемое помещение закрытого распределительного устройства 10 кВ. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе была выполнена реконструкция системы электроснабжения квартала ЗПУ-5 в городе Благовещенск Амурской области для повышения надежности питания потребителей

Достигнута цель работы и разработан готовый проект по устранению основных недостатков существующей системы электроснабжения связанных с надежностью и качеством электроснабжения потребителей города Благовещенск в квартале ЗПУ 5, с указанием основных технических характеристик необходимого оборудования.

Выполнены основные расчеты на основании фактических данных о существующих потребителях в рассматриваемом квартале города Благовещенск, с учетом их взаимного расположения. Проведен выбор оборудования как в системе электроснабжения так и на источнике питания с учетом данных о токах короткого замыкания.

В экономической части выполнены соответствующие расчеты и определена полная стоимость реконструкции и модернизации одного из источников питания ПС Кооперативная. Определены издержки при эксплуатации подстанционного оборудования а так же ежегодные амортизационные отчисления.

В части безопасности и экологичности приведены основные меры безопасности при эксплуатации подстанционного и линейного оборудования в отношении поражения электрическим током, проведен расчет основных геометрических параметров маслоприемников трансформаторов ПС Кооперативная

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Волог-да: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
- 3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учеб-ник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 4 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.
- 5 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перена-пряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатом-издат, 2006.
- 6 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 7 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. - 90 с.
- 8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 10 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование органи-заций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.

- 11 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.
- 12 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
- 13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 14 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
- 15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
- 16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учрежде-ний высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.
- 17 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 18 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и горо-дов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
- 19 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 20 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 21 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)
- 22 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
- 23 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики : учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.

24 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

25 Электроснабжение и электропотребление производственных объектов: расчет электрических цепей : учебное пособие / Кобелев А. В. - Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2021.

26 Эксплуатация электрических сетей и систем электроснабжения : учебное пособие для СПО / составители А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. — Саратов : Профобразование, 2021. — 142 с.

27 Электрические системы и сети. Установившиеся режимы электрических сетей : учебное пособие / А. Ю. Арестова, А. В. Лыкин, Ю. М. Сидоркин, Я. А. Фролова. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2020. - 98 с.

28 Электроснабжение в тепло - и электроэнергетике : учебное пособие / С. М. Зуев, А. С. Верещагин, Р. А. Малеев, А.Е. Чернов ; под ред. С. М. Зуева. — Москва : ИНФРА-М, 2024. — 244 с.

29 Энергоэффективное электрическое освещение : учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфоломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.

30 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок НН существующих ТП

ТП	$P_{НН}$ (кВт)	$Q_{НН}$ (квар)	$S_{НН}$ (кВА)
ТП Амурстрой 1	86,04	58,04	103,79
ТП Амурстрой 2	62,64	38,22	73,38
ТП Кочарян	84,96	49,78	98,47
ТП АЗС	132,12	77,56	153,20
РП-13	48,24	28,58	56,07
ТП 60М	21,60	13,39	25,41
ТП 61М	878,92	266,51	918,44
ТП 62М	758,60	210,14	787,17
ТП 63М (доп. нагр)	1086,03	395,93	1155,95
ТП 64М	32,40	20,09	38,12
ТП 65М	25,20	15,44	29,56
ТП 66М	34,56	19,69	39,78
ТП НП	46,44	27,82	54,13
РП Апин (доп. нагр)	898,88	227,32	927,18
ТП Апин-1	689,85	177,46	712,31
ТП Апин-2	805,5	189,18	805,5
ТП ННК-1	74,70	47,98	88,78
ТП ННК-2	20,52	11,70	23,62

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет компенсирующих устройств

Номер ТП	$Q_{ТП}$ (квар)	Q_K (квар)	Установка КУ
ТП Амурстрой 1	58,04	32,23	Не требуется
ТП Амурстрой 2	38,22	19,43	Не требуется
ТП Кочарян	49,78	24,29	Не требуется
ТП АЗС	77,56	37,92	Не требуется
РП-13	28,58	14,11	Не требуется
ТП 60М	13,39	6,91	Не требуется
ТП 61М	266,51	2,83	Не требуется
ТП 62М	210,14	-17,44	Не требуется
ТП 63М (доп. нагр)	395,93	45,12	Не требуется
ТП 64М	20,09	10,37	Не требуется
ТП 65М	15,44	7,88	Не требуется
ТП 66М	19,69	9,32	Не требуется
ТП НП	27,82	13,89	Не требуется
РП Апин (доп. нагр)	227,32	-42,34	Не требуется
ТП Апин-1	177,46	-29,50	Не требуется
ТП Апин-2	189,18	-52,47	Не требуется
ТП ННК-1	47,98	25,57	Не требуется
ТП ННК-2	11,70	5,54	Не требуется

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	N (шт.)	$S_{номтр}$ (кВА)	$K_{3\phi}$	$K_{ПА}$
ТП Амурстрой 1	1	160,00	0,65	-
ТП Амурстрой 2	1	100,00	0,73	-
ТП Кочарян	1	160,00	0,62	-
ТП АЗС	2	160,00	0,48	0,96
РП-13	2	63,00	0,49	0,98
ТП 60М	1	40,00	0,64	-
ТП 61М	2	630,00	<u>0,73</u>	<u>1,46</u>
ТП 62М	2	630,00	0,62	1,25
ТП 63М (доп. нагр)	2	630,00	<u>0,92</u>	<u>1,83</u>
ТП 64М	1	63,00	0,61	-
ТП 65М	1	63,00	0,47	-
ТП 66М	1	63,00	0,63	-
ТП НП	1	63,00	0,86	-
РП Апин (доп. нагр)	2	630,00	<u>0,74</u>	<u>1,47</u>
ТП Апин-1	2	630,00	0,57	1,13
ТП Апин-2	2	630,00	0,64	1,28
ТП ННК-1	1	100,00	0,89	-
ТП ННК-2	1	40,00	0,59	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Определение расчетных мощностей 10 кВ ТП

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{внтп}$ (кВт)	$Q_{внтп}$ (квар)	$S_{внтп}$ (кВА)
ТП Амурстрой 1	1,13	4,70	4,83	87,17	62,74	107,40
ТП Амурстрой 2	0,80	3,32	3,42	63,44	41,54	75,83
ТП Кочарян	1,07	4,46	4,58	86,03	54,24	101,70
ТП АЗС	1,66	6,93	7,13	133,78	84,49	158,23
РП-13	0,61	2,54	2,61	48,85	31,12	57,92
ТП 60М	0,28	1,15	1,18	21,88	14,54	26,27
ТП 61М	9,96	41,57	42,75	888,88	308,08	940,76
ТП 62М	8,54	35,63	36,64	767,14	245,77	805,54
ТП 63М (доп. нагр)	12,54	52,32	53,80	1098,57	448,25	1186,50
ТП 64М	0,41	1,73	1,77	32,81	21,82	39,40
ТП 65М	0,32	1,34	1,38	25,52	16,78	30,54
ТП 66М	0,43	1,80	1,85	34,99	21,49	41,06
ТП НП	0,59	2,45	2,52	47,03	30,27	55,93
РП Апин (доп. нагр)	10,06	41,97	43,16	908,94	269,29	947,99
ТП Апин-1	7,73	32,24	33,15	697,58	209,70	728,42
ТП Апин-2	8,74	36,46	37,49	814,24	225,64	844,92
ТП ННК-1	0,96	4,02	4,13	75,66	52,00	91,81
ТП ННК-2	0,26	1,07	1,10	20,78	12,77	24,39