

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: Проектирование системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ
жилого комплекса «Амурские зори» в центральном районе города Хабаровск

Исполнитель
студент группы 742-об3

подпись, дата

Д.А. Новиченко

Руководитель
профессор,
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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 Д.А. Новиченко

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в центральном районе города Хабаровск

(утверждена приказом от 19.05.2021г. №575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: план застройки города Хабаровск, план и схема электроснабжения 35-110 кВ города Хабаровск, однолинейная схема ПС «БН» 35/6 кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика проектируемого района, расчёты нагрузок 0,4 кВ, расчёт токов КЗ в сети 0,4-10 кВ, проверка аппаратов и кабелей 0,4 кВ, выбор числа и мощности трансформаторов ТП, расчёты распределительной сети 10 кВ, приведенная нагрузка ТП 10/0,4 кВ, выбор и проверка силового оборудования ТП 10/0,4 кВ, компенсация реактивной мощности, компенсация емкостных токов, оборудование КРУ, оценка надёжности схемы, релейная защита и автоматика, расчет заземления и ограничение перенапряжений, экономическое обоснование затрат, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план района города с указанием сетей 0,4 кВ, надёжность сети 10 кВ и токи короткого замыкания, однолинейная схема сети 10 кВ, варианты выполнения сети 10 кВ выбранного района, структурная схема микропроцессорной защиты линии «Сириус-2-Л» на КЛ 10 кВ, общий план КТПБ для ТП-1, однолинейная схема ТП, приложение расчёт надёжности сети 10 кВ.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 133 с, 132 формулы, 15 рисунков, 60 таблиц, 1 приложение, 33 источника.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЕМЛЕНИЕ, МНОГОКВАРТИРНЫЕ ЖИЛЫЕ ДОМА, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

В выпускной квалификационной работе разработана система электро-снабжения жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульва-ра города Хабаровск. Выполнено обоснование варианта проектирования элек-трической части, произведен технико-экономический расчет.

Определены рабочие токи и токи короткого замыкания, в соответствии с которыми произведен выбор силовых трансформаторов и основного электро-технического оборудования. Рассмотрены также устройства релейной защиты и автоматики.

В рамках проектирования рассмотрены меры, обеспечивающие безопас-ность и экологичность проекта.

Полученные результаты расчётов допустимо применять на различных этапах проектирования распределительной электрической сети 10-0,4 кВ города Хабаровск.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Характеристика проектируемого района.....	10
1.1 Климатические условия	10
1.2 Характеристика инфраструктуры проектируемого района.....	10
1.3 Характеристика источников питания проектируемого района	12
2 Расчёты нагрузок 0,4 кВ	14
2.1 Нагрузка жилых зданий	14
2.2 Нагрузки освещения улиц.....	20
2.3 Нагрузки фидеров 0,4 кВ	21
2.4 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП	26
2.5 Выбор аппаратов и кабелей 0,4 кВ	28
2.5.1 Предохранители 0,4 кВ.....	28
2.5.2 Автоматические выключатели 0,4 кВ	30
2.5.3 Кабели 0,4 кВ.....	31
2.6 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ.....	32
2.7 Проверка аппаратов и кабелей 0,4 кВ.....	37
2.7.1 Проверка предохранителей 0,4 кВ	37
2.7.2 Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ.....	38
2.7.3 Проверка кабелей 0,4 кВ.....	39
3 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.....	41
4 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ	44
5 Расчёты распределительной сети 10 кВ.....	48
5.1 Приведенная нагрузка ТП 10/0,4 кВ.....	48
5.2 Выбор кабелей 10 кВ	50
5.3 Выбор схемы сетей 10 кВ по экономическим параметрам	54
5.4 Проверка кабелей 10 кВ	55
6 Выбор и проверка силового оборудования ТП 10/0,4 кВ	57
6.1 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ	57

6.2	Выбор трансформаторов тока 10 кВ.....	59
6.3	Проверка выключателей нагрузки 10 кВ	60
6.4	Проверка трансформаторов тока 10 кВ на ТП.....	61
7	Компенсация реактивной мощности.....	64
8	Компенсация емкостных токов.....	65
9	Оборудование КРУ	66
9.1	Выбор и проверка ячеек КРУ	66
9.2	Выбор и проверка выключателей КРУ	68
9.3	Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ в КРУ	70
9.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	73
9.5	Выбор и проверка токоведущих частей КРУ.....	74
9.6	Выбор и проверка изоляторов	77
10	Оценка надёжности схемы	79
10.1	Основные понятия	79
10.2	Составление схемы замещения	80
10.3	Преобразование схемы замещения	83
11	Релейная защита и автоматика.....	87
11.1	Токовая отсечка.....	87
11.2	Максимальная токовая защита линий	88
11.3	Защита от однофазных замыканий на землю	90
12	Расчет заземления и ограничение перенапряжений.....	91
12.1	Расчёт заземления КТП.....	91
12.2	Выбор ограничителей перенапряжения	95
13	Экономическое обоснование затрат.....	98
13.1	Расчет капиталовложений проектируемой сети.....	98
13.2	Расчет затрат на эксплуатацию сети.....	101
13.3	Расчет численности рабочих	102
13.4	Расчет заработной платы.....	103
13.5	Расчет себестоимости электроэнергии	104
13.6	Оценка экономической эффективности проекта.....	106

14 Безопасность и экологичность.....	111
14.1 Безопасность.....	111
14.2 Экологичность.....	116
14.2.1 Отвод земель под электрические сети	116
14.2.2 Устройство маслоприёмника КТП	118
14.2.3 Расчёт шумового воздействия трансформаторов ТП.....	123
14.3 Чрезвычайные ситуации	125
Заключение	128
Библиографический список	130
Приложение	134

ВВЕДЕНИЕ

Хабаровская энергосистема во многом уникальна, так как в ней представлены многие виды генерации, которые по географии, климатическим условиям и площади обслуживания разнесены территориально. Преимущественно для электроснабжения потребителей используется напряжение высоковольтных распределительных сетей 6 кВ, как генераторной напряжением электростанций города Хабаровск. Данный фактор исторически повлиял на развитие сетей 6 кВ города Хабаровск.

Следует отметить снижение темпов строительства жилого комплекса в период с 2019 по 2020 год отмечено по всему Дальнему Востоку в связи с оттоком рабочей силы из региона из-за неблагоприятной эпидемиологической обстановки во всем мире. Данное обстоятельство прямо влияет на сроки возведения новых объектов строительства.

Жилой комплекс в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск будет расположен в престижной исторической части города с развитой социальной и экономической инфраструктурой в непосредственной близости от площади Славы и реки Амур. Совместно с подключением жилых домов данной работой предусматривается расчёт системы электроснабжения коммунально-бытовых потребителей квартала, ограниченного улицами Тургенева – Набережная – Уссурийский бульвар – Ленина.

Хабаровск в качестве многофункционального экономического центра общегосударственного значения определил рыночные преобразования во всех сферах жилищного хозяйства. Промышленность, транспорт и строительство являются ключевыми направлениями в производственной сфере.

Актуальность проекта обусловлена тем, что в 2018 году в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск начато строительство современного жилого комплекса. Предполагаемая дата окончания строительства – 2022 год.

Цель проекта - спроектировать систему электроснабжения выбранного района города Хабаровск.

Задачи проектирования:

- расчёт нагрузок потребителей на всех этапах проектирования;
- выбор схем, проводников на всех этапах проектирования;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор и проверка оборудования 0,4-10 кВ;
- выбор и проверка устройств защиты и автоматики;
- расчёт надёжности проектируемой сети 10 кВ;
- расчёт окупаемости затрат на сооружение сетей 0,4-10 кВ;
- соблюдение экологичности и мер безопасности при устройстве электрических сетей 0,4-10 кВ в районе проектирования.

Пути решения поставленных задач приводятся ниже

Расчёт электрических нагрузок потребителей жилых зданий проводится по удельной нагрузке в зависимости от количества квартир в доме с учётом нагрузки силовых потребителей электродвигателей водоснабжения и лифтовых установок, а также с учётом нагрузки встроенных в жилые дома потребителей.

Расчёт электрических нагрузок потребителей общественных зданий проводится по удельной нагрузке в зависимости от площади помещений и количества посетителей с учётом нагрузки силовых потребителей электродвигателей вентиляции и кондиционирования, а также с учётом нагрузки встроенных потребителей.

Выбор конфигурации сети 0,4 кВ по двухлучевой схеме с учётом условий прокладки кабелей проводится в соответствии с требованиями по надёжности, а также с учётом проверки по допустимой потере напряжения.

Расчёт токов КЗ и выбор защитных аппаратов в сети проводится с учётом наличия однофазных и трёхфазных токов КЗ в сети 0,4 кВ и двухфазных и трёхфазных токов КЗ в сети 10 кВ; выбор аппаратов проводится по расчётному току и напряжению, проверка по чувствительности и стойкости к токам КЗ;

Выбор уставок срабатывания релейной защиты КЛ проводится с учётом использования трёхступенчатой токовой защиты, защиты от замыканий на землю.

Расчёт надёжности сети 10 кВ выполняется вероятностным методом.

Расчёт капиталовложений на сооружение сети 10-0,4 кВ выполнен с учётом дисконтированного срока окупаемости.

Расчёт экологичности и безопасности проекта проведён с учётом определения площади отводимых земель, расчёта шумового воздействия трансформаторов ТП, расчёта малоприёмников.

В процессе разработки ВКР широко использовалась ПЭВМ с лицензионным ПО серии Microsoft Office, приложение Mathtype, расчётная часть выполнена с использованием программного пакета Mathcad-2020, все пакеты программ работают под управлением операционной системы Windows 10.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климатические условия

Хабаровский край находится географически на территории Дальневосточного федерального округа. Особенность расположения относительно моря заключается в наличии с востока Охотского и Японского моря. Граница Хабаровского края с юга, согласно картам районирования, обозначена с Приморским краем и Китаем, с северо-востока, согласно картам районирования, обозначена с Магаданской областью, с северо-запада и севера, согласно картам районирования, обозначена - с Республикой Саха, с юго-запада и запада, согласно картам районирования, обозначена с Амурской областью.

По типу климата выделяется умеренно-муссонный характер, зима холодная малоснежная, лето жаркое влажное. Средняя температура января: от -22°C на юге, до -40 градусов на севере, на морском побережье от -15 до -25°C ; июля: от $+11^{\circ}\text{C}$ - в приморской части, до $+21^{\circ}\text{C}$ во внутренних и южных районах. Осадков в год выпадает от 400 мм на севере.

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. Оформляется таблица 1 с информацией о климатических условиях района.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	3,41
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда, мм	10
Низшая температура воздуха, С	-38
Высшая температура воздуха, С°	+40

1.2 Характеристика инфраструктуры проектируемого района

В городе Хабаровске проектируемый микрорайон является перспективной масштабной застройкой, включающая в себя целые кварталы крупнопанельных домов, монолитные жилые дома и комплексы, торговые и развлекательные центры (рисунок 1).



Рисунок 1 – Расположение комплекса «Амурские зори» на карте

Город территориально подразделяется на четыре округа и административно на 5 районов. Комплекс «Амурские зори» новой застройки располагается в центральном районе. Исторический центр города Хабаровск также несёт в себе административную, культурную, научную ценность, в центральном районе сосредоточены торговые центры, объекты культурного наследия города.

Территориально центр города Хабаровск границами совпадает и включается в центральный округ.

Основные улицы: центрального района являются старейшими и историческими: Муравьёва-Амурского, Ленина, Амурский бульвар, Уссурийский бульвар, Волочаевская, Ленинградская, Тургенева, Калинина, Держинского, Пушкина.

Центр города Хабаровск располагает в своих границах все центральные площади: площадь Ленина, площадь Славы, площадь Блюхера, Комсомольская и Соборная. В Центральном районе города Хабаровска находится около 1800 домов, в том числе около 400 домов частного сектора. По данным на 1 января

2020 года численность населения центрального района составляет 91 547 человек.

1.3 Характеристика источников питания проектируемого района

Проектируемый район подключается к ближайшему источнику питания – ПС 35/6 «БН». На данной ПС установлены два силовых трансформатора ТДН-16000/35/6 кВ. Приведём характеристику схемы включения ПС по рисунку 2.

РУВН 35 кВ выполнено по нетиповой схеме для напряжения 35 кВ и представляет собой две рабочие системы шин секционированные выключателем. Применение данной схемы позволяет обеспечить надёжность и гибкость в управлении данной схемой.

РУНН 6 кВ выполнено по нетиповой схеме для напряжения 6 кВ и представляет собой одну секционированную выключателем систему шин с дополнительной секцией шин. Дополнительная секция шин подключения к первой и второй секции шин 6 кВ через выключатель. Применение данной схемы позволяет обеспечить надёжность и гибкость в управлении данной схемой.

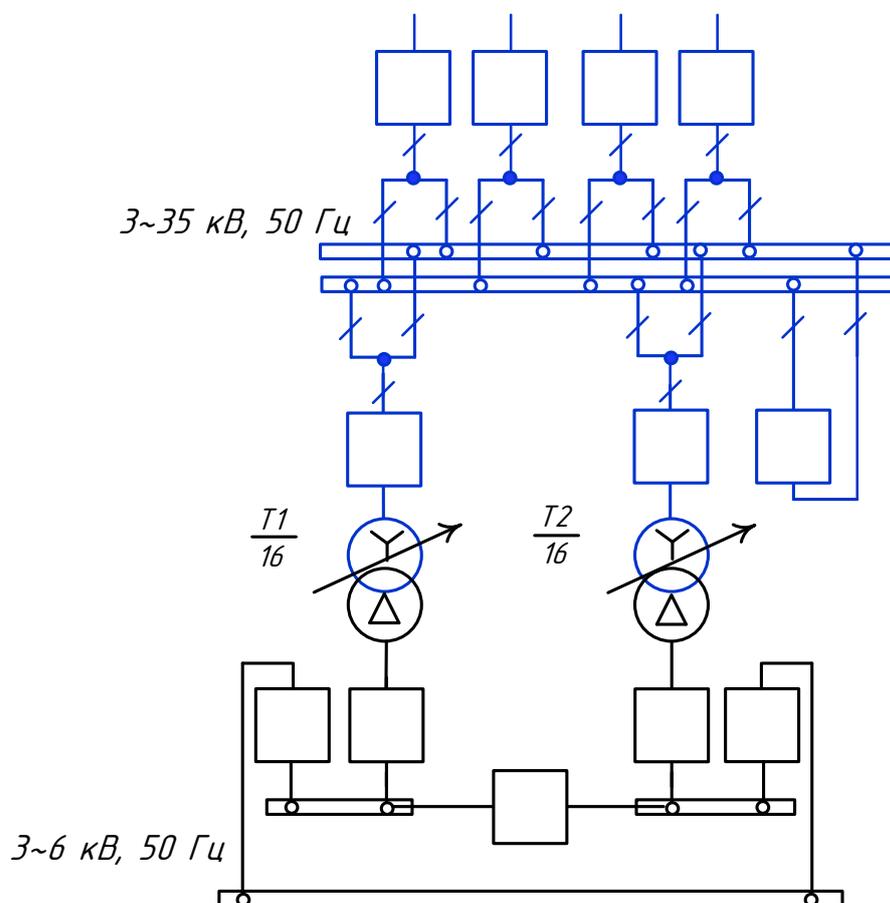


Рисунок 2 – Однолинейная схема ПС БН 35/6 кВ

Перспективы развития сетей 35-110 кВ города Хабаровск предполагают модернизацию ПС БН по пути замены силовых трансформаторов на трехобмоточные и устройство РУ-110 кВ. В результате чего, появится возможность использовать номинальное напряжение распределительных сетей 10 кВ, разгрузить сеть 35 кВ города Хабаровск и в целом повысить надёжность электроснабжения.

2 РАСЧЁТЫ НАГРУЗОК 0,4 КВ

2.1 Нагрузка жилых зданий

Город Хабаровск подпадает под классификацию крупных городов. Данная классификация считается целесообразной для оценки применимости методики расчётов электрических параметров городских сетей города Хабаровск.

Удельной исходной единицей расчётной нагрузки используется квартира, то есть расчётная нагрузка на вводе квартиры. В случае расчёта нагрузки общественных зданий или коммунально-бытовых потребителей удельная единица берётся из числа площади помещений, количества мест, числа посещений.

Таблица 2, которая содержит исходные данные для расчётов нагрузки потребителей района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 2 – Исходные данные потребителей района города Хабаровск

№ п/п	Объект	№ на листе	Основная нагрузка			Встроенный электроприемник			
			Ед. изм.	Кол-во	$P_{зд. уд.}$	Объект	$S_{встр. ЭП, м^2}$	$P_{зд.встр., кВт}$	$k_{н.м.}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бытовые потребители									
1	Жилой дом 5 эт	1	кв	120	1,9	непродовольственный магазин	4000	0,16	0,6
2	Монолитный дом 26 эт	2	кв	172	1,85	непродовольственный магазин	1500	0,16	0,6
3	Монолитный дом 26 эт	3	кв	172	1,85	офисные помещения	1500	0,054	0,6
4	Монолитный дом 26 эт	4	кв	172	1,85	продовольственный магазин	1500	0,25	0,6
5	Кирпичный дом 10 эт	5	кв	100	1,95	офисные помещения	1000	0,054	0,6
6	Кирпичный дом 10 эт	6	кв	100	1,95	продовольственный магазин	500	0,25	0,6
7	Жилой дом 5 эт	7	кв	120	1,9	офисные помещения	2500	0,054	0,6
8	Жилой дом 5 эт	8	кв	60	2,8				
9	Жилой дом 5 эт	9	кв	60	2,8				
Коммунальные потребители									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	Управление МВД	10	м ²	6000	0,054	проектный институт	5000	0,054	0,8
11	гаражи	11	шт	50	2				
12	детская поликлиника	12	мест	300	0,36				
13	школа	13	мест	250	0,25				
14	водосбыт здание	14	м ²	5000	0,054				
15	водосбыт здание	15	м ²	5000	0,054				
16	парковка многоуровневая	16	мест	170	2				
17	склад	17		1	50				

Коэффициент одновременности позволяет привести значения нагрузок квартир к вводу в помещение. Потребители квартир приводятся к вводу питающей ТП при помощи коэффициентов участия в максимуме нагрузки.

Нагрузка, используемая в качестве расчётной, применяется для выбора различных элементов системы электроснабжения жилых домов и рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n, \quad (77)$$

где $P_{кв.уд}$ – справочная величина удельной расчетной нагрузки, выбирается по таблице [10], на выбор удельной нагрузки оказывает влияние количество квартир жилого дома, вариант пищеприготовления оснащения квартиры, кВт/кВ;

n – число квартир, шт.

Наличие силовых электроприёмников систем вентиляции, водоподачи, лифтов допустимо учитывать в нагрузке жилого дома рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_{ж.д} = P_{кв} + k_{н.м} \cdot \sum P_c, \quad (78)$$

где $k_{н.м}$ – коэффициент участия, табличная безразмерная величина, [10];
 P_c – для каждого вида силовой нагрузки жилого дома принимается соответствующая нагрузка электроприемников жилого дома, кВт

Нагрузка, образуемая при подключении близко расположенных или пристроенных потребителей, применяется в качестве расчётной и рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_{р.жд} = P_{зд.мах} + \sum_I^n k_{yi} \cdot P_{зди}, \quad (79)$$

где $P_{зд.мах}$ - нагрузка наиболее мощного потребителя, кВт;
 k_{yi} - коэффициент участия, табличная безразмерная величина, [10];
 $P_{зди}$ - нагрузка потребителя, встроенного или пристроенного к основному потребителю и так или иначе подключенная через общую питающую линию, кВт.

Нагрузка, используемая в качестве расчётной для выбора различных элементов системы электроснабжения общественных зданий, рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_{зд} = P_{зд.уд} \cdot S, \quad (80)$$

где $P_{зд.уд}$ – справочная величина удельной расчетной нагрузки, выбирается по таблице [10], на выбор удельной нагрузки оказывает влияние площадь общественного здания, количество посещающих, количество мест, кВт/кВ;

S – в общем случае площадь офиса, магазина, количество мест школы, библиотеки и так далее.

Расчётная реактивная мощность рассчитывается с использованием формулы [10], квар:

$$Q_{p.ж.д} = P_{p.ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (81)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - справочная величина удельной коэффициент реактивной мощности, [1].

Выполняется подразделение потребителей на группы по назначению – жилые дома и общественно-коммунальные потребители.

Для жилых домов провести учёт современного оснащения квартиры в многоквартирном доме представляется сложной задачей, которую частично можно решить выбором соответствующей кудельной нагрузки на квартиру в соответствии с данными о квартирах с комфортным оснащением. Дополнительно силовая нагрузка жилых домов определяется количеством применяемых асинхронных двигателей 0,4 кВ в составе общедомового имущества, например, насосы водоподачи и привод лифтов. Особенность силовых потребителей заключается в неодновременности задействия данной нагрузки в период максимума нагрузки квартир жилого дома. Нагрузка распределительных щитов систем охраны, домофона, видеонаблюдения для дома также подключена ко вводу жилого дома, но учитывается по строго определенным проектным решениям, которые на стадии проектирования системы электроснабжения дома учесть затруднительно.

Укрупненно принимаем нагрузку лифтовых двигателей и двигателей насосов подъёма воды по [2, 3], соответствующие коэффициенты участия силовой нагрузки в графике нагрузки жилого дома в период наибольшей нагрузки берутся в [1].

Нагрузка, образуемая при подключении электрических двигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_c = k_c \cdot P_{дв.уст}, \quad (82)$$

где k_c - справочная величина коэффициента спроса;

$P_{дв.уст}$ - мощность двигателя, Вт.

Таблица 3, которая содержит исходные данные для расчётов двигательной нагрузки потребителей района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 3 - Двигательная нагрузка жилых зданий района

№ п/п	Объект	№ на листе	Силовая нагрузка лифтов и насосов							
			$N_{лифт}$	$P_{лифт}$	$K_{с.лифт}$	$N_{нас.}$	$P_{нас.}$	$K_{с.нас.}$	$P_{силЭП}$	$k_{н.м.}$
1	Жилой дом 5 эт	1				5	15	0,8	60	0,9
2	Монолитный дом 26 эт	2	4	12,5	0,8	2	30	0,8	88	0,9
3	Монолитный дом 26 эт	3	4	12,5	0,8	2	30	0,8	88	0,9
4	Монолитный дом 26 эт	4	4	12,5	0,8	2	30	0,8	88	0,9
5	Кирпичный дом 10 эт	5	2	12,5	0,8	2	15	0,8	44	0,9
6	Кирпичный дом 10 эт	6	2	12,5	0,8	2	15	0,8	44	0,9
7	Жилой дом 5 эт	7				5	15	0,8	60	0,9
8	Жилой дом 5 эт	8				3	15	0,9	40,5	0,9
9	Жилой дом 5 эт	9				3	15	0,9	40,5	0,9

Используя порядок расчёта [1], рассчитаем нагрузку объекта 2 (на плане района). Объект 2 – кирпичный дом, 172 квартиры, 2 подъезда, в каждом подъезде 2 лифта (12,5 кВт) и насос водоснабжения (30 кВт).

Нагрузка $P_{дв.}$, образуемая при подключении силовых электроприемников рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_c = k'_c \sum_{i=1}^n P_{дв_i} = k'_{с.лифт} \cdot n_{лифт} \cdot P_{лифт} + k'_{с.насос} \cdot n_{насос} \cdot P_{насос};$$

$$P_c = 0,8 \cdot 4 \cdot 12,5 + 0,8 \cdot 2 \cdot 30 = 88,$$

где $k'_{с.лифт}$ - справочная величина коэффициента спроса лифтовых установок, [10];

$k'_{с.насос}$ - справочная величина коэффициента спроса насоса, [10];

$n_{лифт}$ - число лифтов в жилом доме;

$n_{\text{насос}}$ - число насосов;

$P_{\text{лифт}}$ - паспортная мощность электродвигателя лифта, кВт;

$P_{\text{насос}}$ - паспортная мощность насоса, кВт.

Нагрузка $P_{\text{кв}}$, образуемая при подключении квартир рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_{\text{кв}} = 1,85 \cdot 172 = 318,2 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка жилого дома, образуемая квартирами и силовыми электроприемниками рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = 318,2 + 0,9 \cdot 88 = 397,4 \text{ кВт.}$$

Нагрузка, образуемая при подключении магазина хозяйственных товаров площадью 1500 м^2 , подключенного ко вводу жилого дома, рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_{\text{р.встроен.}} = 0,16 \cdot 1500 = 240 \text{ кВт.}$$

Расчетная активная нагрузка жилого дома, образуемая квартирами и силовыми электроприемниками с учётом магазина рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = 397,4 + 0,6 \cdot 240 = 541,4 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома, образуемая квартирами и силовыми электроприемниками с учётом магазина рассчитывается с использованием формулы [10], кВт:

$$Q_{p.ж.д} = P_{p.ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi ,$$

$$Q_{p.ж.д} = 541,4 \cdot 0,33 = 173,4 \text{ квар.}$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - справочная величина коэффициента реактивной мощности, принимаем по [10] $\operatorname{tg} \varphi = 0,33$.

Таблица 4, которая содержит результаты расчётов нагрузки потребителей района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 4 - Расчёта нагрузок жилых зданий

№ п/п	Объект	№ на листе	Расчётная нагрузка на вводе			Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Категория по надёжности
			P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА		
Бытовые потребители							
1	Жилой дом 5 эт	1	666,0	213,4	699	0,95	2
2	Монолитный дом 26 эт	2	541,4	173,4	569	0,95	2
3	Монолитный дом 26 эт	3	446,0	170,0	477	0,93	2
4	Монолитный дом 26 эт	4	622,4	286,0	685	0,90	2
5	Кирпичный дом 10 эт	5	267,0	101,8	286	0,93	2
6	Кирпичный дом 10 эт	6	309,6	142,3	341	0,90	2
7	Жилой дом 5 эт	7	363,0	138,4	388	0,93	2
8	Жилой дом 5 эт	8	204,5	41,1	209	0,98	2
9	Жилой дом 5 эт	9	204,5	41,1	209	0,98	2
Коммунальные потребители							
10	Управление МВД	10	540	248,1	594	0,90	2
11	гаражи	11	100	20,1	102	0,98	2
12	детская поликлиника	12	108	34,6	113	0,95	2
13	школа	13	62,5	20,0	66	0,95	2
14	водосбыт здание	14	270	124,1	297	0,90	2
15	водосбыт здание	15	270	86,5	284	0,95	2
16	парковка многоуровневая	16	340	68,3	347	0,98	2
17	склад	17	50	10,1	51	0,98	2

2.2 Нагрузки освещения улиц

Нагрузка освещения улиц и проездов, образуемая светильниками мачт освещения, рассчитывается с использованием формулы [4], кВт:

$$P_{осв} = P_{осв.уд} \cdot l, \quad (83)$$

где $P_{осв.уд}$ – справочная величина удельной мощности, для освещения улиц принимаем 10 кВт/км;

l – длина, км.

Таблица 5, которая содержит результаты расчётов нагрузки освещения улиц района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 5 - Расчётные данные уличного освещения района города Хабаровск

№ ТП	Нагрузка освещения		
	$L_{тер}$, км	$P_{осв\ уд}$, кВт/км	$P_{осв}$, кВт
ТП-1	0,6	10	6
ТП-2	0,45	10	4,5
ТП-3	0,2	10	2
ТП-4	0,5	10	5
ТП-5	0,9	10	9

2.3 Нагрузки фидеров 0,4 кВ

В соответствии с данными [10], жилые дома города Хабаровск подключаются к шинам ТП 10/0,4 кВ по радиальной резервированной схеме электропитания. Применение данной схемы в городских сетях обосновано категоричностью потребителей по надёжности и бесперебойности – 2. Используется кабели для скрытой прокладки в траншеях. Трасса прокладки кабельных траншей выбирается вдоль улиц и проездов без задействования проезжей части по возможности.

Нагрузка фидеров 0,4 кВ, образуемая подключенными потребителями с различной нагрузкой на линию 0,4 кВ, рассчитывается с использованием формулы [4], кВт:

$$P_{р.л} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} P_{г\ddot{a}i}, \quad (84)$$

где $P_{зд.мах}$ - наибольшая нагрузка потребителя на линии 0,4 кВ;

$P_{зди}$ - расчетные нагрузки потребителей, не учтённых в максимальной нагрузке, кВт;

k_{yi} - справочная величина коэффициента участия в максимуме, табличная безразмерная величина, [10].

Расчетные электрические нагрузки линии покажем в таблице 44.

Таблица 6, которая содержит результаты расчётов электрических нагрузок линий 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 6 – Расчетные электрические нагрузки линии

№ ТП	Номер согласно экспликаци	Фидер	$P_{р.л.}$, кВт	$Q_{р.л.}$, квар	$S_{р.л.}$, кВА
ТП-1	1	ф- 1	666,0	213,4	699,3
	7	ф- 2	363,0	138,4	388,5
	10	ф- 3	540,0	248,1	594,3
ТП-2	2	ф- 1	541,4	173,4	568,5
	5	ф- 2	267,0	101,8	285,7
	11	ф- 3	100,0	20,1	102,0
	13	ф- 4	62,5	20,0	65,6
ТП-3	3	ф- 1	446,0	170,0	477,3
	16	ф- 2	340,0	68,3	346,8
ТП-4	14	ф- 1	270,0	124,1	297,1
	15	ф- 2	270,0	86,5	283,5
	17	ф- 3	50,0	10,1	51,0
ТП-5	4	ф- 1	622,4	286,0	685,0
	6	ф- 2	309,6	142,3	340,7
	12	ф- 3	108,0	34,6	113,4
	8	ф- 4	204,5	41,1	208,5
	9	ф- 5	204,5	41,1	208,5

Полная приведенная мощность линии, образуемая потребителями на подключаемом конце линии, рассчитывается с использованием формулы на примере линии 1 ТП-1 [4], кВА:

$$S_{прив.л} = \sqrt{P_{прив.л}^2 + Q_{прив.л}^2} ,$$

$$S_{прив.л} = \sqrt{786^2 + 240,9^2} = 821,8 \text{ кВА},$$

где $P_{прив.л}$, $Q_{прив.л}$ - активная и реактивная мощности линии приведенная к питающему концу линии, кВт, кВар.

Приведенная активная и реактивная мощности линии, образуемая потребителями на подключаемом конце линии, рассчитывается с использованием формул на примере линии 1 ТП-1 [4]:

$$P_{прив.л} = P_{р.л} + \Delta P_{л}, \quad (85)$$

$$P_{прив.л} = 666 + 120 = 786 \text{ кВт},$$

$$Q_{прив.л} = Q_{р.л} + \Delta Q_{л}, \quad (86)$$

$$Q_{прив.л} = 213,4 + 27,5 = 240,9 \text{ квар},$$

где $\Delta P_{л}$, $\Delta Q_{л}$ - потери активной и реактивной мощности в линии, кВт, кВар.

Потери активной и реактивной мощности, для передачи нагрузки по линии рассчитываются с использованием формул на примере линии 1 ТП-1 [4]:

$$\Delta P_{л} = \frac{(P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000}, \quad (87)$$

$$\Delta P_{л} = \frac{(666^2 + 213,4^2) \cdot 0,15 \cdot 0,261}{0,4^2 \cdot 1000} = 120 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000}, \quad (88)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{666^2 + 213,4^2 \cdot 0,15 \cdot 0,06}{0,4^2 \cdot 1000} = 27,5 \text{ квар.}$$

где R, X – удельные справочные данные об активной и реактивной составляющей сопротивления линий выбранного кабеля.

Расчётный аварийный ток на подключаемом конце линии, рассчитывается с использованием формул на примере линии 1 ТП-1 [4]:

$$I_p = \frac{S_{\text{прис.л}}}{U_n \cdot \sqrt{3}};$$

$$I_p = \frac{821,8}{2 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3}} = 297 \text{ А.}$$

Рисунок 3, на котором показано расположение потребителей 0,4 кВ со схемой их подключения к проектируемым ТП 10/0,4 кВ приводится ниже по тексту работы. ТП выполняются комплектными, располагаются с максимальным приближением к наиболее мощным потребителям для минимизации протяженности питающих линий 0,4 кВ и как следствие потерь в распределительных сетях. Кроме того, для удобства доставки оборудования здания КТП расположены вблизи проездов и дорог.

Таблицы 7 и 8, которые содержат результаты расчётов электрических нагрузок линий 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

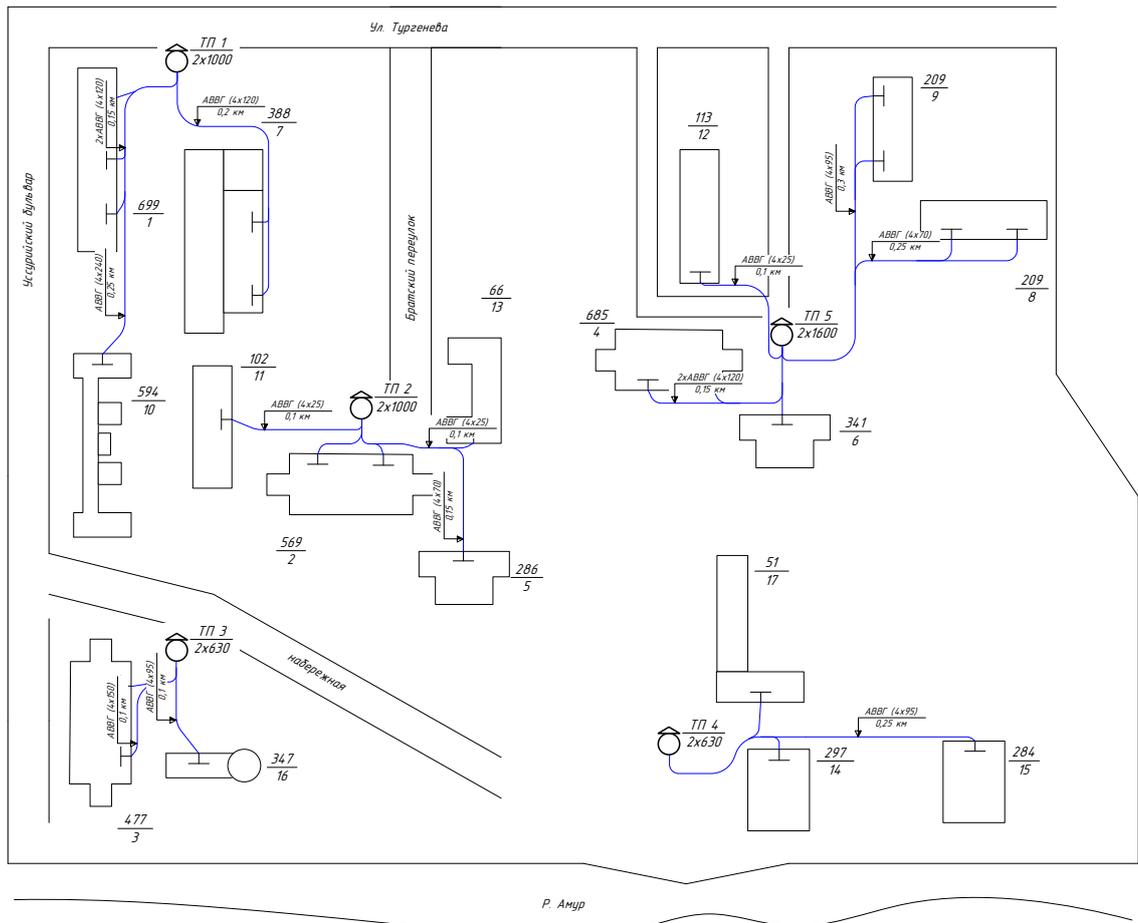


Рисунок 3 - План подключения потребителей

Таблица 4 – Потери мощности в линии

№ ТП	Номер согласно экспликация	Фидер	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta Q_{л}$, квар	$P_{прив.л}$, кВт	$Q_{прив.л}$, квар
ТП-1	1	ф- 1	120	27,5	785,7	240,9
	7	ф- 2	49	11,3	412,2	149,7
	10	ф- 3	71	31,5	611,2	279,6
ТП-2	2	ф- 1	34	12,0	575,5	185,5
	5	ф- 2	34	4,7	301,2	106,4
	11	ф- 3	8	0,4	108,1	20,5
ТП-3	13	ф- 4	2	0,1	64,2	20,1
	3	ф- 1	30	8,5	475,6	178,5
	16	ф- 2	25	4,5	364,7	72,9
ТП-4	14	ф- 1	25	3,4	294,7	127,4
	15	ф- 2	41	7,6	311,3	94,1
	17	ф- 3	3	0,2	53,0	10,2
ТП-5	4	ф- 1	115	26,4	737,2	312,4
	6	ф- 2	24	4,4	333,5	146,6
	12	ф- 3	10	0,5	118,0	35,1
	8	ф- 4	30	4,2	234,8	45,3
	9	ф- 5	27	4,9	231,3	46,0

Таблица 5 – Приведенная мощности и расчётный аварийный ток КЛ

№ ТП	Номер согласно экс- пликации	Номер линии	$S_{\text{прив.Л}}$, кВА	I_p , А
ТП-1	1	ф- 1	821,8	297
	7	ф- 2	438,6	317
	10	ф- 3	672,1	486
ТП-2	2	ф- 1	604,7	437
	5	ф- 2	319,5	231
	11	ф- 3	110,1	80
	13	ф- 4	67,3	49
ТП-3	3	ф- 1	508,0	367
	16	ф- 2	371,9	269
ТП-4	14	ф- 1	321,0	232
	15	ф- 2	325,2	235
	17	ф- 3	54,0	39
ТП-5	4	ф- 1	800,6	289
	6	ф- 2	364,3	263
	12	ф- 3	123,2	89
	8	ф- 4	239,1	173
	9	ф- 5	235,8	170

2.4 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП

Нагрузка ТП на стороне 0,4 кВ, образуемая подключенными потребителями с различной нагрузкой на стороне 0,4 кВ ТП, рассчитывается с использованием формулы [4], кВт:

$$P_{p \text{ ТП}} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} P_{зdi} , \quad (89)$$

где $P_{зд.max}$ - наибольшая нагрузка потребителя на шинах 0,4 кВ ТП;

$P_{зdi}$ - расчетные нагрузки потребителей, не учтённых в максимальной нагрузке, кВт;

k_{yi} - справочная величина коэффициента участия в максимуме, табличная безразмерная величина, [10].

Приводится пример расчёта нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП на примере ТП-3.

Нагрузками ТП являются жилой дом 3 и парковка 16. Наибольшую расчётную нагрузку имеет жилой дом 3: $P = 446 \text{ кВт}$. По [3] $k_{y.общ} = 0,6$. Для реактивной нагрузки расчёт ведётся аналогично.

Определяем расчётную нагрузку на шинах ТП 3:

Активная нагрузка:

$$P_{P.ТП3} = P_3 + k_{y.общ} \cdot (P_{16}) = 446 + 0,6 \cdot (340) = 650 \text{ кВт}.$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{P.ТП3} = Q_3 + k_{y.общ} \cdot (Q_{16}) = 169,99 + 0,6 \cdot (68,35) = 211 \text{ квар}.$$

Полная мощность, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП 3:

$$S_{P.ТП} = \sqrt{(P_{P.ТП} + P_{осв} + \Delta P)^2 + (Q_{P.ТП} + \Delta Q)^2}, \quad (90)$$

где $P_{осв.ТП}$ - осветительная нагрузка, кВт.

$$P_{осв3} = P_{осв.уд} \cdot l_{\Sigma} = P_{осв.уд} \cdot (l_3 + l_{16}) = 10 \cdot (0,1 + 0,1) = 2 \text{ кВт},$$

$$\begin{aligned} S_{P.ТП3} &= \sqrt{(P_{P.ТП} + P_{осв.Σ} + \Delta P_{Σ})^2 + (Q_{P.ТП} + \Delta Q_{Σ})^2} = \\ &= \sqrt{(650 + 2 + 54)^2 + (211 + 13)^2} = 741 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Таблицы 9 и 10, которые содержат результаты расчётов электрических нагрузок наиболее мощных и прочих потребителей, нагрузки освещения, потерь мощности питающих линий 0,4 кВ на шинах 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

В результате расчётов определен коэффициент мощности на шинах 0,4 кВ, по требованиям [10] значение 0,35 является предельным для шин 0,4 кВ, поэтому компенсация реактивной мощности в сетях проектируемого района города Хабаровск не проводится.

Таблица 9 - Исходные данные для расчета нагрузок ТП

№ ТП	Потребитель с максимальной нагрузкой		Прочие потребители, подключенные к шинам ТП 0,4 кВ			Осветительная нагрузка улиц			Потери мощности по линиям 0,4 кВ	
	Р _{зд макс} , кВт	Q _{зд макс} , квар	Р _{зд i} , кВт	Q _{зд i} , квар	К _у	L _{тер} , км	Р _{осв уд} , кВт/км	Р _{осв} , кВт	ΔР _л , кВт	ΔQ _л , квар
ТП-1	666,00	213,36	903,00	386,47	0,60	0,6	10	6	240	70
ТП-2	541,40	173,44	429,50	141,89	0,90	0,45	10	4,5	78	17
ТП-3	446,00	169,99	340,00	68,35	0,60	0,2	10	2	54	13
ТП-4	270,00	124,06	320,00	96,55	0,80	0,5	10	5	69	11
ТП-5	622,40	285,97	826,50	259,05	0,90	0,9	10	9	206	40

Таблица 10 – Расчётные нагрузки ТП на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	Расчётная нагрузка ТП			
	Р _{р,0,4 кВ} , кВт	Q _{р,0,4 кВ} , квар	S _{р,0,4 кВ} , кВА	tgφ
ТП-1	1453,9	515,5	1542,6	0,35
ТП-2	1010,6	318,4	1059,6	0,32
ТП-3	706,3	224,0	741,0	0,32
ТП-4	600,0	212,4	636,5	0,35
ТП-5	1581,2	559,5	1677,2	0,35

2.5 Выбор аппаратов и кабелей 0,4 кВ

2.5.1 Предохранители 0,4 кВ

Защита распределительных сетей для удешевления выполняется плавкими кварцевыми предохранителями марки ПН-2 и НПН. Применяются плавкие предохранители с номинальным напряжением 0,4 кВ, так как оно соответствует номинальному напряжению сети. Аперриодическая составляющая тока КЗ при выборе предохранителей не учитывается, так как перегорания плавкой вставки соответствует допустимому значению тока термической стойкости предохранителя. Выбор номинального тока патрона и плавкой вставки осуществляется в соответствии с режимом работы оборудования 0,4 кВ.

На примере порядка выбора предохранителя фидера 0,4 кВ для ТП-1, где подключен потребитель в виде 5-ти этажного кирпичного дома (№1) на листе 1 графической части. $I_{расч}=297 А$; $I_{ВСТ}=400 А$; $I_{номПР}=400 А$.

$$I_{расч} \leq I_{ВСТ} \leq I_{номПР}, \quad (91)$$

$$297 А < 400 А \leq 400 А.$$

где $I_{ВСТ}$ – паспортное значение номинального тока плавкой вставки предохранителя [11];

$I_{номПР}$ - паспортное значение номинального тока предохранителя.

Используется ближайшее стандартное значение расчетного тока плавкой вставки. Поэтому применяется предохранитель марки ПН–2 –400.

Таблица 11, которая содержит результаты расчета защиты силовых трансформаторов 10/0,4 кВ от токов КЗ, а так же типы предохранителей принятые к установке в сетях 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 11 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

№ ТП	Номер согласно экспликации	$I_{расч}, А$	$I_{доп}, А$	$I_{ВСТ}, А$	предохранитель
ТП-1	1	297	339	400	ПН–2 –400
	7	317	339	400	ПН–2 –400
	10	486	508	600	ПН–2 –600
ТП-2	2	437	443	500	ПН–2 –600
	5	231	242	300	ПН–2 –400
	11	80	132	150	ПН–2 –250
	13	49	132	150	ПН–2 –250
ТП-3	3	367	385	400	ПН–2 –400
	16	269	293	300	ПН–2 –400
ТП-4	14	232	242	250	ПН–2 –250
	15	235	293	300	ПН–2 –400
	17	39	132	150	ПН–2 –250
ТП-5	4	289	339	300	ПН–2 –400
	6	263	293	300	ПН–2 –400
	12	89	132	100	ПН–2 –100
	8	173	242	200	ПН–2 –250
	9	170	293	200	ПН–2 –250

2.5.2 Автоматические выключатели 0,4 кВ

Защита шин 0,4 кВ КТП осуществляется автоматическими воздушными выключателями. На примере ТП-1 проводится показательный выбор автоматического выключателя для вводов 0,4 кВ Т1 и Т2.

Максимальный рабочий ток на ТП-1:

$$I_p = \frac{S_{расч.0,4 кВ}}{n_{тр} \cdot U_H \cdot \sqrt{3}},$$

$$I_p = \frac{1542,6}{2 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3}} = 1115 \text{ A.}$$

Условие соответствия расчётного тока на вводе номинальному току расцепителя автоматического выключателя:

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \tag{92}$$

$$1600 \text{ A} \geq 1115 \text{ A},$$

где I_p – значение максимального рабочего тока, А,

$I_{ном. расц}$ – справочная величина для выключателя ВА55-41, составляет 1600 А [5].

Проверка правильности выбора того или иного типа автоматических выключателей 0,4 кВ в дальнейшем осуществляется по результатам расчёта токов КЗ и корректируется в зависимости от требуемых параметров защиты, времени её срабатывания.

Таблица 12, которая содержит результаты расчета защиты вводов силовых трансформаторов 10/0,4 кВ от токов КЗ, а так же типы автоматических выключателей, принятых к установке в сетях 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 12 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	$I_{p \text{ АВТ}}, A$	$I_{\text{ном. расц}}, A$	Марка выключателя
ТП-1	1115	1600	ВА54-43
ТП-2	766	1000	ВА54-41
ТП-3	535	1000	ВА54-41
ТП-4	460	1000	ВА54-41
ТП-5	1212	1600	ВА54-43

2.5.3 Кабели 0,4 кВ

В условиях городской застройки применяется скрытая прокладка кабелей, в траншеях, глубиной 0,7-1 м, с устройством подушки и гравийной смеси. Используется кабель марки АВВГ. Марка АВВГ представляет собой четырехжильный кабель, материал жил – алюминий, материал изоляции – ПВХ, оболочка – ПВХ плоского исполнения, [6].

Условия прокладки, поскольку имеется отличие в допустимой нагрузке для открыто и закрыто проложенных кабелей. Учитываются посредством применения коэффициентов поправки на условия прокладки.

Условие соответствия расчётного максимального тока кабеля допустимому току кабеля:

$$I_{p \text{ МАК}} \leq I_{\text{ДОП}} \cdot$$

Поправочные коэффициенты корректируют допустимый справочный ток кабельной линии:

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП. СПР.}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}} \cdot \quad (93)$$

где $K_{\text{СН}}$ - справочная безразмерная величина, для двух кабелей в траншее численное значение коэффициента 0,92;

$K_{\text{ПЕР}}$ - справочная безразмерная величина, для времени ликвидации аварии численное значение коэффициента 1,25;

$K_{\text{ТЕМП}}$ - справочная безразмерная величина, для температуры грунта в среднем 15 градусов численное значение коэффициента 1;

$I_{\text{ДОП.СПР.}}$ - справочная величина допустимого тока при температуре воздуха 25 градусов при открытой прокладке, [7], А.

Таблица 13, которая содержит результаты выбора кабелей 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 13 – Выбор кабелей 0,4 кВ

№ ТП	Номер согласно эксфикации	Линия	F, мм ²	L, км	r, Ом/км	x, Ом/км	Марка
ТП-1	1	ф- 1	120	0,15	0,261	0,060	АВВГ 4×150
	7	ф- 2	120	0,20	0,261	0,060	АВВГ 4×120
	10	ф- 3	240	0,25	0,129	0,057	АВВГ 4×240
ТП-2	2	ф- 1	185	0,10	0,169	0,060	АВВГ 4×185
	5	ф- 2	70	0,15	0,447	0,061	АВВГ 4×70
	11	ф- 3	25	0,10	1,250	0,066	АВВГ 4×25
	13	ф- 4	25	0,1	1,250	0,066	АВВГ 4×25
ТП-3	3	ф- 1	185	0,10	0,208	0,060	АВВГ 4×185
	16	ф- 2	70	0,15	0,329	0,060	АВВГ 4×70
ТП-4	14	ф- 1	70	0,10	0,447	0,061	АВВГ 4×70
	15	ф- 2	95	0,25	0,329	0,060	АВВГ 4×95
	17	ф- 3	25	0,15	1,250	0,066	АВВГ 4×25
ТП-5	4	ф- 1	120	0,15	0,261	0,060	АВВГ 4×120
	6	ф- 2	95	0,10	0,329	0,060	АВВГ 4×95
	12	ф- 3	25	0,10	1,250	0,066	АВВГ 4×25
	8	ф- 4	70	0,25	0,447	0,061	АВВГ 4×70
	9	ф- 5	95	0,30	0,329	0,060	АВВГ 4×95

2.6 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

В сети 0,4 кВ выбираются расчётные точки короткого замыкания на ближайшем и удаленном потребителе 0,4 кВ. Вычисления проводятся в соответствии с [14]. На примере ТП-1 выполняется расчёт токов КЗ, предварительно составляется схема замещения, рисунок 4. Элементы схемы замещения в схеме обозначаются сопротивлениями и эквивалентной ЭДС системы. Комплексная нагрузка не учтена в схеме замещения, так как её величина незначительная.

Подпитка в точку КЗ от низковольтных электродвигателей 0,4 кВ не учитывается, так как их мощность менее 100 кВт.

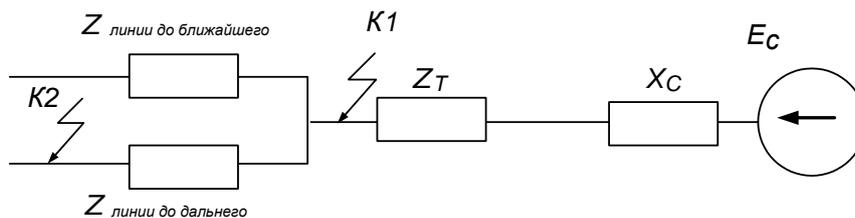


Рисунок 4 - Схема замещения участка сети 0,4 кВ

Сопротивление системы на стороне ВН ТП-1 рассчитывается с использованием формулы [10], Ом:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}, \quad (94)$$

$$x_c = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 5,04} = 0,046,$$

где U_H - величина напряжения обмотки ВН ТП, справочная величина 0,4 кВ;

$I_K^{(3)}$ - ранее рассчитанная величина периодической составляющей тока трёхфазного КЗ на шинах ТП-1, по результатам расчётов в сети 10 кВ составляет 5,04 кА.

Активные и индуктивные составляющие полного сопротивления кабеля для определения тока КЗ рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10], Ом:

$$X_L = x_{y\partial} \cdot L, \quad (95)$$

$$X_L = 0,2 \cdot 0,064 = 0,012,$$

$$R_L = r_{y\partial} \cdot L, \quad (96)$$

$$R_L = 0,261 \cdot 0,2 = 0,052,$$

где $r_{y\partial}$, $x_{y\partial}$ - паспортное значение сопротивлений активной и реактивной составляющей для кабеля АВВГ-4х120, 0,261 и 0,064 мОм/км соответственно;

L – длина участка, км.

Приведённое значение сопротивление трансформатора ТМ-1000/10 по паспортным данным [16]:

$$R_T = 0,0019 \text{ Ом},$$

$$X_T = 0,0086 \text{ Ом}$$

Величина трехфазного тока короткого замыкания для проверки оборудования на шинах ТП-1 и ВРУ удаленного потребителя рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10], кА:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (97)$$

$$I_{\text{ПОТП-1}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,0019^2 + (0,046 + 0,0086)^2}} = 4,2.$$

$$I_{\text{ПОВРУ}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0019 + 0,052)^2 + (0,046 + 0,0086 + 0,012)^2}} = 2,7.$$

Величина постоянной времени затухания аperiodической составляющей для расчёта ударного коэффициента рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10], с:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (98)$$

$$T_{ТП-1} = \frac{0,046 + 0,0086}{0,0019 \cdot 314} = 0,001.$$

$$T_{ВРУ} = \frac{0,046 + 0,0086 + 0,012}{(0,0019 + 0,089) \cdot 314} = 0,0009.$$

Ударный коэффициент рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10], с:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T}}. \quad (99)$$

$$K_{y\partial КТП} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,001}} = 1,04.$$

$$K_{y\partial ВРУ} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0009}} = 1,01.$$

Величина ударного тока короткого замыкания, рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10], кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}. \quad (100)$$

$$i_{y\partial KТП} = 1,04 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,2 = 6.$$

$$i_{y\partial ВРУ} = 1,01 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,7 = 3,8.$$

Величина тока однофазного короткого замыкания для проверки оборудования на шинах ТП-1и ВРУ удаленного потребителя рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10], кА:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{U_{HH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (101)$$

где $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$ - суммарное сопротивления обратной последовательности, приравнено к сопротивлению прямой последовательности;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - определенные ранее сопротивления прямой последовательности;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - суммарное сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0л} = 3,5 \cdot X_{1л}$, $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$, для трансформаторов $X_{0мп} = 3 \cdot X_{1мп}$, $R_{0мп} = 3 \cdot R_{1мп}$:

$$I_{П0 KТП}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0019 \cdot 3)^2 + (0,0086 \cdot 3)^2}} = 3,2,$$

$$I_{П0 ВРУ}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0019 + 0,089 \cdot 10)^2 + (0,0086 + 0,012 \cdot 4)^2}} = 1,3,$$

Таблица 14, которая содержит результаты расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 14 –Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

№ ТП	R _T , Ом	X _T , Ом	I ⁽³⁾ _{поТП} , кА	I ⁽¹⁾ _{поТП} , кА	I _{уд ТП} , кА	R _{кЛ0,4} , Ом	X _{кЛ0,4} , Ом	I ⁽³⁾ _{поВРУ} , кА	I ⁽¹⁾ _{поВРУ} , кА	I _{уд ВРУ} , кА
ТП-1	0,0019	0,0086	4,2	3,2	6,0	0,052	0,012	2,7	1,3	3,8
ТП-2	0,0019	0,0086	4,6	3,4	6,5	0,125	0,007	1,7	0,6	2,4
ТП-3	0,0034	0,0135	4,4	3,3	6,2	0,033	0,006	3,4	2,0	4,8
ТП-4	0,0034	0,0135	4,8	3,6	6,8	0,188	0,010	1,2	0,4	1,6
ТП-5	0,0011	0,0054	6,2	4,7	8,8	0,125	0,007	1,7	0,6	2,5

2.7 Проверка аппаратов и кабелей 0,4 кВ

2.7.1 Проверка предохранителей 0,4 кВ

Требуется соблюдать условия проверки плавких предохранителей по согласованию с сечением кабеля, по стойкости к токам КЗ, по чувствительности к токам КЗ. На примере ТП-1 проводится проверка предохранителей 0,4 кВ соответственно:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон}, \quad (102)$$

$$400 < 1017,$$

$$I_{ПО}^{(3)} \leq I_{отк}. \quad (103)$$

$$2,7 \text{ кА} < 15 \text{ кА},$$

$$I_{но}^{(1)} \leq 3 \cdot I_B. \quad (104)$$

$$1,2 \text{ кА} < 1,3 \text{ кА}.$$

Таблица 15, которая содержит результаты проверки предохранителей в сети 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 15 – Проверка предохранителей 0,4 кВ

№ ТП	По согласованию с сечением проводника	По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	По чувствительности к токам КЗ
	$I_B < 3 \cdot I_{кл. доп}$	$I^{(3)}_{но} < I_{отк}$	$3 \cdot I_B < I^{(1)}_{но}$
ТП-1	400 < 1017	2,7 < 15	1,2 < 1,3
ТП-2	150 < 396	1,7 < 15	0,45 < 0,6
ТП-3	300 < 879	3,4 < 15	0,9 < 2
ТП-4	150 < 396	1,2 < 15	0,45 < 0,4
ТП-5	100 < 396	1,7 < 15	0,3 < 0,6

Проверка выполнена для всех ТП, все условия проверки соблюдаются.

2.7.2 Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

Требуется соблюдать условия проверки автоматических выключателей по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ и по чувствительности к токам КЗ. На примере ТП-1 проводится проверка автоматических выключателей 0,4 кВ соответственно:

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} \leq I^{(1)}_{ПО}, \quad (105)$$

$$0,5 \text{ кА} < 1,3 \text{ кА},$$

где $I_{уст.эм.расц}$ - уставка электромагнитного расцепителя [9], А.

$$I_{уст.эм.расц} = I_{расц} / k_{т.расц}, \quad (106)$$

$$1,6/4 = 0,4 \text{ кА},$$

где $k_{т.расц}$ - справочное значение кратности тока расцепителя, по каталогам выбирается значение от 1 до 10 для удобства настройки чувствительности.

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}. \quad (103)$$

$$4,2 \text{ кА} < 40 \text{ кА}.$$

Таблица 16, которая содержит результаты проверки автоматических выключателей в сети 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 16 – Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	По чувствительности к токам КЗ					По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ
	$I_{\text{расц}}, \text{ кА}$	$I_{\text{но}}^{(1)}, \text{ кА}$	$k_{\text{т.расц}}$	$I_{\text{уст.эм.расц}}, \text{ А}$	$1,25 \cdot I_{\text{расц}} < I_{\text{но}}^{(1)}$	$I_{\text{но}}^{(3)} < I_{\text{отк}}$
ТП-1	1,6	1,3	4	400	0,5 < 1,3	4,2 < 40
ТП-2	1,0	0,6	4	250	0,3125 < 0,6	4,6 < 40
ТП-3	1,0	2,0	1	1000	1,25 < 2	4,4 < 40
ТП-4	1,0	0,4	4	250	0,3125 < 0,4	4,8 < 40
ТП-5	1,6	0,6	4	400	0,5 < 0,6	6,2 < 40

Проверка выполнена для всех ТП, все условия проверки соблюдаются.

2.7.3 Проверка кабелей 0,4 кВ

Требуется провести проверку КЛ 0,4 кВ по потери напряжения, которая рассчитывается с использованием формулы [10], %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos(j) + x_{\text{уд}} \cdot \sin(j)), \quad (107)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – расчётная величина коэффициентов мощности по линии ;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А;

$r_{\text{уд}}, x_{\text{уд}}$ – удельные сопротивления линии, Ом/км.

В нормальном режиме допустимая потеря 10%.

Таблица 17, которая содержит результаты проверки кабельных линий 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 17 – Проверка кабелей 0,4 кВ

№ ТП	Номер согласно экспликации	Линия	$I_{расч}$, А	ΔU , %
ТП-1	1	ф- 1	297	5,4
	7	ф- 2	317	7,6
	10	ф- 3	486	7,8
ТП-2	2	ф- 1	437	3,6
	5	ф- 2	231	6,9
	11	ф- 3	80	4,5
	13	ф- 4	49	2,7
ТП-3	3	ф- 1	367	1,8
	16	ф- 2	269	2,0
ТП-4	14	ф- 1	232	2,3
	15	ф- 2	235	4,4
	17	ф- 3	39	3,3
ТП-5	4	ф- 1	289	5,2
	6	ф- 2	263	3,9
	12	ф- 3	89	4,9
	8	ф- 4	173	8,9
	9	ф- 5	170	7,8

Наибольшая потеря напряжения достигает значения 10 %, все фидера проходят проверку.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Эксплуатация городских электрических сетей крупных городов предусматривает использование комплектных трансформаторных подстанций с камерами под установку двух силовых трансформаторов. Категорийность потребителей предусматривает наличие двух трансформаторов на каждой ТП, итак как категория потребителей района города Хабаровск – 2,3. Ввода 10 кВ и выходы 0,4 кВ на КТП выполнены кабелями.

Проводится выбор мощности силовых трансформаторов с использованием формулы на примере ТП-2, кВА:

$$S_{T.ном} \geq \frac{S_{ТП}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (1)$$

$$S_{PT} = \frac{1059,6}{2 \cdot 0,7} = 757 ,$$

где $S_{ТП}$ - величина расчётной нагрузки, полученной ранее для шин 0,4 кВ ТП, кВА;

N_T - количество силовых трансформаторов включенных на ТП;

K_3 - величина оптимального коэффициента загрузки силового трансформатора, безразмерная величина нормального режима $K_3^{opt} = 0,7$, безразмерная величина послеаварийного режима $K_{3 п/а} = 1,4$.

Проводится оценка фактической загрузки силовых трансформаторов ТП в нормальном режиме с использованием формулы на примере ТП-2:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{T.ном}}. \quad (2)$$

$$K_3 = \frac{1059,6}{2 \cdot 1000} = 0,53.$$

Проводится оценка фактической загрузки силовых трансформаторов ТП в послеаварийном режиме с использованием формулы на примере ТП-2:

$$K_{3n/a} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \leq 1,4. \quad (3)$$

$$K_{3n/a} = \frac{1059,6}{(2 - 1) \cdot 1000} = 1,06.$$

В результате расчётов целесообразно выбрать трансформаторы мощностью 1000 кВА ТМ 2х1000.

В связи с тем, что расчётное значение послеаварийной загрузки $K_{3n/a} \leq 1,4$, поэтому на ТП-2 к установке принимаются два трансформатора марки ТМ-1000/10.

Таблица 18, которая содержит результаты выбора мощности трансформаторов района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 18 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	Маркировка выбранного трансформатора	P_p кВт	Q_p квар	S_{PT} кВА	$S_{тр ном}$ кВА	$K_{3.факт}$	$K_{3.n/a}$	tgφ
ТП-1	ТМ-1000/10	1453,9	515,5	1102	1000	0,77	1,54*	0,35
ТП-2	ТМ-1000/10	1010,6	318,4	757	1000	0,53	1,06	0,32
ТП-3	ТМ-630/10	706,3	224,0	529	630	0,59	1,18	0,32
ТП-4	ТМ-630/10	608,2	282,2	479	630	0,53	1,06	0,35
ТП-5	ТМ-1600/10	1581,8	568,1	1200	1600	0,53	1,1	0,35

*- в послеаварийном режиме необходимо отключить жилой пятиэтажный дом (на плане района №7)

В нормальном и послеаварийном режиме для всех ТП трансформаторы загружены оптимально. Для соблюдения оптимальных режимов необходимо

разгрузить трансформатор ТП-1 в послеаварийном режиме отключением части потребителей.

По [37] целесообразно проводить КРМ на шинах ТП при значении $\text{tg}\varphi$ более 0,35. Как видно из таблицы 18, КРМ проводить в сетях 0,4 кВ не требуется.

Таблица 19, которая содержит каталожные данные выбранных трансформаторов района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 19 - Параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТП-2, ТП-1	ТМ - 630/10	1,56	7,60	5,50	2,00
ТП-2, ТП-1	ТМ - 1000/10	2,45	12,20	5,50	1,40
ТП-5	ТМ - 1600/10	3,30	18,00	5,50	1,30

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10 КВ

Нормальный, ремонтный, аварийный и послеаварийный режимы работы электроустановок или отдельных их частей характерны для проводников и аппаратов электроустановок.

«В нормальном режиме все элементы находятся в работе и функционируют в соответствии с запланированными для них нагрузками и качественными показателями. Ремонтный режим обусловлен выводом оборудования в плановый ремонт. Аварийный режим наступает при внезапном нарушении (возмущении) нормального режима. Послеаварийный режим характеризуется тем, что часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (непланового) отключения», [20].

«При выборе проводников и аппаратов за расчетный режим принимают, как правило, режим короткого замыкания».

Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ ведём в именованных единицах. Расчёт ведётся в соответствии с рисунком 5, принимая за расчётные точки электрически ближайšie и удалённые ТП.

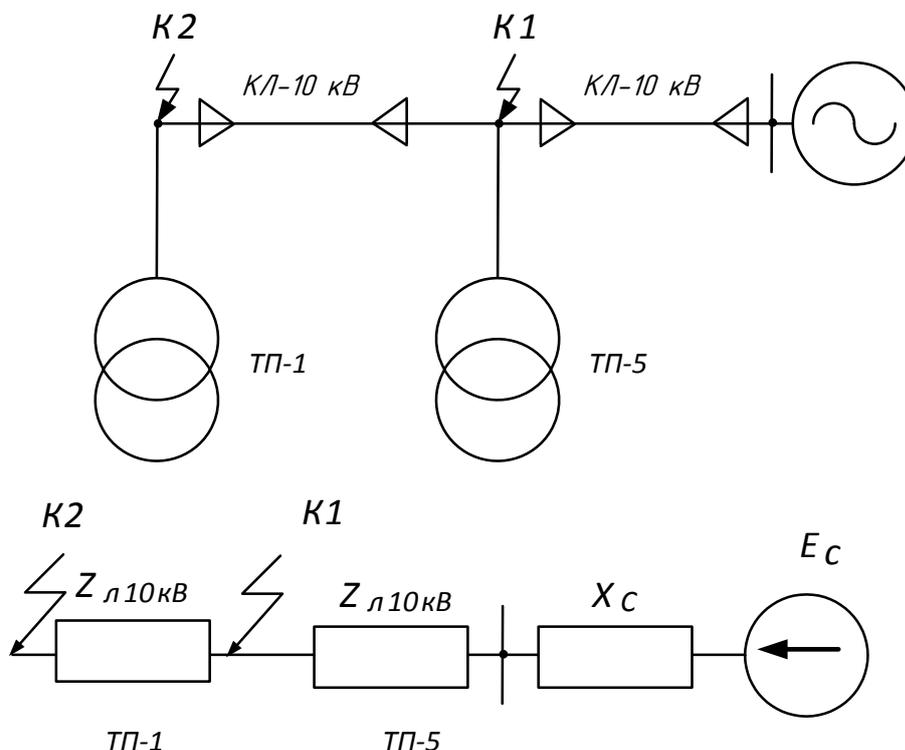


Рисунок 5 - Схема замещения сети 10 кВ и исходная схема

Проводится расчёт сопротивления системы с использованием формулы,
Ом:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}, \quad (4)$$

$$x_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 9,9} = 0,58,$$

где U_H - номинальное напряжение высокой стороны трансформаторов 10/0,4 кВ, принимается 10 кВ;

$I_K^{(3)}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах ПС «БН», значение взято из отчета по преддипломной практике в АО «ДРСК», составляет 9,9 кА.

Активные и индуктивные составляющие полного сопротивления кабеля для определения тока КЗ рассчитывается с использованием формулы для ТП-5 [10], Ом:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L, \quad (5)$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L, \quad (6)$$

$$X_{Л} = 0,1 \cdot 0,48 = 0,048,$$

$$R_{Л} = 0,641/2 \cdot 1,5 = 0,48,$$

где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ - удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, мОм/км;

L – длина участка, км.

Величина трехфазного тока короткого замыкания для проверки оборудования на шинах ТП с использованием формулы для ТП-5 [10], кА:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (7)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,48^2 + (0,048 + 0,58)^2}} = 7,31.$$

Величина постоянной времени затухания аperiodической составляющей для расчёта ударного коэффициента рассчитывается с использованием формулы для ТП-5 [10], с:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (8)$$

$$T = \frac{0,048 + 0,58}{0,48 \cdot 314} = 0,0022.$$

Ударный коэффициент рассчитывается с использованием формулы для ТП-5 [10], с:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}. \quad (9)$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0022}} = 1,0..$$

Величина ударного тока короткого замыкания, рассчитывается с использованием формулы для ТП-5 [10], кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}}. \quad (10)$$

$$i_{y\partial} = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,31 = 10,5.$$

Величина тока однофазного короткого замыкания для проверки оборудования на шинах ТП-1и ВРУ удаленного потребителя рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10], кА:

$$I_{\text{П0}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П0}}^{(3)}}{2}, \quad (11)$$

$$I_{\text{П0}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7,31}{2} = 6,36,$$

Таблица 20, которая содержит результаты расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 20 –Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

Место КЗ	$L_{\text{кл}}, \text{ км}$	$R_{\text{сум}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{сум}}, \text{ Ом}$	$Z_{\text{сум}}, \text{ Ом}$	$I_{\text{но}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{но}}^{(2)}, \text{ кА}$	$T, \text{ с}$	$K_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$\Delta t, \text{ сек}$
ТП-1	2,9	0,93	0,093	1,15	5,04	4,38	0,0013	1,0	7,1	0,5
ТП-2	2,5	0,80	0,080	1,04	5,57	4,84	0,0015	1,0	7,9	0,4
ТП-3	2,3	0,72	0,072	0,97	5,95	5,17	0,0016	1,0	8,4	0,3
ТП-4	1,8	0,58	0,058	0,86	6,72	5,85	0,0019	1,0	9,6	0,2
ТП-5	1,5	0,48	0,048	0,79	7,31	6,36	0,0022	1,0	10,5	0,1

5 РАСЧЁТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ

Под внутренним электроснабжением понимается распределительная сеть от от ПС «БН» до ТП 10/0,4 кВ. Для проектирования системы внутреннего электроснабжения намечаются два варианта схем.

Напряжение питания принимается 10 кВ как приоритетного при проектировании и подключении новых потребителей, что актуально в сетях г Хабаровска, так как около 40% существующих распределительных сетей города выполнены на напряжении 6 кВ. В существующем районе источники питания с низким напряжением 10 кВ отсутствуют. Ближайший источник питания – ПС 35/6 «БН» 2x16 МВА. Предусматривается реконструкция данной подстанции и перевод её на напряжение 110/35/10 кВ. Загрузка трансформаторов подстанции по результату контрольного замера 16.12.2020г. составляет Т-1 – 46%, Т-2 – 42%, таким образом, имеется возможность подключить 17,7 МВА нагрузки к данной подстанции.

5.1 Приведенная нагрузка ТП 10/0,4 кВ

Расчёт параметров оборудования напряжением 10 кВ целесообразно проводить для величин нагрузки с учётом приведения её к высокой стороне силовых трансформаторов ТП.

Величина полных активных потерь мощности для приведения нагрузки к высокой стороне рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10]:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_X + \frac{I}{2} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (12)$$

$$\Delta P_{TI} = 2 \cdot 2,45 + \frac{I}{2} \cdot 0,77^2 \cdot 12,2 = 9,7 \text{ кВт},$$

где ΔP_X - величина потерь холостого хода из справочника для выбранного трансформатора, кВт;

ΔP_K - величина потерь короткого замыкания из справочника для выбранного трансформатора, кВт;

Величина полных реактивных потерь мощности для приведения нагрузки к высокой стороне рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10]:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \Delta Q_X + \frac{1}{2} \cdot K_3^2 \cdot \Delta Q_K - 2 \cdot S_{ном.т} \cdot \frac{I_X}{100} + \frac{1}{2} \cdot K_3^2 \cdot S_{ном} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (13)$$

$$\Delta Q_{Т1} = 2 \cdot 1000 \cdot \frac{1,4}{100} + \frac{1}{2} \cdot 0,77^2 \cdot 1000 \cdot \frac{5,5}{100} = 46,7 \text{ квар.}$$

где ΔQ_X - величина потерь холостого хода из справочника для выбранного трансформатора, кВар;

ΔQ_K - величина потерь короткого замыкания из справочника для выбранного трансформатора, кВар;

$S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора $S_{НОМ} = 1000$ кВА;

I_x - величина ток холостого хода из справочника, [10];

U_k - величина напряжения короткого замыкания из справочника [10].

Величина приведенной нагрузки к высокой стороне рассчитывается с использованием формулы для ТП-1 [10]:

$$S_{ВН ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2}; \quad (14)$$

$$S_{ВН ТП} = \sqrt{(1453,9 + 9,7)^2 + (515,5 + 46,7)^2} = 1594,2 \text{ кВА.}$$

Таблица 21, которая содержит результаты расчёта приведенной нагрузки ТП к высокой стороне района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 21 – Нагрузка на ТП, приведенная к стороне ВН

№ ТП	Потери мощности в трансформаторах ТП		Нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН		
	$\Delta P_{ТП}$, кВт	$\Delta Q_{ТП}$, квар	$P_{ВН.ТП}$, кВт	$Q_{ВН.ТП}$, квар	$S_{ВН.ТП}$, кВА
ТП-1	9,7	46,7	1473,3	609,0	1594,2
ТП-2	5,9	29,4	1022,4	377,3	1089,7
ТП-3	4,2	24,6	714,7	273,2	765,2
ТП-4	3,5	21,4	607,0	255,3	658,5
ТП-5	8,2	45,0	1597,7	649,4	1724,6
Всего	31,5	167,2	5415,1	2164,1	5832,2

5.2 Выбор кабелей 10 кВ

Следующим этапом проектирования составляется 2 варианта схемы сети 10 кВ. Принимаются к рассмотрению двухлучевая сквозная резервированная магистраль и петлевая, рекомендации приведены в [1].

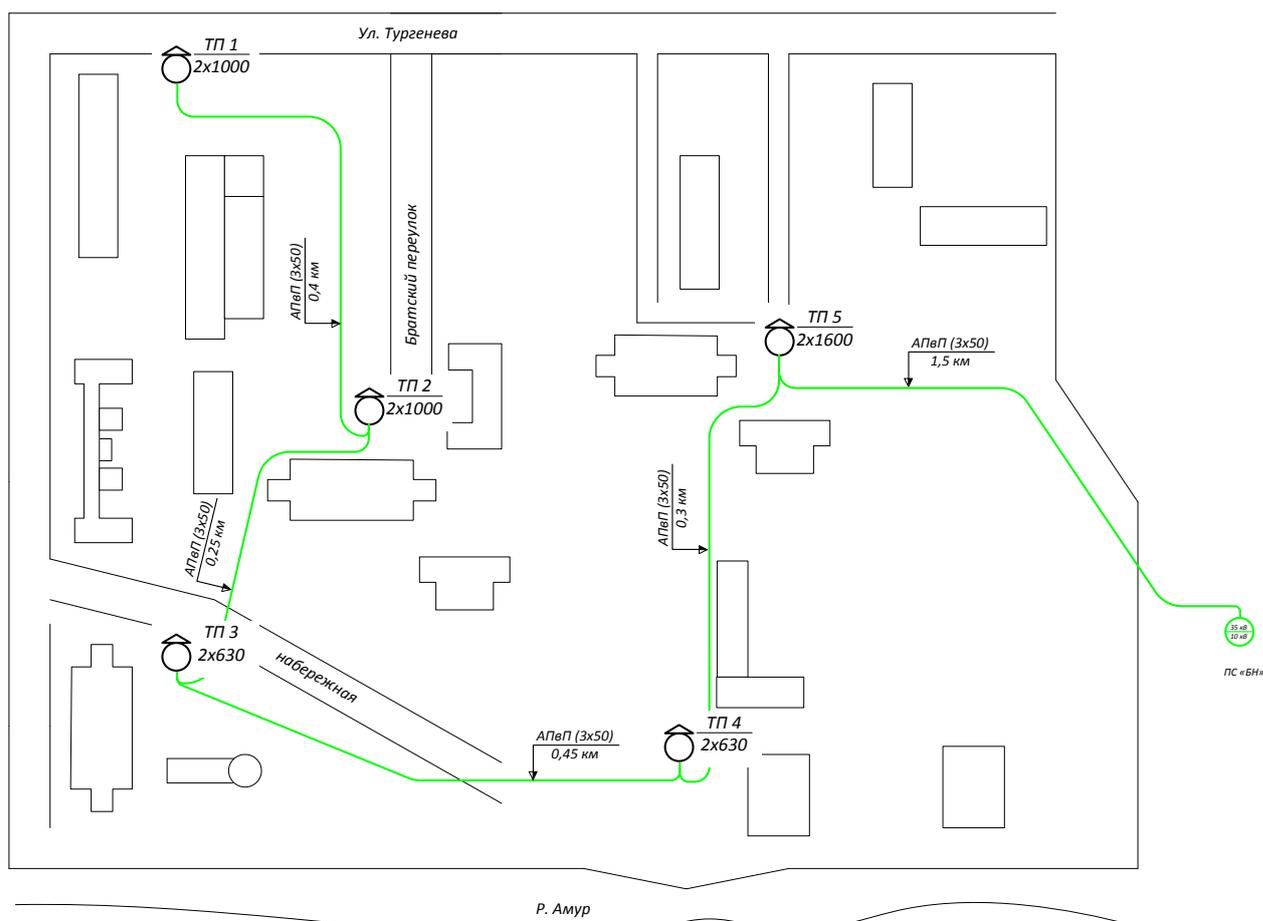


Рисунок 6 – Вариант 1 сети 10 кВ

Вариант 1 представляет собой одну двойную магистраль, такой способ выполнения сети позволяет: применить кабели меньшего сечения; подключить новых потребителей смежных районов.

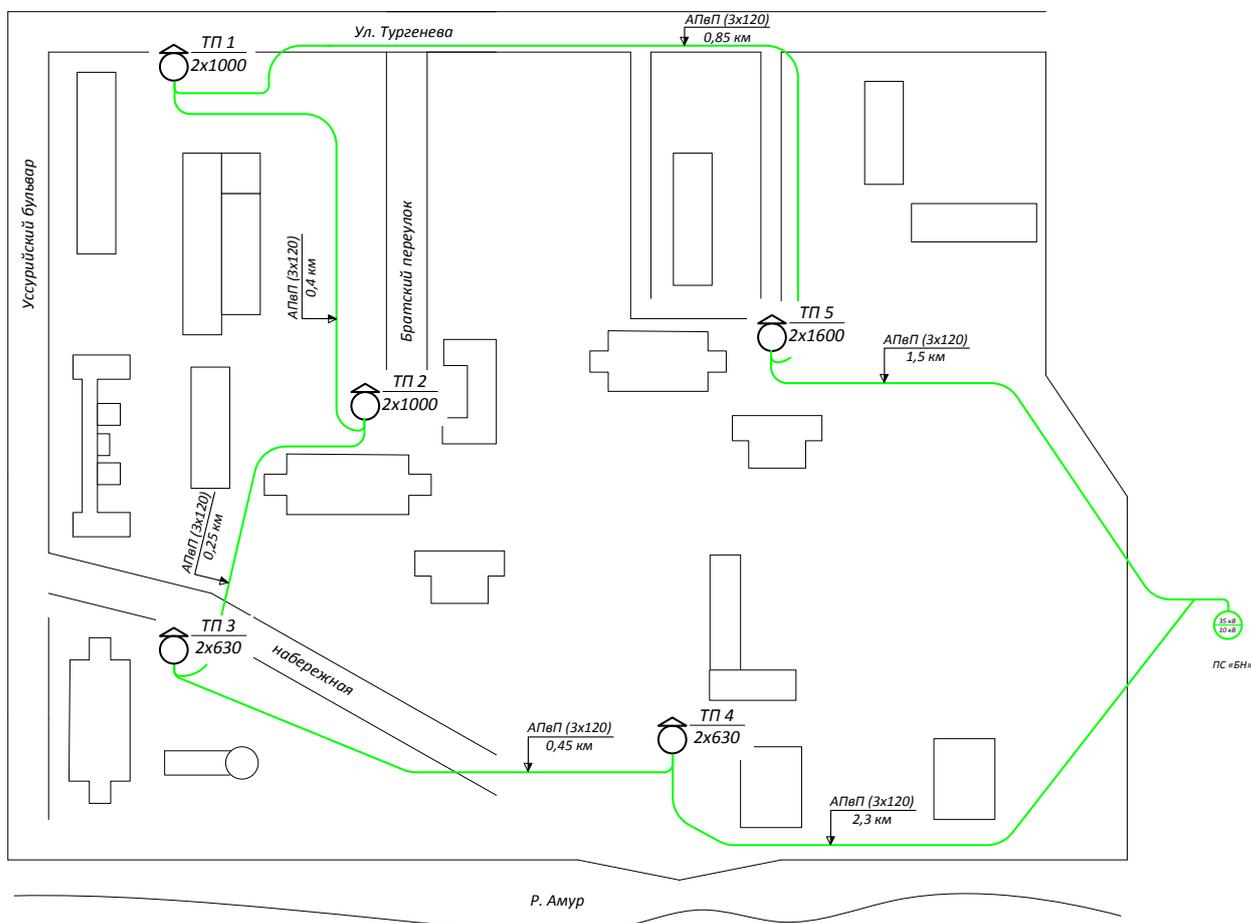


Рисунок 7 – Вариант 2 сети 10 кВ

Вариант 2 представляет собой петлевую схему, такой способ выполнения сети позволяет: сократить протяженность сетей, но сечение кабелей в данной схеме выбирается по условию проверки по загрузке в послеаварийном режиме, как правило величина сечения завышается в 1,5-2 раза.

Величина расчётной нагрузки линии 10 кВ ТП5-ТП4-ТП3-ТП2-ТП1 варианта 1, рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$S_{P\text{ТП}} = k_{\text{СОВМ}} \cdot (\sum S_{P\text{ТП}}), \quad (15)$$

$$S_{P_{ТП}} = 0,8 \cdot (5832) = 4666 \text{ кВА},$$

где $k_{совм}$ - коэффициент, учитывающий несовпадение максимумов нагрузок трансформаторов, подключаемых на линию 10 кВ, [1].

Величина расчётного тока линии 10 кВ ТП5-ТП4-ТП3-ТП2-ТП1 варианта 1, рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (16)$$

$$I_P = \frac{4666}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 135 \text{ А}.$$

Для сетей 10 кВ городского электроснабжения целесообразно использовать кабель марки АПвП-10. Это силовой трёхжильный кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке из полиэтилена на напряжение 10 кВ.

Обоснование применения данной марки кабеля с СПЭ изоляцией:

- Увеличенная пропускная способность благодаря повышенной рабочей температуре;
- Улучшенные условия прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- Улучшенные показатели надёжности изоляции, оболочки в эксплуатации, что приводит к снижению расходов на реконструкцию и содержание кабельных линий;
- Улучшенные показатели веса и радиуса изгиба;
- Строительная длина с возможностью увеличения протяженности кабельной цепи, что снижает количество кабельных муфт по трассе линии.

Допустимый ток кабелей 10 кВ находим по формуле (20) при:

K_{CH} - справочная безразмерная величина, для двух кабелей в траншее численное значение коэффициента 0,9;

$K_{ПЕР}$ - справочная безразмерная величина, для времени ликвидации аварии численное значение коэффициента 1,1;

$K_{ТЕМП}$ - справочная безразмерная величина, для температуры грунта в среднем 15 градусов численное значение коэффициента 1.

Таблица 22, которая содержит результаты расчёта допустимого тока для кабелей марки АПвП-10 района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 22 – Допустимый ток кабелей 10 кВ

№	Сечение жилы $F_{КЛ}$, мм ²	Допустимый ток $I_{доп.кл}$, А
1	50	195
2	120	298

Таблица 23, которая содержит результаты расчёта сетей 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 23 – Выбор варианта сети 10 кВ

ТП	$N_{тр}$, шт	$S_{сумм.кл}$, кВА	$K_{совм}$	$S_{Р ТП}$, кВА	$I_{р кл}$, А	$I_{доп.кл}$, А	$J_{кл}$, А/мм ²	L , км	$F_{кл}$, мм ²	$\cos(\varphi)$	$R_{кл}$, Ом/км
Вариант 1											
ТП5-ТП4-ТП3-ТП2-ТП1	10	5832	0,80	4666	135	195	2,7	2,90	50	0,92	0,641
Вариант 2											
ТП5-ТП1	4	3319	0,85	2821	163	298	1,4	2,35	120	0,92	0,253
ТП4-ТП3-ТП2	6	2513	0,80	2011	116	298	1,0	3,00	120	0,92	0,253
ТП4-ТП3-ТП2-ТП1-ТП5	10	5832	0,80	4666	270	298	2,2	4,25	120	0,92	0,253

Величина потери мощности в сети 10 кВ рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$\Delta W_{л} = \sum \frac{P_{л}^2 + Q_{л}^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + j \cdot X) \cdot T, \quad (17)$$

где $P_{л}$ – активная нагрузка кабеля, МВт;

$Q_{л}$ – реактивная нагрузка кабеля, Мвар;

R, X – активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом;

T – число часов максимума нагрузки.

Таблица 24, которая содержит результаты расчёта потерь мощности и напряжения для кабелей марки АПвП-10 по формуле (17) района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 24– Расчет потери напряжения и мощности в сети 10 кВ

ТП	Потери напряжения $\Delta U_{кл}$, %	Потери мощности $\Delta W_{кл}$, кВт·ч
Вариант 1		
ТП5-ТП4-ТП3-ТП2-ТП1	8,0	808133
Итого		808133
Вариант 2		
ТП5-ТП1	1,5	188972
ТП4-ТП3-ТП2	1,4	122564
ТП4-ТП3-ТП2-ТП1-ТП5	4,6	934902
Итого		1246438

5.3 Выбор схемы сетей 10 кВ по экономическим параметрам

Из предложенных вариантов выполнения схемы сети 10 кВ района города Хабаровск требуется выбрать оптимальный вариант, используются приведенные затраты в сети 10 кВ..

Величина приведенных затрат в сети 10 кВ рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$Z = E_H \cdot K + I = E_H \cdot (K_{вл} + K_{выкл}) + (A \cdot K_{кл} + A \cdot K_{выкл}) + C_0 \cdot (\Delta W_{вл}) \cdot 10^{-3}, \quad (18)$$

где $E_H = 0,1$ - ставка рефинансирования, для электроэнергетической отрасли используется значение [20];

$K_{кл}$ и $K_{выкл}$ - затраты на покупку кабелей и вакуумных выключателей;

$C_0 = 1,63$ руб/кВт·ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, [31];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание
 $A_{ам.выкл} = 2,49\%$, $A_{ам.кл} = 0,1\%$;

$\Delta W_{вл}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Таблица 25, которая содержит результаты расчёта приведенных затрат в сети 10 кВ по формуле (18) района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 25– Сравнение вариантов сети 10 кВ

Наименование показателя		Вариант №1	Вариант №2
Количество КРУ 10 кВ, шт		2	2
Стоимость КРУ 10 кВ, тыс. руб		350	350
Капиталовложения в КРУ, тыс руб		700	700
Протяженность КЛ 10 кВ сечением, км	50	5,8	-
	120	-	5,8
Стоимость кабеля сечением, тыс. руб./км	50	248	-
	120	-	437
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб		1441	2510
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб		6	10
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб		41	41
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб		107	160
Потери электроэнергии, кВт·ч		1212199	1246438
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч		1,63	1,63
Издержки потерь элеткроэнергии, тыс руб		1976	2032
Приведенные затраты, тыс руб		2344	2565

Приведенные затраты варианта 1 получены ниже на 9,4 %, чем для варианта 2. Для дальнейшего проектирования выбирается вариант 1.

5.4 Проверка кабелей 10 кВ

Таблица 26, которая содержит результаты проверки падения напряжения в послеаварийном режиме в сети 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 26 – Послеаварийный режим выбранного варианта

Линия	$R_{кл}$, Ом/км		$\Delta U_{кл}$, %	
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	Нормальный режим	Послеаварийный режим
ТП11-ТП10-ТП9- -ТП8-ТП7	0,32	0,641	4	8

В результате расчётов для нормального режима, когда задействованы обе цепи кабельной линии 10 кВ и в послеаварийном режиме, когда одна цепь кабельной линии выведена из работы, падение напряжения менее 10%.

Величина термически стойкого к токам КЗ сечения кабелей 10 кВ рассчитывается с использованием формулы на примере ТП-5 [1]:

$$F_{терм.} = \frac{I_{КЗ} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T}, \quad (19)$$

$$F_{терм.} = \frac{7,31 \cdot \sqrt{(0,05 + 0,1)}}{95} = 29,8 \text{ мм}^2,$$

где $I_{КЗ}$ - величина тока трехфазного КЗ в максимальном режиме, кА;

t_n - приведённое время КЗ, определяется как сумма составляющих: продолжительность подачи сигнала релейной защиты на отключение 0,01с, продолжительность отключения выключателя 0,045с, продолжительность ожидания селективности 1,5 с;

K_m - безразмерная величина, для алюминиевых жил равен 95.

Таблица 27, которая содержит результаты проверки сечения линий 10 кВ по термической стойкости в сети 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 27– Проверка сечений линий 10 кВ по термической стойкости

Линия	Δt , сек.	$I^{(3)}$ по, кА	$F_{кл \text{ мин}}$, мм ²	$F_{кл \text{ факт}}$, мм ³
ТП-1	0,5	5,04	39,3	50
ТП-2	0,4	5,57	39,3	50
ТП-3	0,3	5,95	37,0	50
ТП-4	0,2	6,72	35,4	50
ТП-5	0,1	7,31	29,8	50

По термической стойкости к току КЗ все выбранные сечения кабелей 10 кВ больше минимально допустимых значений сечений.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТП 10/0,4 КВ

6.1 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

Для отключения замыкания на вводах 10 кВ ТП, защиты силовых трансформаторов ТП используются выключатели нагрузки. Он состоит из предохранителя и разъединителя.

Требуется соблюдать условия выбора плавких предохранителей по напряжению установки, по длительному току, по току отключения. На примере ТП-1 проводится выбор предохранителей 10 кВ соответственно:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$116 \text{ А} \leq 160 \text{ А};$$

$$I_p = \frac{n \cdot S_{тр}}{U_H \cdot \sqrt{3}}.$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 1000}{10 \cdot \sqrt{3}} = 116 \text{ А}.$$

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл};$$

$$5,04 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

Таблица 28, которая содержит результаты выбора предохранителей 10 кВ в сети 10 кВ по формуле (18) района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 28 – Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	N _{тр}	S _{тр ном,} кВА	I _{расч,} А	I _{номпр,} А	I _{вст,} А	I ⁽³⁾ _{по,} кА	I _{откл,} кА	Тип предохранителя
ТП-1	2	1000	116	160	160	5,04	20	ПКЗ– 10У3
ТП-2	2	1000	116	160	160	5,57	20	ПКЗ– 10У3
ТП-3	2	630	73	160	80	5,95	20	ПКЗ– 10У3
ТП-4	2	630	73	160	80	6,72	20	ПКЗ– 10У3
ТП-5	2	1600	185	200	160	7,31	20	ПКЗ– 10У3

Требуется соблюдать условия выбора выключателей нагрузки по напряжению установки, по длительному току, по току отключения. На примере ТП-1 проводится выбор выключателей нагрузки 10 кВ соответственно:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$116 \text{ А} \leq 400 \text{ А};$$

$$I^{(3)}_{по} \leq I_{откл};$$

$$5,04 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

Таблица 29, которая содержит результаты выбора выключателей нагрузки 10 кВ в сети 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 29 - Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

№ ТП	I_P ТП, А	I_N , А	$I^{(3)}$ по, кА	$I_{откл}$, кА	Марка выключателя
ТП-1	116	400	5,04	32	ВНА-10
ТП-2	116	400	5,57	32	ВНА-10
ТП-3	73	400	5,95	32	ВНА-10
ТП-4	73	400	6,72	32	ВНА-10
ТП-5	185	400	7,31	32	ВНА-10

6.2 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Требуется соблюдать условия выбора трансформаторов тока 10 кВ по напряжению установки, по длительному току, по классу точности, по току вторичных цепей. На примере ТП-1 проводится выбор трансформаторов тока ТОЛ – 10-1 соответственно:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$116 \text{ А} \leq 150 \text{ А};$$

$$K_T \leq 0,5 \text{ (п 1.5.16 ПУЭ)}$$

$0,2 \leq 0,5$ - класс точности принимаем 0,2 для коммерческого учёта.

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

$$5 \leq 5.$$

Таблица 30, которая содержит результаты выбора выключателей нагрузки 10 кВ в сети 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 30 - Выбор трансформаторов тока 10 кВ на ТП

№ ТП	$I_{P \text{ ТП}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	Марка трансформатора тока
ТП-1	116	150	ТОЛ – 10
ТП-2	116	150	ТОЛ – 10
ТП-3	73	100	ТОЛ – 10
ТП-4	73	100	ТОЛ – 10
ТП-5	185	200	ТОЛ – 10

6.3 Проверка выключателей нагрузки 10 кВ

Требуется соблюдать условие проверки выключателей нагрузки 10 кВ по термической стойкости при условии максимального расчётного значения тока трехфазного КЗ, таким образом рассчитывается термическая стойкость с использованием формулы на примере ТП-5, кА²с:

$$B_K = I_{\text{но.ТП}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (20)$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (21)$$

$$B_K = 7,31^2 \cdot (0,055 + 0,1) = 8 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - сумма продолжительности времени отключения выключателя и срабатывания защиты, в сумме 0,055 с.

Таблица 31, которая содержит результаты проверки выключателей нагрузки на ТП 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 31 – Проверка выключателей нагрузки на ТП

№ ТП	I_p , А	I_n , А	$V_{кр}$, кА ² с	$V_{кн}$, кА ² с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
ТП-1	116	400	14	625	7,127	40
ТП-2	116	400	14	625	7,883	40
ТП-3	73	400	13	625	8,424	40
ТП-4	73	400	12	625	9,558	40
ТП-5	185	400	8	625	10,45	40

Все условия проверки соблюдены.

6.4 Проверка трансформаторов тока 10 кВ на ТП

Требуется соблюдать условия проверки трансформаторов тока 10 кВ по электродинамической и термической стойкости, вторичной нагрузке

Таблица 32, которая содержит результаты расчётов вторичной нагрузки трансформаторов тока на ТП 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ на ТП

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	ЩА-955		0,7	
Счетчик АЭ и РЭ	Альфа	0,25		0,25
Ватметр	ЩА-955	0,45		0,45
Варметр	ЩА-955	0,45		0,45
Итого		1,15	0,7	1,15

Наиболее загруженные фазы трансформаторов тока - А и С.

Каталожная мощность вторичной обмотки равна 12,5 ВА [10].

Величина номинального сопротивления вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ на ТП района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (25)$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Величина общего сопротивления приборов, подключенных к трансформаторам тока 10 кВ на ТП района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (26)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,15}{5^2} = 0,046 \text{ Ом,}$$

где $S_{\text{приб}}$ – нагрузка подключенных приборов наиболее загруженной фазы по таблице 32;

I_2 – ток вторичной цепи, 5 А.

Величина сопротивления проводов вторичных цепей трансформаторов тока 10 кВ на ТП района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (27)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 15}{4} = 0,105 \text{ Ом,}$$

где ρ – удельное сопротивление провода на 1 мм² сечения жилы по каталогу 0,0283 Ом·м/мм² для алюминиевых проводов АКРВГ;

q - сечение проводов, 4 мм²;

l – протяженность измерительных проводов для КРУ, 15 м.

Величина сопротивления контактных соединений $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом.

Величина сопротивления вторичных цепей трансформаторов тока 10 кВ на ТП района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0,1 + 0,105 + 0,046 = 0,251 \text{ Ом.}$$

На примере ТП-5:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{но.ТП}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

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

$$B_{\text{К}} = 7,31^2 \cdot (0,055 + 0,1) = 8 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблица 33, которая содержит результаты расчётов сопротивления вторичной нагрузки трансформаторов тока на ТП 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы. Все условия проверки соблюдены.

Таблица 33 – Проверка трансформаторов тока 10 кВ на ТП

№ ТП	$B_{\text{кр}}, \text{кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}}, \text{кА}^2\text{с}$	$I_{\text{уд}}, \text{кА}$	$I_{\text{дин}}, \text{кА}$
ТП-1	14	625	7,127	30
ТП-2	14	625	7,883	30
ТП-3	13	625	8,424	30
ТП-4	12	625	9,558	30
ТП-5	8	625	10,45	30

7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Активная и реактивная составляющая полного тока по элементу электрической сети составляют полный ток, уменьшая реактивную составляющую полного тока можно снижать потери мощности в элементе сети. Так как величина потерь мощности пропорциональна квадрату полного тока по элементу сети, поэтому скомпенсировав реактивную составляющую полного тока по элементу сети можно снизить расход электроэнергии на ее передачу.

Компенсация реактивной мощности на ТП не производится, так как низковольтные батареи конденсаторов 0,4 кВ по результатам расчётов низковольтной нагрузки не принесут эффекта, так как коэффициент мощности на всех ТП 10/0,4 кВ меньше 0,35.

Величина мощности батарей конденсаторов 10 кВ на ПС «БН» района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$Q_{KV} = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi_{нд}, \quad (28)$$

$$Q_{KV} = 1829 - 4293 \cdot 0,4 = 112 \text{ кВар},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{нд}$ - предельный коэффициент реактивной мощности, $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$.

Выбираются БК мощностью 300 кВар на каждую секцию шин ПС «БН».

8 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ

Величина емкостного тока в сети 10 кВ района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (29)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 5,8}{10} = 7,8 \text{ А.}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K - суммарная длина КЛ, км.

Допустимая величина 20 А, ёмкостной ток в проектируемых сетях города Хабаровск меньше допустимого значения, поэтому его компенсацию проводить нецелесообразно.

9 ОБОРУДОВАНИЕ КРУ

9.1 Выбор и проверка ячеек КРУ

На ПС «БН» устанавливаются ячейки КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63. Устройство шкафа представляет из себя жесткий металлический корпус с размещенной внутри выкатной тележкой, на которой располагается вакуумный выключатель. Контактные соединения расположены неподвижно и находятся внутри выкатного отсека шкафа. Процедура ремонта и обслуживания как выкатного элемента, так и контактных соединений внутри шкафа максимально наглядна и удобна. Необходимые блокировки также предусмотрены в механическом и электромагнитном исполнении для безопасности персонала, осуществляющего ремонт и обслуживание выкатных элементов КРУ К-63.

Выполним проверку линейных ячеек КРУ, на которые осуществляется подключение проектируемых ТП 10 кВ для электроснабжения жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск.

Требуется соблюдать условия выбора КРУ 10 кВ ПС БН по напряжению установки, длительному току и проверки по термической устойчивости, электродинамической стойкости соответственно с использованием формул [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$270\text{А} \leq 630 \text{ А};$$

$$B_k = I_{п.о.КРУ}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}), \quad (30)$$

$$B_K = 9,9^2 \cdot (0,045 + 1,5 + 0,01) = 151 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, по справочнику используется величина $t_{отк} = 0,045\text{с}$, применена дополнительная выдержка времени 1,5с для шин 10 кВ ПС «БН».

$I_{но}^{(3)}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах ПС «БН», по результату контрольного замера 2020 года принимается 9,9 кА.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (31)$$

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{нок-3}^{(3)} + i_{ак3} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (32)$$

$$\sqrt{2} \cdot 9,9 + 9,9 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{50}{100}\right);$$

$$23,9 \leq 42 \text{ кА},$$

$$I_{уд} \leq I_{дин},$$

$$21,3 \leq 32 \text{ кА}.$$

где $I_{дин}$ - ток динамической стойкости, справочная величина, 32 кА для выключателей ВВ/Тел-10-20/630 УХЛ2;

$I_{уд}$ - ударный ток, замерная величина на ПС «БН» в 2020 году, 21,3 кА.

Таблица 34, которая содержит результаты выбора и проверки КРУ на ПС БН города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 34 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ ПС «БН»

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $W_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 270 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 21,3 \text{ кА}$ $W_{\text{к.}} = 151 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к}}$

КРУ К-63 подходит соответствует всем условиям выбора и проверки.

9.2 Выбор и проверка выключателей КРУ

Выполним выбор и проверку линейных выключателей 10 кВ ПС БН для системы электроснабжения жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск.

Требуется соблюдать условия выбора выключателей 10 кВ ПС БН по напряжению установки, длительному току и проверки по току отключения, термической устойчивости, электродинамической стойкости соответственно с использованием формул [1]:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{PmaxHH}} = \frac{S_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}}, \quad (33)$$

$$I_{\text{PmaxHH}} = \frac{4666}{\sqrt{3} \cdot 10} = 270 \text{ А},$$

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

$$270 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$9,9 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{ОТКЛ НОМ}},$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 14,1 \text{ кА},$$

где $\beta_{\text{Н}}$ – паспортная величина, для выключателя ВВ/Тел-10 $\beta_{\text{Н}} = 50\%$;

$I_{\text{НОМ ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения.

$$B_{\text{К}} = I_{\text{п.о.КРУ}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}), \quad (30)$$

$$B_{\text{К}} = 9,9^2 \cdot (0,045 + 1,5 + 0,01) = 151 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ – собственное время отключения выключателя, по справочнику используется величина $t_{\text{отк}} = 0,045\text{с}$, применена дополнительная выдержка времени 1,5с для шин 10 кВ ПС «БН».

$I_{\text{но}}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах ПС «БН», по результату контрольного замера 2020 года принимается 9,9 кА.

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (31)$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нок-3}}^{(3)} + i_{\text{атк3}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right); \quad (32)$$

$$\sqrt{2} \cdot 9,9 + 9,9 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{50}{100}\right);$$

$$23,9 \leq 42 \text{ кА},$$

$$I_{уд} \leq I_{дин},$$

$$21,3 \leq 32 \text{ кА}.$$

где $I_{дин}$ - ток динамической стойкости, справочная величина, 32 кА для выключателей ВВ/Тел-10–20/630 УХЛ2;

$I_{уд}$ - ударный ток, замерная величина на ПС «БН» в 2020 году, 21,3 кА.

Таблица 35, которая содержит результаты выбора и проверки выключателей 10 кВ на ПС БН города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 35 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ ПС «БН»

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 32 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 14,1 \text{ кА}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 270 \text{ А}$ $i_{уд} = 21,3 \text{ кА}$ $B_{к.} = 151 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 9,9 \text{ кА}$ $I_{пт} = 9,9 \text{ кА}$ $i_{ат} = 9,9 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2.

9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ в КРУ

Требуется соблюдать условия выбора и проверки трансформаторов тока 10 кВ по электродинамической стойкости и вторичной нагрузке. Термическую и динамическую стойкость проверяем по полученным значениям тока КЗ на шинах 10 кВ КРУ ПС БН:

$$B_k = I_{п.о.КРУ}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

$$B_K = 9,9^2 \cdot (0,045 + 1,5 + 0,01) = 151 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблица 36, которая содержит результаты расчётов вторичной нагрузки трансформаторов тока в КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ в КРУ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	ЩА-955		0,7	
Счетчик АЭ и РЭ	Альфа	0,25		0,25
Ватметр	ЩА-955	0,45		0,45
Варметр	ЩА-955	0,45		0,45
Итого		1,15	0,7	1,15

Наиболее загруженные фазы трансформаторов тока - А и С.

Каталожная мощность вторичной обмотки равна 12,5 ВА [10].

Величина номинального сопротивления вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ тока в КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (25)$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Величина общего сопротивления приборов, подключенных к трансформаторам тока 10 кВ тока в КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (26)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,15}{5^2} = 0,046 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ – нагрузка подключенных приборов наиболее загруженной фазы по таблице 32;

I_2 – ток вторичной цепи, 5 А.

Величина сопротивления проводов вторичных цепей трансформаторов тока 10 кВ тока в КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (27)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 15}{4} = 0,105 \text{ Ом},$$

где ρ – удельное сопротивление провода на 1 мм² сечения жилы по каталогу 0,0283 Ом·м/мм² для алюминиевых проводов АКРВГ;

q – сечение проводов, 4 мм²;

l – протяженность измерительных проводов для КРУ, 15 м.

Величина сопротивления контактных соединений $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом.

Величина сопротивления вторичных цепей трансформаторов тока 10 кВ тока в КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0,1 + 0,105 + 0,046 = 0,251 \text{ Ом.}$$

Таблица 37, которая содержит результаты расчётов сопротивления вторичной нагрузки трансформаторов тока ТОЛ-10-1 в КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 37 – Выбор и проверка трансформаторов тока в КРУ 10 кВ ПС «БН»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 270 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$W_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{KP} = 151 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{KH} \geq W_{KP}$
$I_{дин} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} = 21,3 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

9.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Требуется соблюдать условия выбора и проверки трансформаторов напряжения 10 кВ марки НАМИ-10 по напряжению установки, вторичной нагрузке:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$S_H \geq S_P;$$

$$200 \text{ ВА} \geq 140 \text{ ВА.}$$

Таблица 38, которая содержит результаты расчётов вторичной нагрузки трансформаторов напряжения в КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S _{потр.} , В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	ПСЧ- 4ТМ.05	2	13	0,38	0,925	26	63,3
		2	13	0,38	0,925	26	63,3
Итого	-	-	-	-	-	59	127

В таблице 39 приведены результаты выбора ТН-10 кВ.

Таблица 39 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
U _Н = 10 кВ S _Р = 140 ВА	U _{НТ} = 10 кВ S _Н = 200 ВА (для класса точности 0,5)	U _{НТ} ≥ U _Н S _Н ≥ S _Р

9.5 Выбор и проверка токоведущих частей КРУ

В КРУ 10 кВ ПС БН используются шины прямоугольного сечения 60×10 мм, марки АД0 из закаленного сплава алюминия, расположение шин показано на рисунке 6.

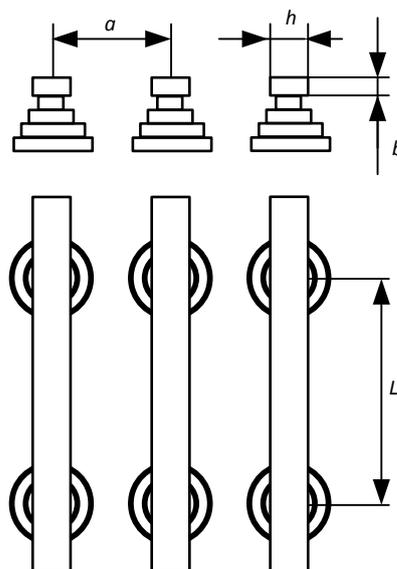


Рисунок 6 – Жесткая ошиновка КРУ 10 кВ ПС БН

Требуется соблюдать условия выбора и проверки ошиновки КРУ 10 кВ по допустимому току, минимальному сечению по термической стойкости, мини-

мальному пролету по условию резонанса колебаний, напряжению в шинах при ударном токе короткого замыкания:

$$I_{\max} = 270 \text{ A} \leq I_{\text{дон}} = 1025.$$

Величина минимального сечения устойчивого к ток короткого замыкания КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (34)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{151 \cdot 10^6}}{91} = 129 \text{ мм}^2.$$

Величина минимального пролёта между опорными изоляторами КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (35)$$

$$l \leq 1,2 \text{ м.}$$

где l - пролёт относительно опорных изоляторов, м;

q - площадь сечения шины, равное 480 мм^2 .

Фактическая величина пролёта в КРУ К-63 составляет 0,9 м, расчётная величина 1,2 м, поэтому условие недопустимости резонанса соблюдается.

Величина момента инерции и сопротивления шины рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12};$$

$$J = \frac{0.8 \cdot 6^3}{12} = 14.4 \text{ см}^4.$$

$$W = b^2 \cdot h / 6;$$

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

Величина механического напряжения в шинах 10 кВ ПС БН района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (37)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{21200^2 \cdot 0.9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 22 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины, см^3 ,

a - зазор между полосами шин фазного напряжения, 0,45 м ;

l – шинный пролет для креплений, м.

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}},$$

$$22 < 75 \text{ Мпа},$$

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7 \sigma_{\text{разр}},$$

$$22 \leq 0.7 \cdot 130 = 91.$$

Таблица 40, которая содержит результаты выбора и проверки шин КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 40 – Выбор и проверка шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 270 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 22 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 129 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$

9.6 Выбор и проверка изоляторов

Требуется соблюдать условия выбора и проверки изоляторов КРУ 10 кВ ОНШП-10-20 УХЛ1 по напряжению, допустимой нагрузке на изолятор:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6 F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}} , \quad (39)$$

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

Величина допустимой нагрузки на головку изолятора КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{yd}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} , \quad (40)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{27400^2 \cdot 0.9}{0.8} = 195 \text{ Н.}$$

Таблица 41, которая содержит результаты выбора и проверки изоляторов КРУ 10 кВ ПС БН района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 41– Выбор и проверка изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 87 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 1800 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

10 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ СХЕМЫ

10.1 Основные понятия

Комплексное свойство электроэнергетической системы заключается в возможности обеспечивать безотказность, живучесть, устойчивость системы в различных режимах её работы. Требуемое качество электроэнергии в различных режимах работы системы также относится к вопросу надёжности электропитания потребителей, так как при возникновении послеаварийного режима чаще всего по электрической сети наступает комплексное ухудшение показателей качества электроэнергии при сохранении напряжения на электрическом оборудовании системы, например глубокие просадки напряжения, вследствие отключения протяженных линий приводят к невозможности самозапуска электродвигателей номинального напряжения 6-10 кВ.

В настоящее время допустимо рассматривать надёжность электрической системы как с точки зрения стационарных показателей надёжности, так и в отношении совокупности точек поставки электроэнергии.

Надёжность объекта электрической системы количественно может определяться показателями надёжности. Они могут быть как единичные, описываемыми численно определенным элементом, так и комплексные показатели, численно описывающие несколько элементов в составе системы электроснабжения.

Безотказная работа за какой-либо период элемента системы электроснабжения является основным показателем безотказности элемента. Вероятность безотказной работы $p(t)$ характеризует способность работы без отказов за определенный временной промежуток элемента энергосистемы. Обратная величина от вероятности безотказной работы является вероятностью отказа $q(t)$.

Основным единичным показателем надёжности элементов является величина частота отказов ω , 1/год.

Величина частоты отказов рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$\omega = \frac{n_0}{n \cdot \Delta t}, \quad (41)$$

где n_0 - число повреждённого оборудования;

n - общее число оборудования;

Δt - время работы;

Дополнительными единичными показателями надёжности элементов является среднее время восстановления элемента T_B исчисляется в часах, частота плановых ремонтов μ исчисляется 1/год; среднее время продолжительности планового ремонта T_P исчисляется в часах [10].

10.2 Составление схемы замещения

Схема распределительных сетей 10 кВ рассматриваемого района города Хабаровск включает в себя шины 10 кВ ПС БН, вакуумные выключатели 10 кВ, кабельные линии 10 кВ каждая своей протяженностью, от ПС до ТП, от ТП до ТП, силовые трансформаторы 10/0,4 кВ.

Элементы схемы замещения нумеруются произвольным порядком и с разбивкой по цепям, рисунок 7.

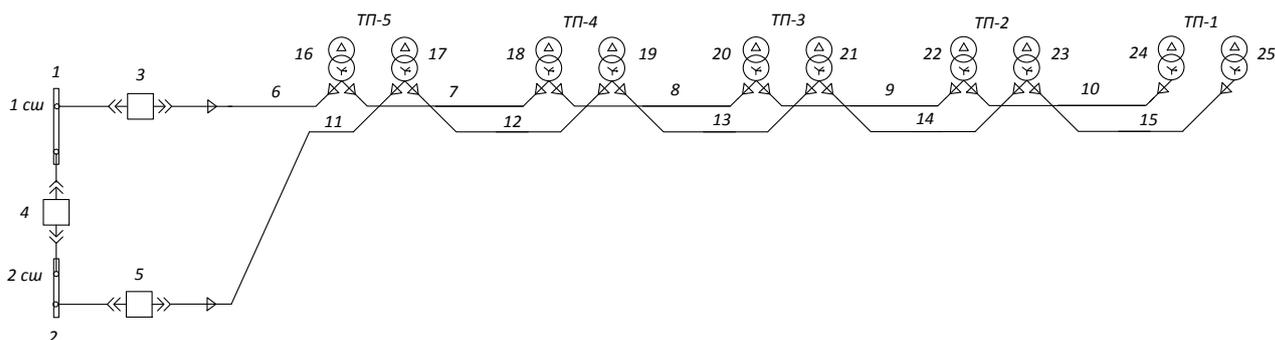


Рисунок 7 - Схема сети 10 кВ города Хабаровск для расчёта надёжности

Составляем схему замещения с учётом того, что элементы, соединенные последовательно указываются как нерезервируемые, то есть питание элемента возможно с одной стороны, элементы, соединенные параллельно указываются как резервируемые, то есть питание элемента возможно с нескольких сторон, рисунок 8.

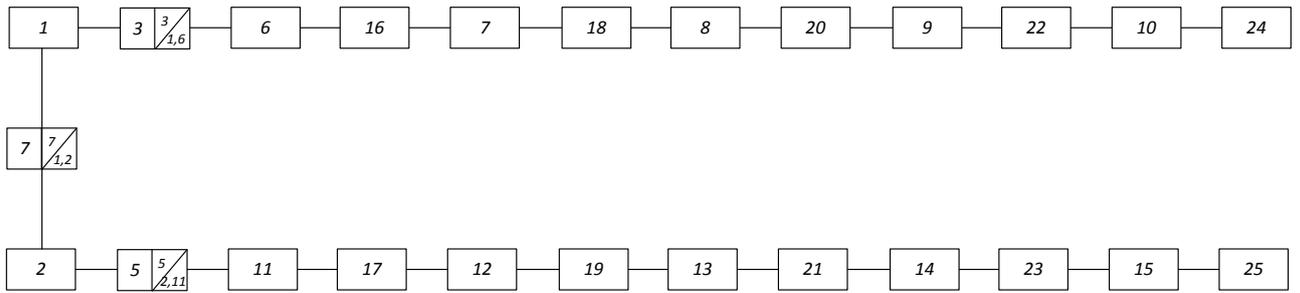


Рисунок 8 - Схема замещения сети 10 кВ города Хабаровск для расчёта надёжности

Величина вероятности отказа при заданных условиях рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$q = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_{\text{г}}}, \quad (42)$$

где ω - частота отказов, 1/г;

$T_{\text{в}}$ - время восстановления элемента, час;

$T_{\text{г}}$ - количество часов в году.

Расчёт по приведенной формуле выполняется для вакуумных выключателей 10 кВ, кабельных линий 10 кВ, силовых трансформаторы 10/0,4 кВ, шин 10 кВ.

Таблицы 42-45, которые содержат результаты расчёта показателей надёжности элементов схемы сетей 10 кВ района города Хабаровск приводятся ниже по тексту работы.

Таблица 42 - Результаты расчёта показателей надёжности кабельных линий

Показатель	Удельные параметры	$L_{\text{кл}}$, км	Расчётные параметры
Средний параметр потока отказов ω , 1/год	0,075	2,9	0,2175
Среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч	16		46
Частота текущих ремонтов $\mu_{\text{в}}$, 1/год	1		2,9
Продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч	2		5,8
Вероятность отказа, q	0,0001370		0,0003973

Таблица 43 - Результаты расчёта показателей надёжности КТП

Показатель	Удельные параметры	НкТП, шт	Расчётные параметры
Средний параметр потока отказов ω , 1/год	0,03	5	0,15
Среднее время восстановления T_B , ч	10		50
Частота текущих ремонтов μ_B , 1/год	0,4		2
Продолжительность текущего ремонта T_P , ч	4		20
Вероятность отказа, q	0,0000342		0,0001712

Таблица 44 - Результаты расчёта показателей надёжности выключателей

Показатель	Удельные параметры	$N_{\text{выкл}}$, шт	Расчётные параметры
Средний параметр потока отказов ω , 1/год	0,004	2	0,008
Среднее время восстановления T_B , ч	8		16
Частота текущих ремонтов μ_B , 1/год	0,083		0
Продолжительность текущего ремонта T_P , ч	4		8
Вероятность отказа, q	0,0000037		0,0000073

Таблица 45 - Результаты расчёта показателей надёжности секций шин

Показатель	Удельные параметры	$N_{\text{присоед}}$, шт	Расчётные параметры
Средний параметр потока отказов ω , 1/год	0,03	1	0,03
Среднее время восстановления T_B , ч	7		7
Частота текущих ремонтов μ_B , 1/год	0,166		0,166
Продолжительность текущего ремонта T_P , ч	5		5
Вероятность отказа, q	0,0000240		0,0000240

Чтобы оценить вероятность отказа выключателя 10 кВ требуется учесть вероятность того, что произойдёт отказ в отключении выключателя вследствие повреждения смежного элемента или устройств релейной защиты.

Величина вероятности отказа выключателей 10 кВ рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$q_6 = q_{cm} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - q_{PЗ_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - q_{CM_i})\right) + a_{оп} \cdot N_{оп} \cdot t_{оп}, \quad (43)$$

где q_{cm} – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$K_{АПВ}$ - коэффициент учитывающий вероятность несрабатывания АПВ;

i, k – количество смежных элементов и их РЗиА;

$q_{PЗ_k}$ - вероятность отказа k -й релейной защиты;

$q_{СМ_i}$ - вероятность отказа i -го смежного элемента;

Величина параметра потока отказа выключателей 10 кВ рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$\omega_{\sigma} = \omega_{cm} + a_{КЗ} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - \omega_{PЗ_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - \omega_{СМ_i})\right) + a_{ОП} \cdot N_{ОП}. \quad (44)$$

10.3 Преобразование схемы замещения

В случае, когда рассматривается система из последовательно соединенных элементов считается достаточным условие, когда каждый из последовательно соединенных элементов не уходит в отказ при работе. Применяется теорема умножения вероятностей, так как допускается, что работа элементов независимая, [11]:

$$Q = 1 - P = 1 - \prod_{i=1}^n p_i = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_i), \quad (45)$$

Величина вероятности отказа с учётом того, что произведения вероятностей очень малы, рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i. \quad (46)$$

В случае, когда рассматривается система из параллельно соединенных элементов считается достаточным условие, когда не каждый из последовательно соединенных элементов уходит в отказ при работе. Применяется теорема умножения вероятностей, так как допускается, что работа элементов зависимая, [11]:

$$Q = \prod_{i=1}^n q_i. \quad (47)$$

Резервирование на шинах 10 кВ ПС БН рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$q_{с.АВР} = q(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/A'_1A_2) \cdot q(A'_1) \cdot p(A_2) + q(S/A_1A'_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A'_2) + q(S/A'_1A'_2) \cdot q(A'_1) \cdot q(A'_2), \quad (48)$$

$$q_{без.АВР} = q(A'_1) \cdot q(A'_2), \quad (49)$$

где $q(S/A_1A_2)$ - вероятность события для случая отказа, в тот момент, при котором не может произойти отказ поврежденного элемента и нет случая отказа в момент подачи питания для элемента пребывающего в резерве;

$q(S/A'_1A_2)$ - вероятность события для случая отказа, в тот момент, при котором может произойти отказ поврежденного элемента и нет случая отказа в момент подачи питания для элемента пребывающего в резерве;

$q(S/A_1A'_2)$ - вероятность события для случая отказа, в тот момент, при котором может произойти отказ поврежденного элемента и есть случай отказа в момент подачи питания для элемента пребывающего в резерве;

$q(S/A'_1A'_2)$ - вероятность события для случая отказа, в тот момент, при котором не может произойти отказ поврежденного элемента и есть случай отказа в момент подачи питания для элемента пребывающего в резерве;

$p(A_1)$ - вероятность события для случая, при котором не может произойти отказ поврежденного элемента;

$p(A_2)$ - вероятность события для случая отказа в момент подачи питания для элемента пребывающего в резерве;

$q(A'_1)$ - вероятность события для случая отказа в момент подачи питания для элемента пребывающего в резерве;

$q(A_2')$ - вероятность события для случая отказа в момент подачи питания для элемента, не пребывающего в резерве;

Величина потока отказов для двух параллельно соединенных элементов рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$\omega_{II} = \omega_I \times q_{II} + \omega_{II} \times q_I, \quad (50)$$

Величина среднего времени безотказной работы системы рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}. \quad (51)$$

Величина расчетного времени безотказной работы системы рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$T_p = 0,105 \times \frac{1}{\omega_c}. \quad (52)$$

Величина среднего времени восстановления системы рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}. \quad (53)$$

Величина количества недоотпущенной электроэнергии рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760, \quad (54)$$

где $P_{деф}$ - дефицит мощности ($P_{деф} = 4293$ кВт за год).

Величина мощности, недоотпущенной потребителю рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$P_{нед} = P_{деф} \cdot q_c . \quad (55)$$

Величина рублевого эквивалента ущерба от недоотпуска электроэнергии за год рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$Y = C \cdot W_{нед} , \quad (56)$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 3,53 руб/кВт·ч.

Расчёты произведены в программе Mathcad 2007 по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А.

Таблица 46, которая содержит результаты расчёта надёжности схемы сетей 10 кВ района города Хабаровск приводятся ниже по тексту работы.

Таблица 46 – Результаты расчёта надёжности схемы 10 кВ

№ п/п	Показатели надёжности сети	Значение показателя
1	Вероятность отказа системы без учёта АВР	0,00011
2	Вероятность отказа системы с учётом АВР	0,0465
3	Коэффициент вынужденного простоя системы	0,0465
4	Коэффициент готовности системы	0,99
5	Время восстановления, часов	0,40
6	Расчётное время безотказной работы, лет	5,80
7	Среднее время безотказной работы, лет	55,30
8	Недоотпуск ЭЭ, кВт·ч в год	2641,20
9	Ограничения мощности, кВт	0,48
10	Ущерб от недоотпуска за год, руб	9323,50

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Защиту кабельных резервированных линий 10 кВ района города Хабаровск выполняем ступенчатой, в РУ-10 кВ ПС БН устанавливаются блоки микропроцессоров «Сириус-Л».

11.1 Токовая отсечка

Требуется соблюдать условия выбора и проверки комплектов микропроцессорных защит для токовой отсечки при условии расчёта коэффициента трансформации трансформаторов тока на головных участках линий 10 кВ, первичного тока срабатывания защиты, вторичного тока срабатывания защиты, расчёта чувствительности токовой отсечки с использованием формул на примере линии ТП 5-ТП 4-ТП 3-ТП 2- ТП 1:

$$n_T = \frac{I_{вн}}{I_{нн}},$$

$$n_T = \frac{400}{5} = 80.$$

$$I_{ср\ заиц} = k_{н\ токовой\ отсечки} \cdot I^{(3)}_{по.КЗ}, \quad (57)$$

$$I_{ср\ заиц} = 1,1 \cdot 7,31 = 8 \text{ кА},$$

где $k_{н\ токовой\ отсечки}$ – коэффициент, учитывающий надежность срабатывания микропроцессорной защиты, допустимо принимать величину 1,1;

$I^{(3)}_{по.КЗ}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах ТП-5.

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (58)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,38}{8} = 0,5 < 2,$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания на шинах ТП-1.

$$I_{\text{С.Р.}} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{\text{С.З.}}}{n_{\text{T}}}, \quad (59)$$

$$I_{\text{С.Р.}} = 1 \cdot \frac{8}{80} = 101 \text{ А.}$$

Выбирается выдержка времени срабатывания токовой отсечки $t_{\text{с.з.}} \approx 0,5 \text{ с}$.

11.2 Максимальная токовая защита линий

Требуется соблюдать условия выбора и проверки комплектов микропроцессорных защит для максимальной токовой защиты при условии расчёта коэффициента трансформации трансформаторов тока на головных участках линий 10 кВ, первичного тока срабатывания защиты, вторичного тока срабатывания защиты, расчёта чувствительности максимальной токовой защиты с использованием формул на примере линии ТП 5-ТП 4-ТП 3-ТП 2- ТП 1:

$$I_{\text{ср зац}} = I_{\text{раб. лин ТП5-ТП1}} \cdot k_{\text{н максимальной токовой защиты}} \cdot k_{\text{самозап.}} / k_{\text{возрата}}, \quad (60)$$

$$I_{\text{ср зац}} = 195 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 230.$$

где $k_{\text{н токовой отсечки}}$ – коэффициент, учитывающий надежность срабатывания микропроцессорной защиты, допустимо принимать величину 1,1;

$k_{\text{самозап.}}$ – коэффициент, учитывающий запуск двигателей 0,4-10 кВ, допустимо принимать величину 1;

$k_{возрата}$ – коэффициент, учитывающий возврат контактов схемы, допустимо принимать величину 0,95;

$I_{раб. лин ТП5-ТП1}$ – для линии ТП 5-ТП 4-ТП 3-ТП 2- ТП 1 максимальный ток кабеля, А.

$$I_{сраб реле} = I_{ср защ.} \cdot k_{схемы} / n_T, \quad (61)$$

$$I_{сраб реле} = 230 \cdot 1 / (80) = 2,82.$$

где $k_{схемы}$ – коэффициент, учитывающий схему включения трансформаторов тока, допустимо принимать величину 1;

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}} > 1,5. \quad (62)$$

$$K_{ч} = \frac{4,38}{0,23} = 19 > 1,5.$$

Выбирается выдержка времени срабатывания МТЗ:

$$t_{ср защ} = t_{релейная защита.} + \Delta t + t_{ср защиты}; \quad (63)$$

$$t_{ср защ} = 0,025 + 0,5 + 0,5 = 1,025 \text{ с}$$

где $t_{ср защиты}$ – время, в течении которого выполняется формирование сигнала на отключение токовой отсечки с выдержкой времени;

Δt – время, в течении которого выполняется задержка сигнала на отключение токовой отсечки с выдержкой времени;

$t_{релейная защита}$ – время, в течении которого выполняется отключение выключателя по сигналу.

11.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Требуется соблюдать условия выбора и проверки комплектов микропроцессорных защит от однофазных замыканий на землю при условии расчёта первичного тока срабатывания защиты, тока замыкания на землю линии ТП5-ТП4-ТП3-ТП2-ТП1, тока через трансформатор тока нулевой последовательности с использованием формул на примере линии ТП 5-ТП 4-ТП 3-ТП 2- ТП 1:

$$I_{ср\ защ.} = I_{ТНП.поврежденной\ линии} / k_{чувст} \quad (64)$$

$$I_{ср\ защ.} = 3,9 / 1,5 = 2,6.$$

где $I_{ТНП.поврежденной\ линии}$ – величина тока, проходящей по измерительному тракте через трансформатор тока нулевой последовательности;

$k_{чувст}$ – коэффициент, учитывающий чувствительность микропроцессорной защиты от однофазных замыканий на землю, допустимо принимать величину 1,5;

$$I_{ТНП.поврежденной\ линии} = I_c - I_{повр.л} , \quad (65)$$

$$I_{ТНП.поврежденной\ линии} = 7,8 - 3,9 = 3,9.$$

где I_c – величина емкостного тока в сети 10 кВ района города Хабаровск;

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии 10 кВ района города Хабаровск ТП 5-ТП 4-ТП 3-ТП 2- ТП 1:

$$I_{повр.л} = \frac{2 \cdot 1,35 \cdot 2,9 \cdot 10}{10} = 3,9 \text{ A}.$$

12 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

12.1 Расчёт заземления КТП

Необходимо рассчитать заземление отдельно стоящего РУ 10 кВ, совмещенного с двухтрансформаторной подстанцией КТП 2×1000 (10/0,4 кВ).

Устройство заземление осуществляется в виде контура по периметру КТП с внешней стороны.

Вертикальны электроды принимаются стальные, сечение круглое, диаметр 15 мм, длина 2 м, заглубление выполняется на 0,7 м в грунт. Вертикальные электроды углубляются любым доступным способом, без деформации вертикального электрода. Вертикальные электроды по вертикальному контуру объединяются стальной полосой по горизонтальному контуру, способ соединения – сварка, с креплением минимум в двух местах.

Требуется рассчитать стационарное и импульсное сопротивление заземляющего устройства КТП сетей 10 кВ района города Хабаровск.

Величина сопротивления вертикального электрода в случае стационарного расчёта рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (66)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{100}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,015 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 9,$$

где l_B - длина электрода, вертикально заглубленного в грунт, м;

h_3 – глубина установки заземления в грунте, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, в условиях проектирования, когда нет точной замерной информации принимается величина 100 Ом·м по [13];

d - диаметр электрода вертикально заглубленного в грунт, м.

Величина сопротивления горизонтального электрода в случае стационарного расчёта рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (67)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{100}{\pi \cdot 8,35} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 8,35}{\sqrt{2 \cdot 0,015 \cdot 0,7}} \right] = 50$$

где l – длина электрода, горизонтально заглубленного в грунт, м;

$$l = (A + B + 3) / 2 \quad (68)$$

где A – длина стороны КТП, м;

B – ширина стороны КТП, м.

$$l = (6,8 + 6,9 + 3) / 2 = 8,35 \text{ м}$$

Величина сопротивления заземлителя в случае стационарного расчёта рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (69)$$

$$R = \frac{50 \cdot 9}{0,75 \cdot (6 \cdot 9 + 4 \cdot 50)} = 2,3,$$

где $\eta = 0,75$ – коэффициент учитывающий условия, при которых ухудшается работа заземлителя в грунте в случае экранирования горизонтальных электродов вертикальными и наоборот;

n_B - число электродов, вертикально заглубленных в грунт, м;

n_T - число электродов, горизонтально заглубленных в грунт, м.

Величина сопротивления вертикального электрода в случае импульсного расчёта рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (70)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 50}{0,75 \cdot 6} = 11 \text{ Ом},$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - коэффициент, учитывающий импульсный характер электрода, вертикально заглубленных в грунт.

Величина удельной индуктивности горизонтального электрода в случае импульсного расчёта рассчитывается с использованием формулы [1], мкГн/м:

$$L_0 = 0,2 \times \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (71)$$

$$L_0 = 0,2 \times \left(\ln \frac{8,35}{0,01} - 0,31 \right) = 1,42 \text{ мкГн/м}.$$

Величина коэффициента, учитывающий импульсный характер электрода, горизонтально заглубленного в грунт, рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$\alpha_{uT} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (72)$$

$$\alpha_{uT} = 1 + \frac{1,42 \cdot 8,35}{3 \cdot 2 \cdot 9} = 1,22,$$

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

Величина сопротивления горизонтального электрода в случае импульсного расчёта рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{э}\Gamma}, \quad (73)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,22 \cdot 9 = 11 \text{ Ом.}$$

Величина полного сопротивления электродов заземлителя в случае импульсного расчёта рассчитывается с использованием формулы [1], Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{uB})}, \quad (74)$$

$$R_u = \frac{11 \cdot 11}{0,75 \cdot (6 \cdot 11 + 4 \cdot 11)} = 1,5.$$

Графически заземление показано на рисунке 9, подробнее на листе графической части №6 проекта.

Рассчитанные стационарные и импульсные сопротивления заземляющего устройства КТП обеспечивают требуемые уровни электробезопасности, так как соблюдены условия [пуэ]:

$$R \leq R_{\text{дон}},$$

$$2,3 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом},$$

$$R_u \leq R_{u \text{ дон}},$$

$$1,5 \text{ Ом} \leq 9 \text{ Ом},$$

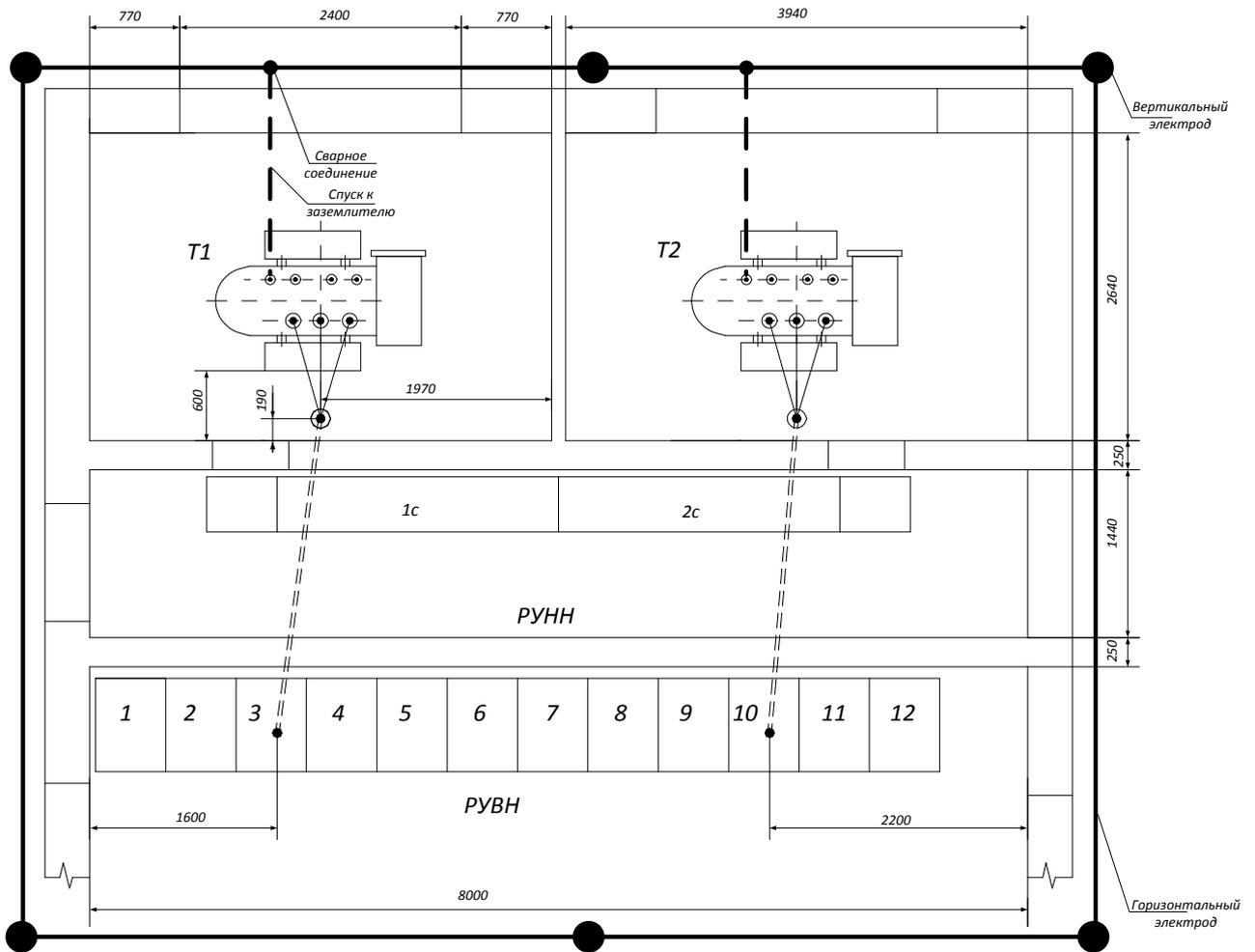


Рисунок 9 – Заземление КТП

12.2 Выбор ограничителей перенапряжения

Требуется выбрать и проверить аппараты, препятствующие возникающим коммутационным и грозовым импульсным перенапряжениям в оборудовании КРУ 10 кВ ПС БН, и КТП 10 кВ района города Хабаровск. В качестве современных и надёжных аппаратов для целей защиты от перенапряжений выбираются нелинейные ограничители перенапряжения марки ОПН – РВ/TEL У1.

Величина энергии поглощения ОПН рассчитывается с использованием формулы [1], кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (75)$$

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт.}$$

где U - значение, выбираемое по справочнику, представляет собой долю от 50%-го разрядного напряжения и является величиной неограниченного перенапряжения, принимается равной 60 кВ по[6].

$U_{ост}$ - значение, выбираемое по заводской информации для выбранного типа ОПН, 43 кВ;

z - величина волнового сопротивления питающей воздушной линии ПС БН, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, стандартно 20 импульсов;

T - время распространения волны.

Продолжительность времени распространения волны рассчитывается с использованием формулы [1], кДж:

$$T = \frac{l}{v}, \tag{76}$$

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

где l - длина защищенного подхода для КТП 2500 м;

v - скорость распространения волны, равная приблизительно скорости света.

В линейных ячейках КРУ ПС «БН» и на КТП приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{ост} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ.

Величина удельной энергоемкости ОПН рассчитывается с использованием формулы [1]:

$$\vartheta^* = \frac{\vartheta}{U_{\text{номОПН}}},$$

$$\vartheta^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВТ/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [6].

13 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЗАТРАТ

В данной работе производится проектирование системы электроснабжения напряжением 0,4 и 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск. В данном разделе работы необходимо рассмотреть экономическую целесообразность затрат на сооружение сетей 0,4-10 кВ.

Для определения экономических последствий проекта необходимо определить затраты на строительство трансформаторных подстанций, а также себестоимость поставки электроэнергии для проектируемого района, рассчитать сроки окупаемости инвестиционного проекта.

13.1 Расчет капиталовложений проектируемой сети

Требуется выполнить расчет капзатрат приближенным методом, связанным с при условии использования цен 2 квартала 2021 года.

Величина капзатрат в сооружение системы электроснабжения рассчитывается с использованием формулы [1], тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{КЛ}} + K_{\text{пс}}, \quad (108)$$

где $K_{\text{КЛ}}$ - суммарные капзатраты в строительство кабельных линий электропередачи 10 кВ выполненные кабелем сечением 50 мм²., тыс.руб/км:

$$K_{\text{КЛ}} = \sum k_i \cdot l_i, \quad (109)$$

$$K_{\text{КЛ-10кВ}} = k_{50} \cdot l_{50} = 248,8 \cdot 5,8 = 1441 \text{ тыс.руб.},$$

где k_i – стоимость единицы длины кабельной линии соответствующим сечением, [24];

l_i – длина кабельной линии соответствующего сечения, км.

Для КЛ-0,4 кВ расчёт проводится аналогично, результаты расчёта показаны в таблице 47.

Величина капитальных затрат в сооружение трансформаторных подстанций рассчитывается с использованием формулы [1], тыс.руб.:

$$K_{\text{пс}} = K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}} + K_{\text{осв.уд.}} \cdot S, \quad (110)$$

где $K_{\text{ру}}$ – стоимость линейных ячеек распределительного устройства 10 кВ на питающей подстанции «БН», тыс.руб. [26];

$K_{\text{тр}}$ – стоимость трансформаторов ТП, тыс.руб. определяется по [26] и составляет: для КТП 2х1000 – 832 тыс.руб, КТП 2х630 - 707,2 тыс.руб, КТП 2х1600 – 1497,6 тыс.руб., итого:

$$K_{\text{тр}} = 1497,6 + 2 \cdot 832 + 2 \cdot 707,2 = 4576 \text{ тыс.руб.},$$

$K_{\text{ку}}$ – стоимость компенсирующих устройств, тыс.руб., в данном проекте нет необходимости использовать компенсирующие устройства 0,4 кВ, поэтому их стоимость не учитывается;

S - площадь, отводимая в постоянное пользование под ТП, для двухтрансформаторных ТП, согласно [19], принимается 80 м² на одну КТП, всего для всех КТП района (5 штук) - 400 м²;

$K_{\text{осв.уд.}}$ – удельная кадастровая стоимость земель отводимых в постоянное пользование, определяется исходя из кадастрового номера квартала [33] и кадастровой стоимости земли под строительство многоэтажных домов [34], принимается 4,92625 тыс.руб/м².

$$K_{\text{ру}} = K_{\text{рз}} \cdot n_{\text{рз}} + K_{\text{яч.выкл.}} \cdot n_{\text{яч.выкл.}} \quad (111)$$

$$K_{\text{ру}} = 150 \cdot 2 + 950 \cdot 2 = 2200 \text{ тыс.руб.},$$

где $K_{рз}$, - стоимость комплекта РЗиА установленной в ТП, тыс.руб. [26]:

$n_{рз}$ – количество комплектов РЗиА, шт.;

$K_{яч.выкл.}$ - стоимость ячейки линейной с выключателем, тыс.руб.:

$n_{яч.выкл.}$ - количество комплектов РЗиА, шт.;

Таблицы 47-49, которые содержат результаты расчёта капитальных затрат для сетей 10 кВ района города Хабаровск приводятся ниже по тексту работы.

Таблица 47 – Капиталовложения в кабельные линии, [24]

№ п/п	Марка кабеля или провода	Сечение, мм ²	Суммарная длина линий, км	Стоимость, руб./км (цены второго квартала 2015 года)	Всего, тыс. руб.
1	АПвП-10	50	5,8	248 400	1 441
2	АВВГ-0,4	25	0,45	82 858	37
		70	0,50	189 804	95
		95	0,75	253 721	190
		120	0,50	309 861	155
		150	0,10	372 883	37
		185	0,10	456 269	46
		240	0,25	589 489	147
Всего					2 148,417

Таблица 48 – Капиталовложения в трансформаторные подстанции, [24]

№ п/п	Марка ТП	Число	Стоимость, руб./шт., (цены второго квартала 2015 года)	Всего, тыс. руб.
1	КТП 2х1000	2	832000	1 664
2	КТП 2х630	2	707200	1 414
3	КТП 2х1600	1	1497600	1 498
Всего				4 576

Таблица 49 – Капиталовложения в РУ 10 кВ, [24]

№ п/п	Тип оборудования	Кол-во, шт.	Стоимость, тыс руб./шт., (цены второго квартала 2015 года)	Всего, тыс. руб.
1	Комплекты РЗиА	2	150000	300
2	Ячейка линейная с выключателем ВВ/TEL-6-12,5/1000	2	950 000	1900
Всего				2 200

Капиталовложения на сооружение ТП и линейных ячеек РУ-10 кВ ПС «БН»:

$$K_{\text{ПС}} = 2200 + 4576 + 4,92625 \cdot 400 = 8747 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в сеть электроснабжения должны быть рассчитаны с учетом зонального коэффициента $K_{\text{зон.}}$, для ТП $K_{\text{зон}} = 1,3$, для КЛ $K_{\text{зон}} = 1,4$, [24].

$$K_{\Sigma} = K_{\text{КЛ}} \cdot K_{\text{зон.кл}} + K_{\text{ТП}} \cdot K_{\text{зон.тп}} \quad (112)$$

Упрощённо в рамках данного расчёта принимается величина в 10000 тыс.руб. на строительные-монтажные работы, дополнительно учитываемые при определении капитальных вложений.

Величина суммарных затрат на сооружение сети электроснабжения рассчитывается с использованием формулы [1], тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = 2148,417 \cdot 1,4 + 8747 \cdot 1,3 + 10000 = 24378,2 \text{ тыс.руб.}$$

13.2 Расчет затрат на эксплуатацию сети

Требуется выполнить расчет издержек, связанных с сооружением, эксплуатацией и ремонтов сетей 0,4-10 кВ района города Хабаровск.

Величина издержек в системе электроснабжения рассчитывается с использованием формулы [1], тыс.руб.:

$$И = И_{\text{экс}} + И_{\text{ам}} + C_{\Delta W}, \quad (113)$$

$$И = 220 + 1219 + 1976 = 3415,$$

где $I_{\text{экс}}$ – издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, рассчитывается с использованием формулы, тыс.руб., [24]:

$$I_{\text{экс}} = K_{\Sigma} \cdot a_{\text{экс}} = K_{\text{пс}} \cdot a_{\text{экс.пс}} + K_{\text{КЛ}} \cdot a_{\text{экс.КЛ}}, \quad (114)$$

$$I_{\text{экс}} = 8747 \cdot 0,0249 + 2148,417 \cdot 0,001 = 220 \text{ тыс. руб.}$$

где $a_{\text{ам.и}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети, $a_{\text{экс.пс}} = 2,49\%$, $a_{\text{экс.КЛ}} = 0,1\%$, [24];

$I_{\text{ам}}$ – издержки на амортизацию электрооборудования, рассчитывается с использованием формулы, тыс.руб., [24]:

$$I_{\text{ам}} = K_{\Sigma} / T_{\text{сл.и}}, \quad (115)$$

$$I_{\text{ам}} = 24378,2 / 20 = 1219 \text{ тыс. руб.}$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы электрооборудования, по [24] принимается 20 лет;
 $C_{\Delta W}$ – стоимость суммарных потерь электроэнергии, тыс.руб.:

$$C_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\text{уд}}, \quad (116)$$

$$C_{\Delta W} = 1212199 \cdot 1,63 = 1976 \text{ тыс. руб.}$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери электроэнергии в ЛЭП;

$C_{\text{уд}}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,63 руб/кВт·ч, по [31].

Потери в КЛ рассчитаны ранее при сравнении вариантов сети 10 кВ по приведенным затратам.

13.3 Расчет численности рабочих

Требуется выполнить расчет численности персонала, необходимого для сооружения, эксплуатации и ремонта сетей 0,4-10 кВ района города Хабаровск.

Величина численности рабочих необходимых для обслуживания элементов сети электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы на примере вакуумных выключателей, [29], чел.

$$N_{\text{чел}} = N_{\text{об.}} \cdot P_{\text{норм. чел.}}, \quad (117)$$

$$N_{\text{чел}} = 3 \cdot 0,0095 = 0,0285 \text{ чел.},$$

где $N_{\text{об.}}$ - количество единиц обслуживаемого оборудования

$P_{\text{норм. чел.}}$ - нормативная численность по [29], чел.

Таблица 50, которая содержит результаты расчёта численности рабочих для сетей 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 50 – Расчет численности рабочих

№ п/п	Элемент сети обслуживания	Единица измерения	Кол-во единиц	Нормативная численность	Количество рабочих
1	КЛ 0,4 кВ	км	2,65	0,035	0,09275
2	КЛ 10 кВ	км	5,80	0,04	0,232
3	Двухтрансформаторные подстанции	ед.	5	0,03	0,15
4	Выключатели нагрузки	ед.	20	0,002	0,04
5	Вакуумные выключатели	ед.	3	0,0095	0,0285
6	Количество прочих абонентов	ед.	1076	0,0026	2,7976
7	Системы учета электроэнергии, обслуживание РЗиА	ед.	8	0,0026	0,0208
Всего					3,36

Полученный результат округляем в большую сторону до целого значения. В итоге для обслуживания спроектированной сети необходимо 4 человека.

13.4 Расчет заработной платы

Требуется произвести учёт фонда заработной платы рабочих. Величина фонда оплаты труда персонала для обслуживания элементов сети электроснаб-

жения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, [29], чел.

$$\Phi_{\text{ЗПгод}} = \text{ЗП} \cdot N \cdot 12 \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (118)$$

$$\Phi_{\text{ЗПгод}} = 40,536 \cdot 4 \cdot 12 \cdot 1,6 \cdot 1,6 = 3735,8 \text{ тыс.руб.}$$

где ЗП – среднемесячная заработная плата, для электромонтера на предприятии согласно данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Хабаровскому краю ЗП = 40,536 тыс.руб. [35];

N – численность рабочих, обслуживающих сеть электроснабжения, N=4;

K₁ – коэффициент, учитывающий величину доплаты, K₁ = 1,6;

K₂ – районный коэффициент, K₂ = 1,6.

13.5 Расчет себестоимости электроэнергии

Требуется произвести расчёт себестоимости передачи электроэнергии потребителям района города Хабаровск с учётом покупной электроэнергии по тарифу СН-2, страховых взносов. В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ страховые взносы составляют 30% от ФЗП тыс.руб.:

$$И_{\text{стр. взносы}} = 0,30 \cdot \Phi_{\text{ЗПгод}} \quad (119)$$

$$И_{\text{стр. взносы}} = 0,30 \cdot 3735,8 = 1120,74 \text{ тыс.руб.}$$

Величина стоимости потребленной электроэнергии для сети электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, [29],

$$И_3 = T_3 \cdot W_{\Sigma}, \quad (120)$$

$$И_3 = 1,54 \cdot 21462,6 = 33052 \text{ тыс. руб.}$$

где T_3 – тариф на транспорт электроэнергии для соответствующей организации электроснабжения ($T_3 = 1,54$ руб/кВт·ч по [28]);

W_Σ – количество потребленной электроэнергии за год, кВт·ч/год:

Величина прочих расходов для сети электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, [29]:

$$I_{\text{пр}} = 0,01 \cdot K_\Sigma, \quad (121)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,01 \cdot 24378,2 = 243,78 \text{ тыс.руб.},$$

Величина себестоимости для сети электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, [29],

$$C = I_\Sigma / W \quad (122)$$

$$C = 41567 / 21462,6 = 1,94 \text{ руб./кВт·ч.}$$

где I_Σ - всего годовых затрат, тыс.руб.;

W - полезно отпускаемая электроэнергия потребителями, кВт·ч.

Величина полезно отпускаемой электроэнергии в сеть электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, [27],

$$W = \sum P_P \cdot T_{\text{max}}, \quad (123)$$

$$W = 4293 \cdot 5000 = 21462,6 \text{ кВт·ч/год},$$

где T_{max} – число часов использования максимума нагрузки, $T_{\text{max}} = 5000$ ч.

Таблица 51, которая содержит результаты расчёта себестоимости электроэнергии для сетей 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 51 – Результаты расчета себестоимости электроэнергии

№ п/п	Показатели и статьи расходов	Значение
1	Фонд заработной платы	1218,91
2	Страховые взносы	219,94
3	Амортизация основных средств $I_{ам}$, тыс. руб.	1975,88
4	Затраты на ремонт и эксплуатацию $I_{экс}$, тыс. руб.	33052,39
5	Затраты на потери электроэнергии $I_{\Delta W}$, тыс. руб.	243,78
6	Затраты на покупную электроэнергию $I_{э}$, тыс. руб.	41567,44
7	Прочие расходы $I_{пр}$, тыс. руб.	21462,59
8	Всего годовых затрат I_{Σ} , тыс. руб.	1,94
9	Электроэнергия потребляемая потребителями W , кВт·ч	1218,91
10	Себестоимость одного кВт·ч электроэнергии (передачи) C [23], руб./кВт·ч	219,94

13.6 Оценка экономической эффективности проекта

Требуется произвести расчёт эффективности капитальных затрат в сети 0,4-10 кВ с учётом дисконтирования для района города Хабаровск.

Величина эффекта от продажи электроэнергии для сети электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, тыс.руб., [27]:

$$O_{Pt} = \sum W \cdot T_i \cdot D_i, \quad (124)$$

$$O_{Pt} = 21462,6 \cdot 3,44 \cdot 0,7 = 51682 \text{ тыс. руб.}$$

где W – полезно отпускаемая электроэнергия потребителю, кВт·ч;

T_i – тариф покупки электроэнергией потребителем, составляет 3,44 руб/кВт·ч [36];

D_i – величина спада прибыли, включающая неплатежи, несвоевременное поступление средств, воровство электроэнергии за год, примерно 0,7 о.е.

Величина прибыли для третьего и последующего года реализации инвестиционного проекта по сооружению сети электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, тыс.руб., [27]:

$$\Pi_{6t} = O_{pt} - I'_t - H_t \quad (125)$$

$$\Pi_{6t} = 51682 - 40349 - 2023 = 3724,2 \text{ тыс.руб.}$$

где O_{pt} – величина эффекта от продажи электроэнергии в год,

I'_t – полные эксплуатационные расходы, [27]:

$$I'_t = I_{\Sigma} - I_{ам} \quad (126)$$

$$I'_t = 41567 - 1219 = 40349 \text{ тыс.руб.}$$

Величина ежегодных налоговых отчислений на прибыль для проекта по сооружению сети электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, тыс.руб., [27]:

$$H_t = 0,2 \cdot (O_{pt} - I_{\Sigma}) \quad (127)$$

$$H_t = 0,2 \cdot (51682 - 41567) = 2023 \text{ тыс.руб.}$$

Величина ликвидационной стоимости оборудования принимается в пределах 15% от стоимости капитальных затрат в проектируемую сеть электроснабжения 0,4-10 кВ города Хабаровск и рассчитывается с использованием формулы, тыс.руб., [27]:

$$K_{1 \text{ лик}} = 0,15 \cdot K_t \quad (128)$$

$$K_{1 \text{ лик}} = 0,15 \cdot 24378,2 = 3657 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты K вкладываются частями, первый год осваивается 40 % затрат - 9751,3 тыс.руб., на втором году осваивается 60 % - 14626,9 тыс.руб., анало-

гично прибыль от реализации электроэнергии возвращается частями 40% по итогу первого года – 3724,2 тыс.руб. и 60% по итогу второго года – 5586,3 тыс.руб.

Величина денежного потока рассчитывается с использованием формулы, тыс.руб., [27]:

$$ДП = П_{\delta t} - K, \quad (129)$$

$$ДП = 0 - 9751,29 = -9751,29.$$

Величина дисконтированного денежного потока рассчитывается с использованием формулы для начала проекта, тыс.руб., [27]:

$$ДДП = ДП \cdot (1+E)^t, \quad (130)$$

$$ДДП = -9751,29 \cdot (1+0,09)^1 = -8946,14.$$

где E – ставка дисконтирования, 9% [10].

За каждый последующий год проводится суммирование денежного потока с учётом дисконта с величиной денежного потока в текущем году, получая таким образом нарастающий итог для текущего периода расчёта, для примера определяется величина ДДП для второго года реализации проекта нарастающим итогом, тыс.руб., [27]:

$$ДДП_{2\text{итог}} = ДДП_2 + ДДП_{1\text{итог}};$$

$$ДДП_{2\text{итог}} = -9167,62 - 8946,14 = -18122,76.$$

Таблица 52, которая содержит результаты расчёта дисконтированного денежного потока для сетей 10 кВ района города Хабаровск приводится ниже

по тексту работы. На рисунке 10 показан график дисконтированного денежного потока проекта.

Таблица 56 - Экономические показатели проекта с 1 по 20 год внедрения

год	Kt, тыс.руб.	Π _{0i} , тыс.руб.	ДП, тыс.руб.	ДДП, тыс.руб.	ДДП нарастающим итогом, тыс.руб.
0	0,00		0,00	0,00	0,00
1	9751,29		-9751,29	-8946,14	-8946,14
2	14626,94	3724,20	-10902,74	-9176,62	-18122,76
3		5586,30	5586,30	4313,65	-13809,12
4		9310,49	9310,49	6595,79	-7213,33
5		9310,49	9310,49	6051,18	-1162,14
6		9310,49	9310,49	5551,54	4389,40
7		9310,49	9310,49	5093,16	9482,56
8		9310,49	9310,49	4672,62	14155,18
9		9310,49	9310,49	4286,81	18441,99
10		9310,49	9310,49	3932,85	22374,84
11		9310,49	9310,49	3608,12	25982,97
12		9310,49	9310,49	3310,20	29293,17
13		9310,49	9310,49	3036,88	32330,05
14		9310,49	9310,49	2786,13	35116,19
15		9310,49	9310,49	2556,08	37672,27
16		9310,49	9310,49	2345,03	40017,30
17		9310,49	9310,49	2151,41	42168,71
18		9310,49	9310,49	1973,77	44142,48
19		9310,49	9310,49	1810,79	45953,27
20		9310,49	9314,15	1661,93	47615,20

*- с учётом K_{1 лик}

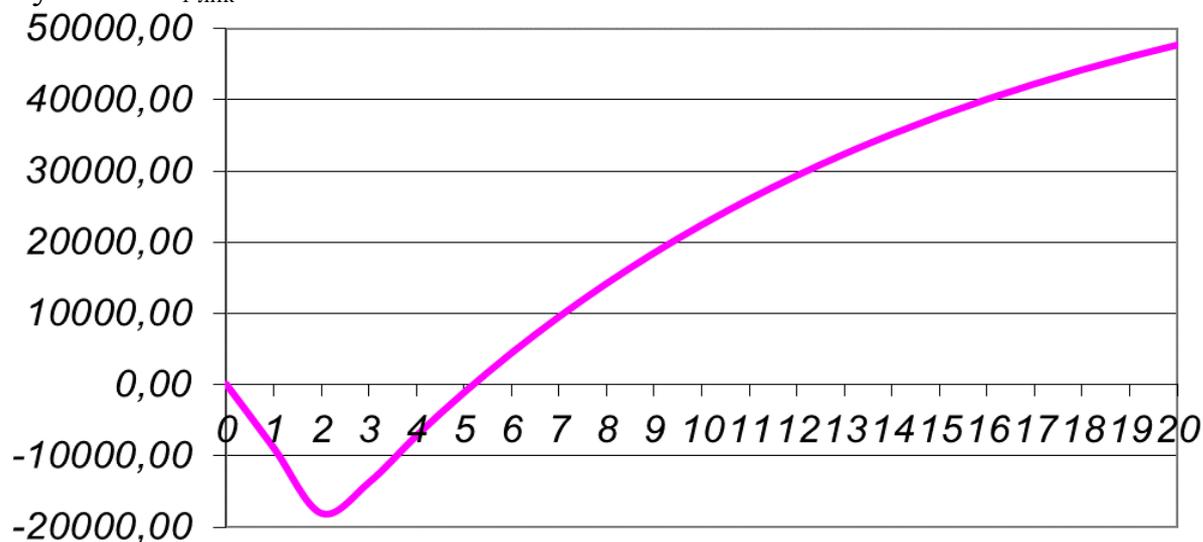


Рисунок 10– Дисконтированный денежный поток проекта

На рисунке 10 показана окупаемость проекта, так же, на рисунке видно, что срок окупаемости составляет 6 лет.

Спустя 20 лет после реализации проекта ЧДД составит 47,6 миллионов рублей. Проект считается экономически эффективным учитывая капитальные затраты и срок окупаемости.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном проекте производится проектирование системы электроснабжения напряжением 0,4 и 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск. Сооружение КТП и КЛ напряжением 10-0,4 кВ выбранного района должно отвечать требованиям:

- 1) безопасности;
- 2) экологичности;
- 3) пожаробезопасности (в качестве чрезвычайной ситуации).

14.1 Безопасность

Так как проектом предусматривается подключение двух новых присоединений к РУ-10 кВ ПС «БН», то необходимо рассмотреть меры по обеспечению безопасности при работе в РУ-10 кВ ПС «БН», [16].

При подготовке рабочего места со снятием напряжения в РУ-10 кВ ПС «БН» должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

1. Произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
2. На приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
3. Проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
4. Установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
5. вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Необходимо выполнить следующие проверки в РУ-10 кВ ПС «БН» в период подготовки к работам в них:

- токоведущие части, ограждение на которых отсутствует и к которым возможно случайное приближение машин и механизмов, также токоведущие части, на которых планируется проводить работы должны быть отключены;
- воздух в системах, осуществляющих привод коммутационных аппаратов должен быть перекрыт, отключены цепи питания проводов, пружины приводов выключателей и разъединителей должны быть сняты с завода.

Видимый разрыв оборудуется на рабочем месте в РУ-10 кВ ПС «БН» со всех сторон, откуда может быть подано напряжение на рабочее место. Наиболее распространенные способы создания видимого разрыва это снятие плавкой вставки предохранителя, отключение разъединителя с условием разведения в противоположные стороны губок разъединителя, отсоединение шин или проводов, отключение выключателя нагрузки с условием разведения в противоположные стороны губок разъединителя.

В РУ 10 кВ ПС «БН» используются КРУ К-63 с выкатными тележками, на которых расположен вакуумный выключатель, в таком случае видимый разрыв обеспечивается положением тележки в выкатном положении. Работы внутри отсека КРУ проводится только при положении тележки «выкачено».

Работы на трансформаторах напряжения и трансформатора тока ПС «БН» проводят только в случае отключения вводов первичной и вторичной обмоток для исключения подачи напряжения и обратной трансформации.

Шунтирующие перемычки должны быть удалены из токопроводящих трактов выключателей, разъединителей, выключателей нагрузки, в чем приступающий к работе персонал убеждается визуально.

Меры, исключающие ошибочное включение или включение без участия работника коммутационных аппаратов, посредством чего к месту работы может быть подано напряжение в РУ-10 кВ ПС «БН»:

- отключенный ручной привод разъединителей и выключателей нагрузки запирается на механический замок либо используются электрические колпаки на ножах разъединителей в РУ-10 кВ ПС «БН»;

- механический замок используется для запираения стационарных ограждений разъединителей, которые управляются оперативной штангой;

- силовые цепи и цепи, управляющие процессом отключения привода коммутационных аппаратов отключаются, в случае использования пневматического привода отключения коммутационного аппарата механический замок должен блокировать задвижку на подводящем трубопроводе, сжатый воздух при этом стравливается из трубопровода, а спускные клапаны переводят в положение «открыто»;

- требуется удостовериться, что пружины приводов коммутационных аппаратов переведены в нерабочее положение;

- требуется удостовериться, что соответствующие запрещающие плакаты размещены в месте проведения работ.

В РУ-10 кВ ПС «БН» со всех токоведущих частей, на которых будет проводиться работа, напряжение должно быть снято отключением коммутационных аппаратов с ручным приводом, а при наличии в схеме предохранителей - снятием последних. При отсутствии в схеме предохранителей предотвращение ошибочного включения коммутационных аппаратов должно быть обеспечено такими мерами, как запираение рукояток или дверец шкафа, закрытие кнопок, установка между контактами коммутационного аппарата изолирующих накладок и др. При снятии напряжения коммутационным аппаратом с дистанционным управлением необходимо разомкнуть вторичную цепь включающей катушки.

Перечисленные меры могут быть заменены расшиновкой или отсоединением кабеля, проводов от коммутационного аппарата либо от оборудования, на котором должны проводиться работы.

Необходимо вывесить запрещающие плакаты.

Отключенное положение коммутационных аппаратов в РУ-10 кВ ПС «БН» с недоступными для осмотра контактами определяется проверкой отсутствия напряжения на их зажимах либо на отходящих шинах, проводах или зажимах оборудования, включаемого этими коммутационными аппаратами. Проверку отсутствия напряжения в комплектных распределительных устройствах ПС «БН» допускается производить с использованием встроенных стационарных указателей напряжения.

Запрещающие плакаты вывешиваются в следующих местах во время проведения работ в РУ-10 кВ ПС «БН»:

- плакаты, содержащие надписи «Не включать! Работают люди» применяются с целью исключить подачу напряжения на место проведения работ и располагаются на приводных рукоятках аппаратов коммутации, имеющих ручное управление, например, выключатели нагрузки, разъединители, рубильники, автоматические выключатели;

- разъединители, управление которых осуществляется оперативной штангой снабжаются плакатом, который вывешивается на ограждении, препятствующем отключению привода, разъединители, управление которых осуществляется по полюсу, снабжаются плакатом на каждом полюсе. Задвижки, перекрывающие доступ воздуха в пневматическую систему разъединителей, снабжаются плакатом «Не открывать! Работают люди»;

- при работах в ячейках трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд, защищаемых предохранителями плакат «Не включать! Работают люди» устанавливается на место снятых предохранителей или патронов.

Ключи и кнопки управления коммутационными аппаратами, автоматические выключатели цепей управления и предохранители цепей управления приводами коммутационными аппаратами при проведении работ на данной аппаратуре оборудуются соответствующими плакатами,

При проведении работ на линейных ячейках КРУ 10 кВ ПС БН привода разъединителей оборудуются плакатам «Не включать! Работа на линии». Опе-

ративный персонал ПС БН даёт указание установить или снять такой плакат, а также ведёт учёт количества работающих бригад на линии.

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ РУ-10 кВ ПС «БН» 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".

При работах вне КРУ РУ-10 кВ ПС «БН» на подключенном к ним 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".

При этом допускается:

- при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей;

- при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и ремонтным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Оперировать выкатной тележкой КРУ РУ-10 кВ ПС «БН» 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 РУ-10 кВ ПС «БН» на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

При проведении испытания дугогасительных камер вакуумных выключателей РУ-10 кВ ПС «БН» применяется специальный экран для защиты работа-

ющего персонала от рентгеновского излучения, так как амплитудное значение испытательного напряжения превышает 20 кВ



Рисунок 13 - Запрещающие плакаты при работе в РУ-10 кВ ПС «БН»

14.2 Экологичность

На стадии проектирования должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения.

Если проект не отвечает требованиям требования экологической безопасности и охраны здоровья населения, то проект не допускается до реализации. Поэтому для данного проекта проводятся расчёты на соблюдение указанных требований.

14.2.1 Отвод земель под электрические сети

Определяем отвод земель под электрические сети в постоянное и временное пользование при строительстве системы электроснабжения напряжением 0,4 и 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск.

Согласно [17], использование земель над кабельными линиями и под проводами воздушных линий по назначению должно осуществляться землевладельцами и землепользователями с соблюдением действующих Правил охраны электрических сетей.

Величина площадь земли, отводимой в постоянное пользование при строительстве КТП 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, м², [17]:

$$S_{\text{III}} = S_{\text{III}} , \quad (133)$$

где $S_{ТПП}$ - площадь земли, отводимая под трансформаторные подстанции, $м^2$.

$$S_{ТПП} = S_{ТП2} \cdot n_{ТП2}, \quad (134)$$

где $S_{ТП2}$ - площадь земли, отводимая под двухтрансформаторную ТП, согласно [17], $м^2$;

$n_{ТП2}$ - количество двухтрансформаторных ТП, шт.

Таблица 53, которая содержит результаты расчёта площади земель, отводимых под постоянное пользование района города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 53 - Отвод земель под постоянное пользование

№ п/п	Наименование ТП	Площади отводимых земельных участков, $м^2$	Число ТП
1	КТП с одним трансформаторами	80	5
2	Всего площадь под ТП	$80 \cdot 5 = 400$	

Отвод земель во временное пользование при строительстве системы электроснабжения напряжением 0,4 и 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск необходим на период строительства КЛ, ТП. Согласно [17], ширина полос земель, предоставляемых во временное краткосрочное пользование для кабельных линий электропередачи на период строительства, должна приниматься для линий напряжением до 35 кВ не более 6 м, для линий напряжением 110 кВ и выше - не более 10 м.

Величина площадь земли, отводимой во временное пользование при строительстве КТП 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, $м^2$, [17]:

$$S_{ВП} = S_{КЛ}, \quad (135)$$

где $S_{КЛ}$ - площадь земельных участков, предоставляемых на период строительства КЛ, $м^2$.

$$S_{КЛ} = (L_{КЛ10кВ} + L_{КЛ0,4кВ}) \cdot L_{полосы}, \quad (136)$$

$$S_{КЛ} = (2900 + 2650) \cdot 6 = 33300 \text{ м}^2,$$

где $L_{КЛ10кВ}, L_{КЛ0,4кВ}$ - длина КЛ 10 и 0,4 кВ соответственно, $м$;

$L_{полосы}$ - ширина полосы земли отчуждения, согласно [17], $м$.

14.2.2 Устройство маслоприёмника КТП

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, в которых осуществляется масляное охлаждение.

При подготовке фундамента под установку трансформаторов при строительстве КТП 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск нужно предусмотреть варианты приспособлений или сооружений, препятствующих распространению масла при разрушении бака трансформатора.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов в соответствии с ПУЭ выполняются маслоприемники, маслоотводы и маслоборники с соблюдением следующих требований:

- устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.;

- маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

Трансформаторы, установленные на подстанции, оборудованы незаглубленными маслоприемниками.

Незаглубленный маслоприемник должен выполняться в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не менее 0,25 и не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

В проектируемом районе применяются комплектные ТП. Трансформаторы размещаются в силовом отсеке ТП, для удобства их установки предусмотрены полозья. Маслоприемник располагается под силовым отсеком ТП. Максимальная мощность трансформаторов ТП 1600 кВА.

Таблица 54, которая содержит паспортные данные трансформаторов примененных в районе города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 54 - Паспортные данные трансформаторов

№ п/п	Типовая мощность, кВА	Вес масла, кг	Габаритные размеры	
			длина	ширина
1	1000	750	2000	1250
2	1600	1180	2250	1300

Из таблицы 54 видно, что на ТП с трансформаторами мощностью 1000 - 1600 кВА вес масла больше 600 кг. При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник [18]. Рассчитаем маслоприемник КТП, рассчитанный на полный объем масла.

Определим габариты маслоприёмника КТП.

Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора, [18]. Принимаем, что габариты маслоприемника на 0,2 м выступают за габариты трансформатора.

Величина площади маслоприёмника для трансформатора КТП мощностью 1000 кВА жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, м²:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \delta) \cdot (B + 2 \cdot \delta) , \quad (137)$$

$$S_{МП} = (2 + 2 \cdot 0,2) \cdot (1,25 + 2 \cdot 0,2) = 3,96 ,$$

где A - длина трансформатора, согласно таблице 54, м;

B - ширина трансформатора, согласно таблице 54, м;

δ - ширина выступа, принимается 0,2 м.

Величина объёма трансформаторного масла для трансформатора КТП мощностью 1000 кВА жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, м³:

$$V_{ТМ} = \frac{M}{\rho_{ТМ}} , \quad (138)$$

$$V_{ТМ} = \frac{750}{880} = 0,85 ,$$

где M - масса масла, согласно таблице 54, кг;

$\rho_{ТМ}$ - плотность масла, выбираемая из диапазона ($\rho_{ТМ} = 880$ кг/м³).

Значение высоты маслоприёмника для приёма 100 % масла КТП мощностью 1000 кВА рассчитывается с использованием формулы, м:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} , \quad (139)$$

$$h_{TM} = \frac{0,85}{3,96} = 0,22 \text{ м.}$$

Значение высоты маслоприёмника с учётом насыпи гравия и зазора от сетки до поверхности масла КТП мощностью 1000 кВА рассчитывается с использованием формулы, м:

$$h_{МП} = h_{TM} + h_2 + h_{en} + h_p \quad (140)$$

$$h_{МП} = 0,22 + 0,25 + 0,05 = 0,59 .$$

где h_2 - толщина слоя гравия на решетке ($h_2=0,25 \text{ м}$);

h_p - расстояние до решетки ($h_p=0,05 \text{ м}$);

h_{en} - толщина воздушной прослойки на гравием ($h_{en}=0,075 \text{ м}$);

Маслоприёмники КТП без отвода масла выполняются заглубленной конструкцией и закрываются металлической решеткой, поверх которой насыпается слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной 0,25 м, либо не пористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Уровень полного объёма масла в маслоприёмнике КТП должен быть ниже решетки более чем на 0,05 м.

Верхний уровень гравия в маслоприемнике КТП под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала.

Эскиз маслоприёмника КТП представлен на рисунке 14.

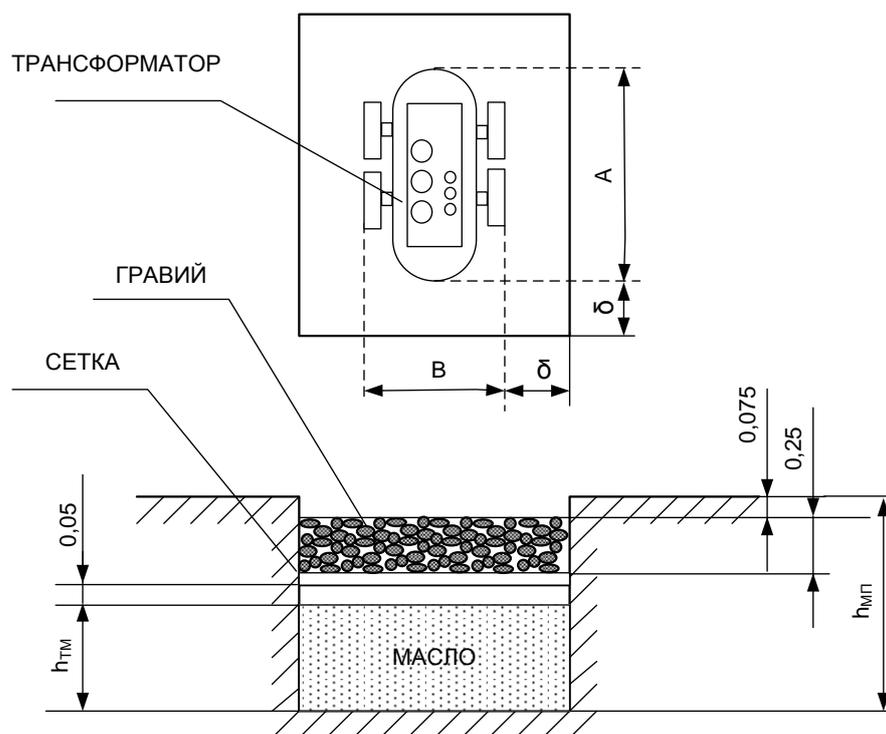


Рисунок 14 - Эскиз маслоприёмника КТП

Таблица 55, которая содержит результаты аналогичного расчёта маслоприёмника для КТП мощностью 1600 кВА, примененных в районе города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

Таблица 55 – Расчёт маслоприёмника

№ п/п	Типовая мощность, кВА	Площадь маслоприёмника, м ²	Объём трансформаторного масла, м ³	Высота маслоприёмника для приёма 100 % масла, м	Окончательная высота маслоприёмника, м
1	1000	3,96	0,85	0,22	0,59
2	1600	4,51	1,34	0,30	0,67

Таким образом, рассчитали габариты маслоприёмника КТП (длину, ширину, глубину). Представили эскиз маслоприёмника на рисунке 8. Расчетная глубина маслоприёмника является минимальной глубиной, ниже которой маслоприёмник не будет обеспечивать отвод масла и пожаробезопасность.

Удаление масла из маслоприёмника КТП должно предусматриваться передвижными средствами при, этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки уровня масла и воды в маслоприёмнике. Внутренняя поверхность маслоприёмника должна быть защищена маслостойким покрытием.

14.2.3 Расчёт шумового воздействия трансформаторов ТП

Определим минимальное расстояние от ТП до территории жилой застройки жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму, согласно [19].

Величина суммарного скорректированного уровня звуковой мощности для двух трансформаторов какой-либо КТП жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, дБА:

$$L_{d\lambda\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}} \quad (141)$$

где L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности для одного трансформатора, согласно [20], дБА.

Также, для расчёта необходимо знать уровень звука, создаваемый источником шума с скорректированной мощностью. Определяем его по [21] для жилых комнат квартир, жилых помещений домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, спальных помещений в детских дошкольных учреждениях и школах-интернатах с учётом поправки на ночное время суток (с 23 часов до 7) L_A равен 45 дБА.

Величина минимального расстояния от КТП до территории жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск рассчитывается с использованием формулы, м:

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{PA\Sigma} - L_A}{10}}}{2 \cdot \pi}} \quad (142)$$

Таким образом, получаем минимальное расстояние, на котором должна быть расположена ТП от жилой зоны жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск, согласно рисунку 11.

Расчёт выполнен с допущением, что КТП используются закрытого типа со звукоизоляцией (в бетонной оболочке). В расчёте минимально допустимого расстояния этот момент не учитывается, в противном случае значения минимально допустимого расстояния в таблице должны измениться в меньшую сторону.

Таблица 56, которая содержит результаты расчёта шумового воздействия для КТП жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск приводится ниже по тексту работы.

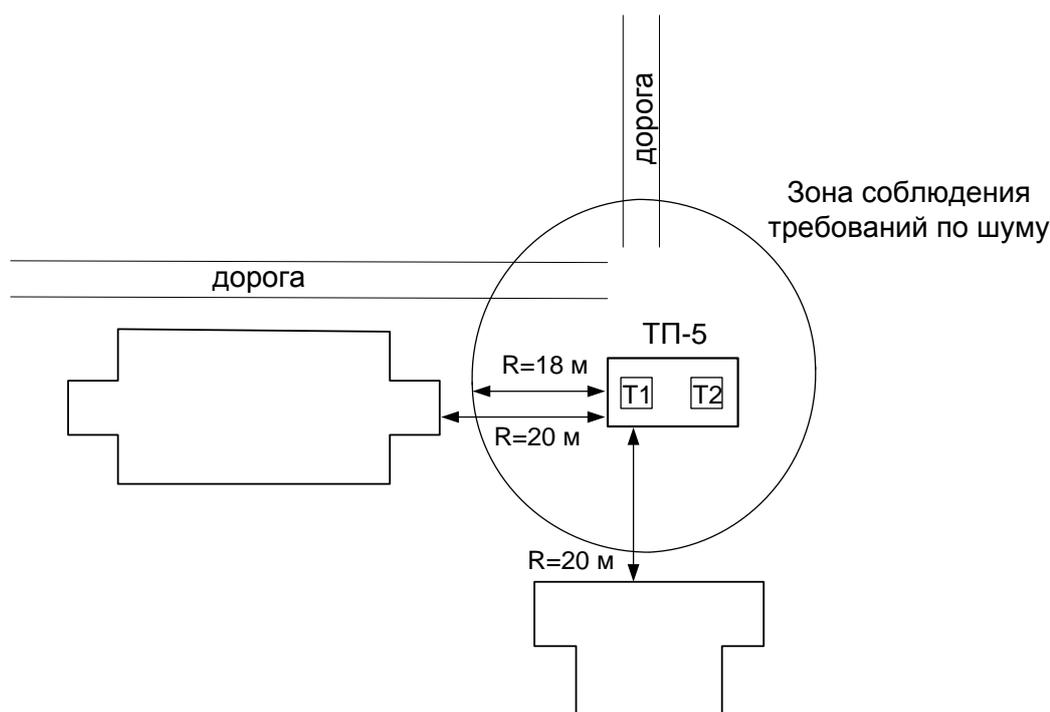


Рисунок 11 – Расположение трансформаторов на подстанции ТП-5

Таблица 56 – Шумовое воздействие

№ ТП	Число трансформаторов	Типовая мощность, кВА	Корректированный уровень звуковой мощности L_{PA} , дБА	Суммарный корректированный уровень звуковой мощности $L_{D\Delta\Sigma}$, дБА	Минимальное расстояние от подстанции до территории жилой застройки R, м
1	2	1000	73	76	14
2	2	1000	73	76	14

3	2	630	70	73	10
4	2	630	70	73	10
5	2	1600	75	78	18

Все ТП жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск находятся на расстоянии минимум 20 м от территории жилой застройки, что больше минимально допустимого расстояния 18 м.

14.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим в качестве чрезвычайной ситуации пожар в маслonaполненном трансформаторе КТП 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск. В проектируемых КТП, каждый трансформатор помещают в отдельной камере, которая соединяется монтажными проемами с помещением распределительного щита и кабельными каналами.

Согласно [21], особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и растеканию горящего масла. Пожары из камер, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещение распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

ПС «БН» снабжена надежной системой аварийной защиты и сигнализации. При возникновении пожаров поврежденное оборудование и аппараты автоматически отключаются устройствами релейной защиты.

Рассмотрим порядок действий по тушению пожаров в трансформаторах КТП 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск, [22]. Весь начальствующий состав Центрального РЭС Хабаровских электрических сетей (обслуживающих сети 10-0,4 кВ данного проекта), привлекаемый к тушению пожаров на этих объектах, должен не реже одного раза в год проходить специальный инструктаж под руководством

инженерно-технического персонала Хабаровских электрических сетей по заранее разработанной программе.

Дежурный персонал Центрального РЭС Хабаровских электрических сетей при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству ФАО «ДРСК» - «Хабаровские ЭС» и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене Центрального РЭС Хабаровских электрических сетей определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

Старший начальник, возглавляющий пожарные подразделения, по прибытии на пожар немедленно связывается со старшим по смене и получает от него необходимые сведения о пожаре. Старший из числа технического персонала или оперативной выездной бригады (ОВБ) проводит с личным составом пожарных подразделений тщательный инструктаж и выдает письменное разрешение на проведение работ по тушению пожара. При этом на месте пожара представитель Центрального РЭС Хабаровских электрических сетей устанавливает и обозначает указателями зону, где могут проводить пожарные подразделения боевые действия по тушению.

В разрешении на проведение тушения пожара указывают наименование объекта (КТП), место проведения тушения пожара, какие установки разрешается тушить, обесточенные и не обесточенные электроустановки и кабели, места их расположения и максимальное напряжение, а также дату, часы и минуты, когда выдано разрешение.

По прибытии на пожар пожарных подразделений независимо от их количества во всех случаях организуют штаб пожаротушения, в состав которого обязательно включают старшего представителя Центрального РЭС Хабаровских электрических сетей.

В процессе тушения пожара все боевые действия подразделений осуществляют с учетом указаний старших руководителей администрации или оперативно-выездной бригады. В свою очередь, старший из числа инженерно-технического персонала или оперативно-выездной бригады согласовывает свои действия с РТП и информирует его об изменениях в работе электроустановки и другого оборудования.

Разведку пожара на КТП 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск организуют и проводят несколькими разведывательными группами в различных направлениях. Группы разведки газодымозащитников целесообразно создавать в составе 4—5 чел. под руководством лиц начальствующего состава. В обязательном порядке организуются контрольно-пропускные пункты и резервные звенья.

При разведке пожара необходимо постоянно поддерживать связь со старшим по смене Центрального РЭС Хабаровских электрических сетей. Кроме общих задач в разведке пожара определяют: какие стационарные системы целесообразно привести в действие, возможность взрыва и растекания горючих жидкостей; участки и помещения, где невозможно пребывание и действия пожарных; работа каких агрегатов может способствовать распространению огня и продуктов сгорания; какие установки и аппараты будут опасны для пожарных в процессе тушения; наличие и горение жидкометаллического теплоносителя, а также опасных уровней радиации и какие меры безопасности необходимо соблюдать личному составу при тушении и др. В ходе разведки пожара личному составу входить в помещения, где есть установки под высоким напряжением, разрешается только по согласованию с дежурным персоналом. В процессе тушения разведку необходимо проводить в помещениях главного пункта управления и релейных пунктов. При тушении пожаров на КТП 10 кВ жилого комплекса «Амурские зори» в районе Уссурийского бульвара города Хабаровск необходимо строго соблюдать требование: если об отключении электрооборудования или кабелей не указано в разрешении на проведение тушения, то их считают под напряжением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проектирования приняты следующие решения по основным разделам пояснительной записки.

По низковольтному электроснабжению выполнены расчёт в соответствии с действующими нормативными документами и рекомендациями, для города Хабаровск действующая классификация как крупного города учтена в расчёте нагрузок жилых и общественных зданий проектируемого района застройки.

По высоковольтному электроснабжению на основе результатов расчёта низковольтной части сделано обобщение нагрузки с учётом коэффициента одновременности на шинах 10 кВ ПС БН.

Определено количество и мощности трансформаторов ТП, выбраны аппараты и кабели 10 кВ, рассчитаны токи короткого замыкания, спроектирована система внешнего электроснабжения, произведена компенсация реактивной мощности и емкостных токов.

В РУ питающей ПС БН выбрано и проверено силовое оборудование КРУ-10 кВ, вакуумные выключатели 10 кВ, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ошиновка КРУ, ограничители перенапряжения.

В РУ 10-0,4 кВ КТП выбраны и проверены выключатели нагрузки, автоматические выключатели, предохранители.

Проведена оценка надёжности схемы питания района города Хабаровск 10 кВ вероятностным методом, ущерб от недоотпуска составляет 2781 рублей в год.

Выбраны проверены уставки релейной защиты и автоматики на базе микропроцессорных блоков для городских сетей «Сириус-Л».

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены организационно-технические мероприятия по обеспечению электро- и пожаробезопасности ЭУ и на предприятии, мероприятия и средства по предупреждению чрезвычайных ситуаций и ликвидации их последствий. Рассчитано шумовое воздействие

трансформаторов КТП, определена площадь отводимых земель в постоянное и временное пользование, рассчитан маслоприемник КТП.

Эффективность инвестиций в реализацию проекта сооружения сетей 0,4-10 кВ оценена с учётом дисконтирования, произведен расчет капиталовложений проектируемой сети, затрат на эксплуатацию сети, себестоимости электроэнергии, в итоге получены данные по сроку окупаемости капитальных затрат 6 лет, себестоимость отпущенной электроэнергии составляет 1,94 руб/кВтч при тарифе для потребителя 3,44 руб/кВтч.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
- 2 URL: <http://www.armonoengineering.ru/about/partners/otis.ahtm> (доступ от 10.04.2021)
- 3 URL: <http://www.jeelex.ru/> (доступ от 10.04.2021)
- 4 Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2015. – 96 с.; ил.
- 5 Киреева Э. А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий./Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е — М.: НТФ «Энергопресс», 2016. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).
- 6 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. -М.: Энергоатомиздат, 2012. – 305 с. Москва.
- 7 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков. -М.: Энергоатомиздат, 2010. – 608 с.
- 8 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98, М.: Издательство НЦ ЭНАС., 2012.
- 9 Фёдоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/ А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова.- М.: Энергоатомиздат, 2017. – 369 с.
- 10 Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2017. — 240 с: ил.
- 11 Китушин В. Г. Надёжность электроэнергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учеб. пособие. – Новосибирск.: Изд-во НГТУ, 2016. – 256 с.
- 12 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2015. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

13 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 2010.

14 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2017. — 964 с.

15 Экономика промышленности: учеб. пособие для вузов. В 3 т, Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. — В 3 кн. Кн. 1-3 / под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. - М.: изд-во МЭИ, 2018.

16 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)

17 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

18 Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 648 с.

19 Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

20 Шум. Трансформаторы силовые масляные ГОСТ 12.2.024—87 ССБТ.

21 URL:http://www.coolreferat.com/Тушение_пожаров_на_электроустановках,_электростанциях_и_подстанциях (доступ от 6.04.2021).

22 Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах . - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2005. - 192 с.

23 Электрооборудование подстанций [Электронный ресурс]: офиц. сайт.— 11.03.2007.— режим доступа: http://www.eti.su/price/highpower/transformation/transformation_1205.html. – 02.04.2021.

24 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая ред.)/Мин. экономики РФ, Мин. финансов РФ, Г К по р-

ву, архит. и жил. политике; рук. авт. коллект. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. ~М.: ОАО «НПО»; Экономика, 2010.-421 с.

25 Постановление №44/6 от 29.12.2020г. Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского Края (Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Хабаровского края на 2021 год)

26 МДК 5-01.01 Рекомендации по нормированию труда работников энергетического хозяйства // Государственный комитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу. Утв. приказом Госстроя РФ №58 от 03.04.2010.

27 Егоршин А.П. Управление персоналом: учебник для вузов / А.П. Егоршин. - 3-е изд. - Н. Новгород: НИМБ, 2011. - 720 с.

28 Приложение 28 к постановлению комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 24.12.2020 №42/13 «Об установлении для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, приобретающих её в целях компенсации потерь в сетях, принадлежащих данным организациям на праве собственности или ином законном основании.

29 Микропроцессорная релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]: режим доступа: [http:// www.printsip.ru/cgi/shop/item/Sirius-2-L](http://www.printsip.ru/cgi/shop/item/Sirius-2-L) – 02.04.2021.

30 URL: <http://maps.rosreestr.ru/portalOnline/> (доступ от 20.05.2021).

31 URL: http://to27.rosreestr.ru/kadastr/cadastral_estimation/result/(доступ от 20.05.2021).

32 URL: http://habstat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/habstat/resources/6291000047fe37a5b1e6b5ed3bc4492f/%D0%A1%D1%80%D0%B5%D0%B4%D0%BD%D0%B5%D0%BC%D0%B5%D1%81%D1%8F%D1%87%D0%BD%D0%B0%D1%8F+%D0%BD%D0%B0%D1%87%D0%B8%D1%81%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%B0%D1%8F+%D0%B7%D0%B0%D1%80%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%82%D0%BD%D0%B0%D1%8F+%D0%BF%D0%BB%D0%

В0%D1%82%D0%B0+%D0%B7%D0%B0+%D1%84%D0%B5%D0%B2%D1%80
%D0%B0%D0%BB%D1%8C+2015.htm (доступ от 20.05.2021).

33 Постановление Правительства Хабаровского края от 18.12.2020 № 41/1

ПРИЛОЖЕНИЕ

Расчёт надёжности сети 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.004$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.B} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.B} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$	$a_{о.п} := 0.0022$

Кабельные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.075$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.л} := 16$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 1$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.л} := 2$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.сш} := 7$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.сш} := 5$

КТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{кТП} := 0.05$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.кТП} := 10$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{кТП} := 0.4$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.кТП} := 4$

Вероятности отказа элементов схемы

$q_{л1} := 0.0003973$	$q_{сш} := 0.000024$	$q_{рзшин} := 0.002$	$q_{рзтр} := 0.0012$
$q_{кТП1} := 0.0001712$	$q_{вст} := 0.0000073$	$q_{рзлин} := 0.0012$	$\omega_{рзв} := 0.0012$

$$q_{B3} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3LIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{L1})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH} + \mu_L}{8760}$$

$$q_{B3} = 7.596 \times 10^{-6}$$

$$q_{B5} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3LIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{L1})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH} + \mu_L}{8760}$$

$$q_{B5} = 7.596 \times 10^{-6}$$

$$q_{B4} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{CSH})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{2\mu_{CSH}}{8760}$$

$$q_{B4} = 7.384 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B3} + q_{L1} + q_{CSH} + q_{KTP1} \quad q_1 = 0.0006001$$

$$q_2 := q_{B5} + q_{L1} + q_{CSH} + q_{KTP1} \quad q_2 = 0.0006001$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot 2.9\omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_L) \quad \omega_{B3} = 6.57303 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B5} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot 2.9\omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_L) \quad \omega_{B5} = 6.57303 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B4} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH})$$

$$\omega_1 := 2\omega_{CSH} + 2\omega_{B3} + 2.9\omega_L + 10\omega_{KTP1} \quad \omega_2 := \omega_1$$

$$\omega_1 = 0.791 \quad \omega_2 = 0.791$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{\text{сист}} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + (\omega_1 - \omega_{\text{л}}) \cdot q_2 + (\omega_2 - \omega_{\text{л}}) \cdot q_1$$

$$\omega_{\text{сист}} = 0.018078$$

Коэффициент

$$K_{\text{пр1}} := 1 - e^{\frac{-T_{\text{р.л}}}{T_{\text{в.л}}}} \quad K_{\text{пр1}} = 0.118$$

$$K_{\text{пр2}} := 1 - e^{\frac{-T_{\text{р.л}}}{T_{\text{в.л}}}} \quad K_{\text{пр2}} = 0.118$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сбезАВР}} := q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{\text{сбезАВР}} = 0.00011$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{В3}}) \cdot [(1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})]$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{В4}}) \cdot (0.91)$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сбезАВР}} \cdot p_1 \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_2) \cdot p_1 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot (1 - p_2)$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.04656317$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00011186$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.99989$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 60}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 0.4 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_R := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_R = 5.8 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_C = 55.3 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 4293 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 4293 K_{\text{ПС}} \cdot 5500 \quad W_{\text{нед}} = 2641.2 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 4293 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 0.4802 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 3.53 \quad Y_{\text{нед}} = 9323.5 \quad \text{руб}$$