

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 микрорайона Тепличный в городе Благовещенск Амурской области

Исполнитель

студент группы 742 об3

(подпись, дата)

Н.В. Почтаренко

Руководитель

профессор, доктор техн.наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

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 Почтаренко Натальи Владимировны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Тепличный в городе Благовещенск Амурской области

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 15.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, экспликация зданий и сооружений, исходные данные с производственной практики, нормативно-справочная литература.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Составление характеристики района, расчет электрических нагрузок, выбор и проверка числа и мощности трансформаторов, а также схемы и конструкция трансформаторных подстанций, рассчитать токи короткого замыкания, выбрать и проверить электрические аппараты высокого и низкого напряжения, оценить надежность электроснабжения потребителей микрорайона, обеспечить безопасность и экологичность работы.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Исходные данные проектируемого района, однолинейная схема ПС 110/10 Чигири, результаты расчета электрических нагрузок существующих жилых зданий, схема потокопровода петлевой сети, расчет в программе MathCad15.

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

7. Дата выдачи задания 23.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна профессор, доктор техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 23.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 160 стр., 18 рисунков, 43 таблицы, 184 формул, 36 источников, 5 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДА, ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ, РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ПИТАЮЩИЕ ЛИНИИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЗАЩИТА ОТХОДЯЩИХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ, АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В выпускной квалификационной работе разработана схема электроснабжения микрорайона Тепличный в городе Благовещенск.

В ходе работы были рассчитаны электрические нагрузки района, выбраны сечения кабелей сетей 0,4 кВ и 10 кВ, определены число и мощность трансформаторных подстанций, рассчитаны токи КЗ на высокое и низкое напряжение, по которым было выбрано и проверено основное оборудование распределительного пункта и трансформаторной подстанции, определены безопасность и экологичность выпускной квалификационной работы, а также проведена оценка надежности системы электроснабжения.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Характеристика города Благовещенск и микрорайона Тепличный	11
1.1 Краткое описание города и рассматриваемого микрорайона	11
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности города Благовещенск	12
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии микрорайона Тепличный	14
1.4 Целесообразность проектирования системы электроснабжения микрорайона Тепличный	14
2 Анализ существующей системы электроснабжения города Благовещенск и микрорайона Тепличный	15
2.1 Источники питания и их анализ	15
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП в микрорайоне Тепличный	16
2.3 Характеристика схемы электроснабжения микрорайона Тепличный и ее анализ	18
3 Расчет электрических нагрузок	20
3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников	20
3.1.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	20
3.1.2 Расчет электрических нагрузок социальной инфраструктуры	24
3.2 Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников	25
4 Низковольтное электроснабжение проектируемого микрорайона Тепличный	27
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	27
4.2 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	27
4.3 Определение расчетных мощностей на участках линий	28
4.4 Выбор площади сечений и количества линий	32

4.5 Расчет наружного освещения	36
5 Выбор ТП	38
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП 0,4 кВ	38
5.2 Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности	39
5.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	40
5.4 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение	42
5.5 Определение места расположения ТП	44
5.6 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП и линиях	46
6 Выбор схемы и параметров распределительной сети 10 кВ	50
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	50
6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	51
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	52
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	55
6.5 Расчет электрических нагрузок на шинах РП	59
6.6 Выбор схемы и конструкции РП	60
6.7 Выбор и проверка сечений питающих линий 10 кВ	61
7 Расчет токов короткого замыкания	63
7.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ	64
7.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 0,4 кВ	68
8 Проверка сечений кабельных линий 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	75
9 Выбор и проверка электрических аппаратов РП и КТП	77
9.1. Выбор и проверка электрических аппаратов РП	77
9.1.1 Выбор и проверка выключателей	77
9.1.2 Выбор комплектных распределительных устройств	81
9.1.3 Выбор и проверка трансформатора тока	83
9.1.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	88
9.1.5 Выбор и проверка жестких шин	89
9.1.6 Выбор и проверка опорных изоляторов	93
9.1.7 Выбор и проверка предохранителей ТН	95

9.1.8	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	95
9.1.9	Выбор и проверка ОПН	97
9.2	Выбор и проверка основного оборудования КТП	99
9.2.1	Выбор и проверка выключателей нагрузки	100
9.2.2	Выбор распределительных устройств	101
9.2.3	Выбор и проверка трансформатора тока	103
9.2.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	104
9.2.5	Выбор и проверка гибких шин 10 кВ	105
9.2.6	Выбор и проверка жестких шин 0,4 кВ	107
9.2.7	Выбор и проверка ОПН	110
9.2.8	Выбор и проверка предохранителей	111
9.2.9	Выбор и проверка автоматических выключателей	112
10	Заземление и молниезащита подстанции «КТП 1»	115
10.1	Заземление подстанции «КТП 1»	115
10.2	Молниезащита подстанции «КТП 1»	118
11	Релейная защита и автоматика, сигнализация в схеме электроснабжения микрорайона на РП	120
11.1	Выбор системы оперативного тока	120
11.2	Виды и типы релейной защиты	124
11.3	Релейная защита отходящего присоединения	124
11.3.1	Максимальная токовая защита	125
11.3.2	Токовая отсечка	127
11.3.3	Защита от однофазных замыканий на землю	128
11.4	Автоматика	129
11.5	Сигнализация	130
12	Оценка надежности системы электроснабжения проектируемого микрорайона	132
13	Безопасность и экологичность проекта	144
13.1	Безопасность	144
13.2	Экологичность	147

13.3 Чрезвычайные ситуации	152
Заключение	155
Библиографический список	157
Приложение А – Исходные данные проектируемого района	161
Приложение Б – Однолинейная схема ПС 110/10 Чигири	164
Приложение В – Результаты расчета электрических нагрузок существующих жилых зданий	165
Приложение Г – Схема потокораздела петлевой сети	169
Приложение Д – Расчет в программе MathCad 15	170

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВРУ – вводно – распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КСО – камера сборная одностороннего обслуживания;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

СВ – секционный выключатель;

СТУ – санитарно-техническое устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

ЦП – центр питания;

ЦЭН – центр электрических нагрузок;

ЦЭС – центральная энергетическая система;

ЩО – панель распределительного щита одностороннего обслуживания;

ЭСГ – электроснабжение городов.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день для России проблема электроснабжения больших городов имеет особую значимость, поскольку производится массовая многоэтажная застройка как административных, так и жилых районов города, с возрастающей электрификацией бытовой и коммунальной сфер, а также ростом категорийности электроприемников. В связи с вышеперечисленным требуется существенное повышение надежности электроснабжения крупных городов за счет рассмотрения актуальных для них свойств, таких как безопасность, живучесть и безотказность.

Основные проблемы энергоснабжения городов связаны с живучестью и безопасностью. Для их решения необходимо руководствоваться современными требованиями, предъявляемыми при проектировании систем электроснабжения городов.

Темой выпускной квалификационной работы является: «Проектирование системы электроснабжения микрорайона Тепличный в городе Благовещенск Амурской области».

Целью проекта является разработка системы электроснабжения микрорайона Тепличный, обеспечивающей надежное и качественное снабжение электроэнергией потребителей рассматриваемого микрорайона.

Данная тема актуальна тем, что на сегодняшний день идет активная застройка города Благовещенск из-за увеличения численности городского населения согласно Генерального плана развития города Благовещенск на 2007-2025 г.г. [26]. Так как система электроснабжения городов, существующая сегодня не может обеспечить высокий уровень качества и надежности снабжения потребителей электроэнергией, необходимо спроектировать систему электроснабжения района, отвечающую требованиям охраны окружающей среды и современным методам проектирования за счет использования новых технологий и оборудования.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

1. Разработать новую и проверить действующую систему электроснабжения микрорайона Тепличный на основе современных технологий и методов проектирования.

2. Выбрать современное электротехническое оборудование, отвечающее требованиям электроснабжения.

3. Выполнить расчет заземляющих устройств КТП.

4. Оценить надежность системы электроснабжения микрорайона Тепличный.

5. Проанализировать безопасность и экологичность проекта.

Практическая значимость работы заключается в:

1) повышении надежности и экономичности электроснабжения микрорайона;

2) снижении эксплуатационных расходов,

3) экономии электроэнергии.

При выполнении бакалаврской работы было использовано программное обеспечение: Microsoft Office (текстовый процессор - Word 2016, программа, векторный графический редактор - Visio 2016), инженерное математическое программное обеспечение – Mathcad, приложение для работы с формулами – MathType.

Количество листов графической части в ВКР равно 6.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСК И МИКРОРАЙОНА ТЕПЛИЧНЫЙ

Данный раздел необходим для анализа местности при проектировании системы электроснабжения. Для этого определяются климатические и географические особенности города. Анализ этого раздела будет учитываться при дальнейшем выборе электрооборудования на подстанции, а также выборе конструкции кабельных линий и способе их прокладки. При проектировании системы электроснабжения района необходимо определить правильное расположение трансформаторных подстанций, поэтому в первую очередь для этого составляется характеристика потребителей электроэнергии и определяется их категория надежности.

1.1 Краткое описание города и рассматриваемого микрорайона

Административным центром Амурской области является город Благовещенск, расположенный на юге области на границе с Китаем. Занимаемая городом площадь составляет 320,97 км². Численность населения по статистическим данным составляет 225787 человек на 1 января 2021 года. Плотность населения равна 704 чел./км². Тип застройки города Благовещенск напоминает римский военный лагерь. Широкие, прямые и ровные улицы, идущие параллельно и перпендикулярно друг другу. Одни берут начало от Зеи, другие от Амура. Основными отраслями промышленности города являются добывающая, энергетическая, производство строительных материалов.

Микрорайон Тепличный расположен в северной части города, на границу с с. Чигири, на некотором удалении от центра. Площадь, занимаемая микрорайоном, составляет 0,29 км² или 29 га, где существующая часть района занимает 0,22 км², а застраиваемая 0,07 км². Ожидаемая численность населения всего микрорайона 9845 человек. Предположительная плотность населения 339 чел./км². В существующей части района стоит 31 дом этажностью:

3эт., 5 эт., 9 эт., 10 эт. и 6 коммунально-бытовых потребителей. В застраиваемой части будут строиться 12 домов этажностью: 9 эт., 10 эт., а также 2 коммунально-бытовых потребителя. Данный район является селитебной зоной. Удаленность микрорайона от центра города благоприятно влияет на экологическую обстановку района. План проектируемого жилого района изображён на рисунке 1.

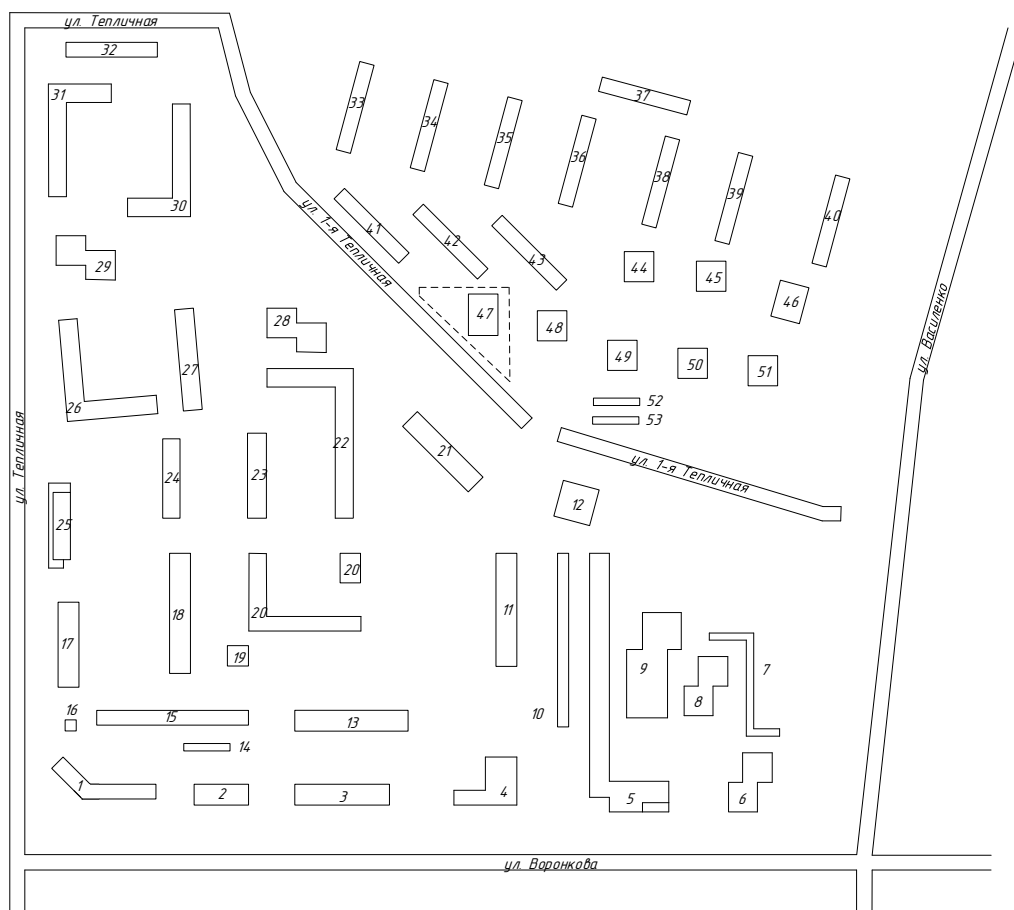


Рисунок 1 – План проектируемого жилого района

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности города Благовещенск

Город Благовещенск расположен на левом берегу Амура и на правом берегу Зеи. Находится в 7985 км к востоку от Москвы, граничит с районом Айхуэй китайского городского округа Хэйхэ. Город Благовещенск и городской округ Хэйхэ разделяет река Амур, ширина которой в этой местности около 550 метров. Город расположен на крайнем юге Амурско-Зейской равнины. Рельеф

города в основном равнинный, но и имеются небольшие возвышенности. В самом городе протекают реки Бурхановка и Чигиринка. В дальнейшем рельеф местности необходим при выборе типов опор ЛЭП, трасс КЛ, ВЛ и КВЛ. По сейсмической активности город Благовещенск по шкале MSK-64 имеет интенсивность землетрясений в 6 баллов.

Климатические характеристики города Благовещенск приняты на основе карт климатического районирования по метеостанции «Благовещенск», предоставленным АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» [10], так же взяты из [32]. В зависимости от климатических характеристик района производится выбор оборудования, которое должно соответствовать по своим характеристикам местности.

Основные климатические характеристики города Благовещенск приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики города Благовещенск

Климатическая характеристика	Показатели	Область применения
Среднегодовая температура	+1,3 С ⁰	Выбор сечения проводников ВЛ, КЛ, прогнозирование потребления, на определенные периоды
Минимальная температура	-45 С ⁰	
Максимальная температура	+39 С ⁰	
Район по ветровому давлению/ направление ветра	I район - 400 Па (25м/с)/ зима: северо-запад, лето: юг и юго-восток	Проектирование ВЛ
Толщина стенки гололеда	II район, – от 10,1 до 15 мм	Выбор сечения проводников ВЛ
Глубина промерзания грунта / состав грунта	2-3 м / песок средней крупности и песок гравелистый, глина, суглинки	Выбор сечения КЛ
Среднегодовая продолжительность гроз/ плотность ударов молнии в землю	40 - 50 часов, 4 1/(1км ² *год)	Проектирование молниезащиты
Степень загрязнения окружающей среды	II	Выбор изоляции проводников ВЛ
Влажность	62%, 0,014 кг/м ³	Выбор распределительных устройств

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии микрорайона Тепличный

В проектируемом районе большую часть потребителей составляют многоэтажные жилые дома и общественные здания. По количеству этажей жилые здания делятся на 5, 9, 10 этажные, в которых приготовление пищи осуществляется на электрических плитах. В небольшом количестве жилых домов находятся коммунально-бытовые потребители, т.е. маленькие предприятия: магазины, аптеки, парикмахерские, детские сады. К общественным зданиям относятся: гаражи, магазины, административные здания. В процентном соотношении коммунальная нагрузка составляет примерно 52%, а бытовая примерно 48%. Потребители электроэнергии в микрорайоне относятся к I, II, III категориям надежности. К I категории относятся дома с лифтовыми установками, относящимися к I категории надежности, и остальными электроприемниками, относящимися ко II категории, количество этажей которых составляет 9, 10 (60%). Ко II категории надежности относятся: дома этажностью 3 и 5 с электрическими плитами, детский садик, супермаркет (№47) (25%). К III категории относятся гаражи, подземные сооружения, магазин (15%).

В качестве исходных данных для расчета была составлена таблица характеристик потребителей проектируемого жилого района, представленная в Приложении А. Новой нагрузкой района являются следующие номера на плане: 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42, 43, 46, 47, 48.

1.4 Целесообразность проектирования системы электроснабжения микрорайона Тепличный

Строительство микрорайона Тепличный было начато в 1992 году, то есть частичная система электроснабжения была реализована. Данная система электроснабжения на сегодняшний день представлена 6 трансформаторными подстанциями, которые питаются от ПС Чигири. Однако интенсивность строительства микрорайона ведет к необходимости дальнейшего проектирования системы электроснабжения.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСК И МИКРОРАЙОНА ТЕПЛИЧНЫЙ

В разделе производится анализ существующей системы электроснабжения микрорайона. Сначала рассматриваются источники питания, которые снабжают электроэнергией микрорайон Тепличный. Далее проводится анализ существующей системы электроснабжения микрорайона Тепличный для дальнейшего проектирования электроснабжения новой части этого микрорайона.

2.1 Источники питания и их анализ

Центром питания является понижающая подстанция Чигири 110/10 кВ, которая расположена около села Чигири. ПС Чигири снабжает электроэнергией не только Тепличный район и СХПК Тепличный, но и Амурскую областную больницу, перинатальный центр, поселок Плодопитомник и часть с. Чигири. Подстанция в свою очередь запитана отпайками от ЛЭП 110 кВ «БТЭЦ – Благовещенская 1» и «БТЭЦ – Благовещенская 2».

На ПС Чигири установлены два двухобмоточных трансформатора с расщепленной обмоткой ТРДН – 40000 кВА напряжением 110/10 кВ с встроенным РПН.

ОРУ 110 кВ ПС Чигири построено по схеме – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. В ОРУ установлены два элегазовые выключатели ЛТВ – 145D1 на приводе ВЛК – 222 в цепях трансформаторов (В-110 Т1 и В-110 Т2). Данные выключатели соответствуют современным требованиям, предъявляемым к РУ 110 кВ. На ОРУ установлено 6 разъединителей типа РГП-1з(2з)-II-1250 УХЛ1 в цепях трансформаторов, линий и шин, 6 ограничителей перенапряжения ОПН-А-110/80-10/650 (II) 3 УХЛ, 2 трансформатора тока типа ТОГМ-110-IV- УХЛ1, 2 высокочастотных заградителя ВЗ-1250-0,5 УХЛ1 на линии 110 кВ.

ОРУ 10 кВ ПС Чигири выполнено по схеме – две, секционированные выключателями, системы шин, где выключатели относятся по типу вакуумным ВВ/TEL-10-25/1600 У2 для первой системы шин, ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2 для второй.

Распределительное устройство включается в себя 43 линейных ячеек 10 кВ типа К-59, К-49 (14 ячеек резервные), укомплектованные выкатными тележками с выключателями типа ВВ/TEL-10-20/1000 У2, ВВ/TEL-10-25/1600 У2 (яч. №5,10,16), ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2 (яч. №34,42,45), ВВ/TEL-10-20/630 У2 (яч. №21). На РУ установлено: 49 трансформаторов тока типа ТОЛ-10, ТЛМ-10, ТПЛ-10с и 2 шинных трансформатора тока типа СТТ-10; 4 трансформатора напряжения типа НТМИ-10 для первой системы шин и НАМИ-10-95 для второй системы шин; 6 предохранителей типа ПКТУ-10. Так же стоят 2 трансформатора собственных нужд ТМГ-160/10, 4 дугогасящих реактора для первой системы шин 2 реактора типа РЗДПОМ-190/10, для второй АДМК-400/10. 6 ограничителей перенапряжения типов ОПН-10/12-10-(II) УХЛ1, ОПНп – 10/600/12 УХЛ1.

Анализируя схему и оборудование ПС Чигири, можно сделать вывод, что оборудование, установленное на подстанции, удовлетворяет современным требованиям.

Существующая однолинейная схема ПС 110/10 Чигири была получена в АО «ДРСК» [9], представлена в Приложении Б.

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП в микрорайоне Тепличный

На сегодняшний день на территории рассматриваемого района в эксплуатации находится 5 трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ: ТП 35м, ТП 41м, ТП 47м, ТП 52м, ТП 57м, снабжающие электроэнергией жилую застройку. Мощность и нагрузка трансформаторных подстанций получены в АКС [7] и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные контрольных замеров трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ микрорайона Тепличный

Название ТП	Число установленных трансформаторов	Номинальная мощность трансформаторов, кВА	Данные контрольных замеров, кВт
ТП 35м	2	1000	882
ТП 41м	2	1000	789
ТП 47м	2	1000	841
ТП 52м	2	1000	873
ТП 57м	2	1000	908
ТП №706	2	630	533

На основе приведенных данных контрольных замеров рассчитываются коэффициенты загрузки трансформаторов.

Фактическая загрузка силовых трансформаторов рассчитывается по формуле [14]:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{факт}}{S_{Т_{ном}} \cdot n}, \quad (1)$$

где $S_{факт}$ - фактическая загрузка трансформаторов по данным контрольных замеров, кВА;

n - количество трансформаторов на ТП, шт;

$S_{Т_{ном}}$ - номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

Таблица 3 - Контрольные замеры существующих ТП в максимальный период

Название ТП	Число установленных трансформаторов	Номинальная мощность трансформаторов, кВА	Данные контрольных замеров, кВт	$K_{з.ф.}$
1	2	3	4	5
ТП 35м	2	1000	882	0,5
ТП 41м	2	1000	789	0,5
ТП 47м	2	1000	841	0,5
ТП 52м	2	1000	873	0,5
ТП 57м	2	1000	908	0,4
ТП 706	2	630	533	0,4

Анализ таблицы показал, что на ТП 57м, ТП 706 есть свободная располагаемая мощность, которую можно будет использовать для подключения новых потребителей.

Коэффициент загрузки удовлетворяет требованиям на ТП 35м, ТП 41м, ТП 47м, ТП 52м, следовательно, трансформаторы, установленные на трансформаторных подстанциях замене, не подлежат.

2.3 Характеристика схемы электроснабжения микрорайона Тепличный и ее анализ

Схема электроснабжения была получена в АКС [7].

Существующая система электроснабжения микрорайона Тепличный включает в себя сети напряжения 10 кВ и 0,4 кВ. Микрорайон запитан от ПС Чигири от двух фидеров: Ф-9 (ЦЭС), Ф-22 (ЦЭС) по магистральной схеме воздушными линиями. Внутреннее электроснабжение района осуществляется по кабельным линиям и включает в себя питание ТП по магистральной и радиальной схемам. По магистральной схеме соединены 3 ТП: ТП41м - ТП35м – ТП52м. По радиальной схеме к ВЛ подключены 3 ТП: ТП47м, ТП57м, ТП 706. Опоры в сети 10 кВ – железобетонные. Общая протяженность линий 10 кВ, питающих рассматриваемый район – 3,5 км, где ВЛ составляют 2 км, а КЛ – 1,5 км. К самому длинному кабелю на 10 кВ можно отнести кабель длиной 0,617 км между ТП 57м и ВЛ, а к короткому между ТП 47м и ВЛ длиной 0,07 км. Существующие в районе ТП расположены отдельно от жилых домов и имеют по два трансформатора напряжением 10/0,4 кВ.

На основе проведенного анализа можно сделать вывод, что необходимо провести реконструкцию внешней системы электроснабжения, так как в городах запрещено строительство воздушных линий электропередачи в соответствии с [6]. В связи с тем, что район застраивается и увеличивается количество потребителей электроэнергии требуется провести реконструкцию сетей 10 кВ, то есть установить распределительный пункт, к которому будут подключены существующие и новые ТП района, а также надлежит спроектировать распределительные сети 0,4 кВ для подключения новых потребителей. В связи с тем,

что новые ТП будут подключаться к РП по кабельным линиям, целесообразно ВЛ 10 кВ фидеров 9 и 22 от ПС Чигири заменить на КЛ.

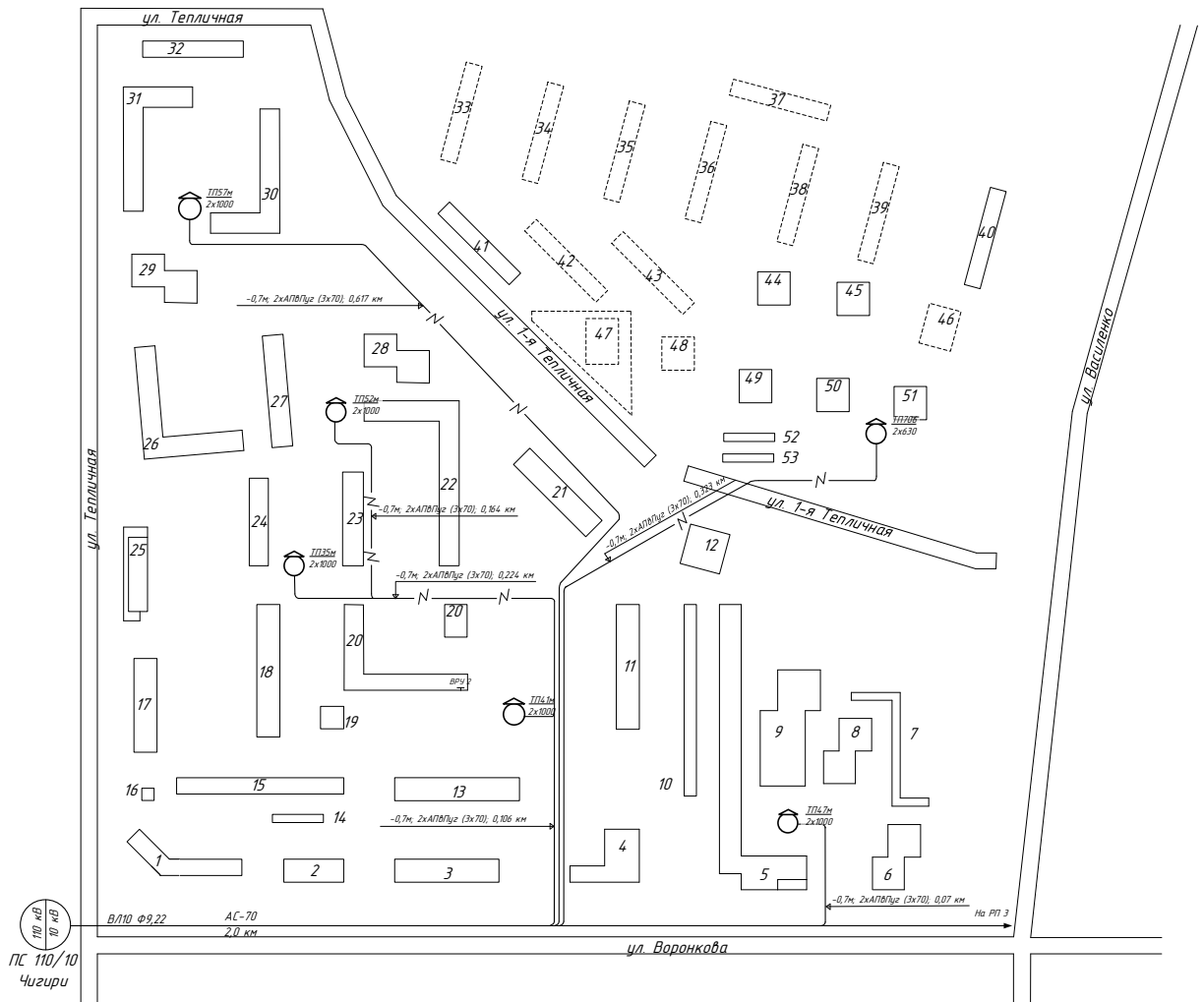


Рисунок 2 – Существующая схема электроснабжения микрорайона

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Данный раздел является первым этапом в проектировании системы электроснабжения. По полученным данным производится выбор схемы электроснабжения, расчет мощности для выбора силовых трансформаторов на трансформаторной подстанции, выбор кабелей и др.

Расчет электрических нагрузок состоит из 2 этапов:

- 1) Определяются нагрузки на вводе каждого потребителя;
- 2) Рассчитываются нагрузки на шинах ТП 0,4 кВ и 10 кВ, а также на шинах распределительного пункта.

Исходя из имеющихся исходных данных для расчета электрических нагрузок проектируемого микрорайона используется метод удельных нагрузок согласно [23].

3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников

3.1.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

- 1) Расчет электрических нагрузок жилых зданий [14].

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания, определяется:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n, \quad (2)$$

где $p_{кв.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кВ, из табл. 2.1.1 [23]. Данный показатель зависит от числа квартир и от вида установленных плит (выбираются электрические плиты мощностью до 8,5 кВт). Так как большинство домов имеют количество квартир не отображенных в таблице удельных расчетных электрических нагрузок электроприемников жилых зданий, то $p_{кв.уд}$ для таких домов находится с помощью интерполяции;

n – количество квартир.

Расчетная электрическая нагрузка силовых электроприемников, к которым относятся лифтовые установки и санитарно-технические устройства, приведенная к вводу жилого дома, определяется:

$$P_c = P_{p.l} + P_{cmy}, \quad (3)$$

где $P_{p.l}$ – расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

P_{cmy} – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Электрическая нагрузка лифтовых установок определяется по формуле:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (4)$$

где k'_c – коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется в зависимости от количества лифтов, табл. 2.1.2 [23];

P_{ni} – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. Принимается равной 4,5 кВт, табл. 52.17 [36];

n – количество подъездов.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (5)$$

где P_{CTVi} – мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 8 кВт;

k_c'' – коэффициент спроса электродвигателей санитарно-технических устройств. Зависит от количества электродвигателей, табл. 2.1.3 [23];

n – количество подъездов

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется как сумма расчетных электрических нагрузок квартир и произведение коэффициента участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников и расчетных электрических нагрузок силовых электроприемников:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (6)$$

где k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, в данном проекте принимаем 0,9 [23].

В качестве примера приведен расчет здания №1:

$$P_{кв1} = 1,47 \cdot 120 = 176,4 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.л1} = 0,8 \cdot \sum_{i=1}^3 4,5 = 10,8 \text{ кВт.}$$

$$P_{см1} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^3 8 = 21,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{с1} = 10,8 + 21,6 = 32,4 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.ж.д1} = 176,4 + 0,9 \cdot 32,4 = 205,56 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность рассчитывается:

$$Q_{p.ж.д} = (P_{кв} + k_y \cdot (P_{p.л.} + P_{см})) \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (7)$$

где $tg\varphi$ - коэффициент реактивной мощности для соответствующего потребителя, табл. 2.1.4 [23].

Результаты расчетов сведены в таблицу в Приложении В.

2) Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями [14].

К коммунально-бытовым потребителям относятся жилые дома со встроенными в них предприятиями. Электрическая нагрузка зданий такого типа определяется по формуле:

$$P_{\text{общ.зд}} = P_{\text{ж.кв}} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i, \quad (8)$$

где $P_{\text{ж.кв.}}$ – максимальная нагрузка жилого здания (или помещения в здании), кВт;

P_i – нагрузка коммунально-бытового потребителя, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Пример расчета такого типа здания приведен для дома №4.

$$P_{\text{кв4}} = 1,68 \cdot 88 = 147,84 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{р.л4}} = 0,8 \cdot \sum_{i=1}^1 4,5 = 3,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{стп4}} = 1 \cdot \sum_{i=1}^1 8 = 8 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{с4}} = 3,6 + 8 = 11,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{р.ж.д4}} = 147,84 + 0,9 \cdot 11,6 = 158,28 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{общ.зд4}} = 158,28 + (0,9 \cdot (8,75 + 15 + 2,88 + 18)) = 198,45 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{общ.зд4}} = 147,84 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot (3,6 \cdot 1,17 + 8 \cdot 0,75) + (0,9 \cdot (8,75 \cdot 0,75 + 15 \cdot 0,75 + 2,88 \cdot 0,48 + 18 \cdot 0,75)) = 68,18 \text{ квар.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу в Приложении В.

3.1.2 Расчет электрических нагрузок социальной инфраструктуры

Расчет нагрузок данных потребителей похож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле [14]:

$$P_{\text{р.общ.зд}} = p_{\text{уд.общ.зд}} \cdot n, \quad (9)$$

где $p_{\text{уд.общ.зд}}$ – удельная мощность общественных зданий кВт/показатель кВт/место, кВт/ учащийся и т.д., табл. 2.2.1 [23];

n – количественный показатель, учащийся, место, кв. метры.

Примером для расчета электрической нагрузки является гаража № 7:

$$P_{\text{р.общ.зд7}} = 0,5 \cdot 210 = 105 \text{ кВт.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета электрических нагрузок общественный зданий и сооружений

№ дом	Объект	Руд, кВт	Единица измерения, м ²	tg	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
7	Гараж	0,5	120	0,25	60	15	61,85
9	Подземное сооружение	0,5	100	0,25	50	12,5	51,54
10	Гараж	0,5	150	0,25	75	18,75	77,31

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8				
14	Гараж	0,5	90	0,25	42,5	10,63	43,8				
16	Магазин	0,25	50	0,75	12,5	9,38	15,63				
19	магазин мед. прибор- ов	0,16	90	0,75	14,4	145,5	10,8	18	160,33		
	быстрое пи- тание	1,04	90	0,2	93,6		18,72			57,65	95,45
	супермаркет	0,25	150	0,75	37,5		28,13			46,88	
52	Гараж	0,5	85	0,25	42,5	10,63	43,8				
53	Гараж	0,5	100	0,25	50	12,5	51,54				

3.2 Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников

В ВКР необходимо спроектировать систему электроснабжения микро-района для вновь вводимых потребителей, к которым относятся здания, строящиеся в текущий момент времени или находящиеся на этапе будущего строительства.

Расчет вновь вводимых зданий производится по тому же принципу что и в пункте 3.1.

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников

№ дом	Объект	Руд, кВт	Единица измерения	Р _{зд} , кВт	tg	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	Жилой дом (9эт)	1,53	98	149,94	0,2	170,82	48,37	177,54
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
33	Жилой дом (10 эт)	1,489	108	160,92	0,2	181,8	50,57	188,7
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
34	Жилой дом (10 эт)	1,49	110	163,9	0,2	184,78	51,16	191,73
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
35	Жилой дом (10 эт)	1,49	110	163,9	0,2	184,78	51,16	191,73

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
36	Жилой дом (10 эт)	1,49	110	163,9	0,2	184,78	51,16	191,73
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
37	Жилой дом (10 эт)	1,489	108	160,92	0,2	181,8	50,57	188,7
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
38	Жилой дом (10 эт)	1,49	110	163,9	0,2	184,78	51,16	191,73
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
39	Жилой дом (10 эт)	1,49	110	163,9	0,2	184,78	51,16	191,73
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
41	Жилой дом (10 эт)	1,49	106	157,94	0,2	178,82	49,97	185,67
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
42	Жилой дом (10 эт)	1,486	110	163,9	0,2	184,78	51,16	191,73
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
43	Жилой дом (10 эт)	1,49	110	163,9	0,2	184,78	51,16	191,73
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
46	Сумермаркет	0,25	350 кв.м.	87,5	0,75	87,5	65,63	109,38
47	Детский сад	0,46	200 мест	92	0,25	92	23	95
48	Жилой дом (9 эт)	1,95	70	136,5	0,2	146,94	36,49	151,4
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			

На основе полученных данных в таблице 7 необходимо провести расчет низковольтного электроснабжения вновь вводимых электроприемников, рассматриваемого микрорайона, а для существующих электроприемников проверить действующее электроснабжение с учетом подключения новых нагрузок.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМОГО МИКРОРАЙОНА ТЕПЛИЧНЫЙ

Проектирование системы электроснабжения вновь вводимых потребителей основывается на выборе оборудования отвечающего современным требованиям, а также проводится проверка существующей системы электроснабжения.

В разделе выбирается схема электропитания района на основе определения количества линий и трасс их прохождения, сечений проводов и расчета мощностей на участках линий. Производится расчет наружного освещения как улиц на пересечении которых находится район, так и внутриквартального освещения.

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

Количество линий необходимых для снабжения потребителей электроэнергией выбирается за счет распределения мощности потребителей по возможности равномерно для обеспечения гибкости схемы при оперативных включениях и отключениях. Трасса прохождения линий выбирается таким образом, чтобы не загромождать проезжую часть и обходиться без дополнительных опор при вводе в здания. Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали. Кабели прокладываются на расстоянии 200 мм друг от друга в траншеях на глубине 0,7 м [22].

4.2 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Распределительная сеть 0,4 кВ включает в себя линии от трансформаторных подстанций 10/0,4 до вводно-распределительного устройства потребителей. На территории города сети 0,4 кВ выполняют кабельными, проложенными в земле. Сети 0,4 кВ выполняются по нескольким видам схем: радиальная, магистральная, петлевая. Радиальная схема питания без резервирования используется для потребителей III категории, к которым не применяется строгих требований по обеспечению надежности [14].

Для потребителей I, II категории надежности рекомендуется в сети 0,4 кВ обеспечивать возможность резервирования, т.е. потребители могут питаться по двойной магистральной или петлевой схеме, но от двух источников питания (или от двух секций шин распределительного пункта). При подключении потребителей этих категорий по радиальной схеме, необходимо к каждому потребителю прокладывать 2 кабеля, так как в случае повреждения одного, другой сможет временно взять на себя нагрузку потребителя. Основными потребителями жилого района являются многоэтажные дома поэтому для обеспечения надежности к каждому дому было проведено 2 и более силовых кабеля с возможностью их резервирования на ВРУ дома.

Кабели соединяются с общим ВРУ здания, а уже затем от него питаются ВРУ отдельных потребителей.

4.3 Определение расчетных мощностей на участках линий

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо объединить нагрузку бытовых и общественных зданий. Полученная нагрузка должна не превышать стандартной мощности трансформаторов на ТП.

Расчет нагрузок линий выполняется на основе потребителя с наибольшей нагрузкой, по которому будет формироваться максимум нагрузки. Далее по отношению к данному потребителю вводятся остальные нагрузки потребителей с соответствующим коэффициентом участия в максимуме электрических нагрузок.

Расчетная мощность определяется по выражению [23]:

$$P_{P..L} = P_{зд.max} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (10)$$

где $P_{зд.max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий питаемых по линии, кВт;

$P_{зд.i}$ – расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, табл. 2.3.1 [23].

Реактивная нагрузка:

$$Q_{P.Л} = Q_{зд.макс} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot Q_{зд.i}, \quad (11)$$

где $Q_{зд.макс}$ – реактивная мощность здания с наибольшим значением расчетной нагрузки, квар;

$Q_{зд.i}$ – расчетная реактивная нагрузка зданий, питаемых по линии, квар.

Полная мощность нагрузки по ТП определяется по выражению:

$$S_{P.ТП} = \sqrt{P_{P.Л}^2 + Q_{P.Л}^2}. \quad (12)$$

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП 1. Расчет осуществляется на основе учета только тех электроприемников, которые подключаются к ТП1.

$$P_{P.Л.ТП1-38} = P_{P.Л.ТП1-39} = 184,78 \text{ кВт.}$$

$$Q_{P.Л.ТП1-38} = Q_{P.Л.ТП1-39} = 51,16 \text{ квар.}$$

$$S_{P.Л.ТП1-38} = S_{P.Л.ТП1-39} = \sqrt{184,78^2 + 51,16^2} = 191,73 \text{ Ква.}$$

$$P_{P.Л.ТП1-40} = 291,74 \text{ кВт.}$$

$$Q_{P.Л.ТП1-40} = 89,26 \text{ квар.}$$

$$S_{P.Л.ТП1-40} = \sqrt{291,74^2 + 89,26^2} = 305,09 \text{ кВА.}$$

$$P_{P.L.TП1-44} = 146,37 \text{ кВт.}$$

$$Q_{P.L.TП1-44} = 36,38 \text{ квар.}$$

$$S_{P.L.TП1-40} = \sqrt{146,37^2 + 36,38^2} = 150,82 \text{ кВА.}$$

Расчет нагрузок остальных линий приведен в Приложении Д, выполненный в приложении Mathcad 15. Результаты расчета нагрузок линий 0,4 кВ сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Участок сети	Р _{р.тп} , кВт	Q _{р.тп} , квар	S _р , кВА
1	2	3	4
Существующие ТП			
ТП 47м-5	740,5	227,81	774,75
ТП 47м-6-7	214,08	53,03	220,55
ТП 47м-8-9	217,5	53,89	224,08
Итого	1172,08	334,73	1219,38
ТП 41м-2-14	146,97	39,83	151,26
ТП 41м-3	219,85	79,66	302,53
ТП 41м-4-10	265,95	85,06	279,22
ТП 41м-11-12	244,85	68,38	254,22
ТП 41м-13	145,44	39,78	150,78
Итого	1023,06	312,71	1138,01
ТП 35м-1	205,56	61,3	214,51
ТП 35м-15-16	187,4	60,8	197,02
ТП 35м-17	156	53,65	164,97
ТП 35м-18	183,34	47,36	189,36
ТП 35м-19	145,5	57,65	156,51
ТП 35м-20	218,49	67,46	228,67
ТП 35м-25	135,54	47,7	143,69
Итого	1231,83	395,92	1294,73
ТП 52м-21	201,32	66,85	212,13
ТП 52м-22	358,66	95,6	371,18
ТП 52м-23	181,8	50,57	188,7
ТП 52м-24	130,84	36,86	135,93

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
ТП 52м-27	189,18	61,18	198,83
ТП 52м-28	158,94	38,89	163,63
Итого	1220,74	349,95	1270,4
ТП 57м-26	187,8	58,35	196,66
ТП 57м-29	160,44	39,19	165,16
ТП 57м-30	319,14	87,5	330,92
ТП 57м-31	428,32	123,3	445,72
ТП 57м-32	170,82	48,37	177,54
Итого	1266,52	356,71	1316
ТП 706-45	146,37	36,38	150,82
ТП 706-46	87,5	65,63	109,38
ТП 706-50-49	266,93	66,88	275,18
ТП 706-51	146,94	36,49	151,4
ТП 706-52	42,5	10,63	43,81
ТП 706-53	50	12,5	51,54
Итого	740,24	228,51	782,13
Проектируемые ТП			
ТП 1-38	184,78	51,16	191,73
ТП 1-39	184,78	51,16	191,73
ТП 1-40	291,74	89,26	305,089
ТП 1-44	146,37	36,38	150,82
Итого	807,67	227,96	839,37
ТП 2-41	178,82	49,97	185,67
ТП 2-42	184,78	51,16	191,73
ТП 2-43	184,78	51,16	191,73
ТП 2-47	92	23	94,83
ТП 2-48	146,94	36,49	151,4
Итого	787,32	211,78	815,36
ТП 3-33	181,8	50,57	188,7
ТП 3-34	184,78	51,16	191,73
ТП 3-35	184,78	51,16	191,73
ТП 3-36	184,78	51,16	191,73
ТП 3-37	181,8	50,57	188,7
Итого	917,94	254,62	952,59

По фактической нагрузке действующей низковольтной системы электроснабжения необходимо выбрать марку и сечение линий и сравнить с предложенными.

4.4 Выбор площади сечений и количества линий

Сечения проводников низковольтной сети должны обеспечить достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, необходимые уровни напряжений у источников света, срабатывание защитных аппаратов при КЗ. Выбор необходимого сечения проводника обусловлен нагрузкой, протекающей по данному проводнику.

Произведем расчет сечений линий распределительной сети 0,4 кВ, которые выполняются кабелями. Выбор кабелей будем производить по длительно допустимому току, а проверку с учетом перегрузочной способности кабельных линий [22].

Для прокладки в распределительной сети 0,4 кВ применим четырехжильные кабели марки АПвБШп – силовой бронированный с алюминиевыми жилами, в изоляции и оболочке из сшитого полиэтилена.

Ток кабеля в нормальном режиме определим по формуле:

$$I_{н.р.} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (13)$$

где S_{Σ} – суммарная полная нагрузка объектов, питающихся от рассматриваемого кабеля, кВА;

n – число кабелей.

По полученному значению выбирается ближайшее сечение кабеля.

Ток кабеля в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (14)$$

Выбранные кабели должны выдерживать послеаварийный ток, поэтому он не должен превышать значение допустимого длительного тока для данного вида кабелей с учетом поправочных коэффициентов [14]:

$$I_{n/ав} \leq k_n \cdot k_t \cdot k_{перезр.} \cdot I_{дл.доп.}, \quad (15)$$

где k_n – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно работающих кабелей, табл. 1.3.26 [22].

k_t – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха, табл. 1.3.3 [22];

$k_{перезр.}$ - коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10% [22];

$I_{дл.доп.}$ - допустимый длительный ток для данного вида кабелей, табл. 1.3.7 [22]. Допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут выбираться по таблице 1.3.7 ПУЭ как для трехжильных, но с коэффициентом $k = 0,92$.

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения. Отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме и $\pm 10\%$ в послеаварийном режиме [22].

$$\Delta U = \sum \frac{\sqrt{3} \cdot I_{Pij} \cdot l_{ij}}{U_{ном}} \cdot (r_{0ij} \cdot \cos \varphi + x_{0ij} \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (16)$$

где r_{0ij} , x_{0ij} - активное и реактивное сопротивление на единицу длины, Ом/км;

l_{ij} - длина линии, км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, В;

I_{Pij} - рабочий максимальный ток, А;

φ - угол нагрузки, определяется по соотношению $\cos \varphi = P / S$.

В качестве примера определяется сечение кабеля для линии ТП 1-44:

$$I_{P..Л.норм1-44} = \frac{\sqrt{146,37^2 + 36,38^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 108,85 \text{ А.}$$

$$I_{P..Л.н/ав1-44} = \frac{\sqrt{146,37^2 + 36,38^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 217,7 \text{ А.}$$

К установке выбирается кабель сечением 50 мм² с длительным допустимым током 175 А.

$$I_{P..Л.н/ав1-44} \leq 0,9 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 0,92 \cdot 210.$$

$$217,7 \text{ А} \leq 219,96 \text{ А.}$$

Потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 108,85 \cdot 0,023}{400} \cdot (0,447 \cdot 0,97 + 0,082 \cdot 0,241) \cdot 100 = 0,5\% .$$

Потери напряжения в кабеле не превышают допустимые 5% [22].

Расчет сечений остальных кабелей представлен в Приложении Д. Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.}, \text{А}$	$I_{н/ав}, \text{А}$	$I_{ол.доп.}, \text{А}$	Сечение F, мм ²	Марка	$\Delta U \%$
1	2	3	4	5	6	7
Существующие линии						
ТП 47М-5	139,78	279,56	308,99	120	АПВБШп	1,2
ТП 47М-6-7	159,17	318,34	350,89	150	АПВБШп	1,2

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
ТП 47М-8-9	161,71	323,43	350,89	150	АПвБШп	1,1
ТП 41М-2-14	109,63	219,26	219,96	70	АПвБШп	4,1
ТП 41М-3	109,17	218,33	267,09	95	АПвБШп	1,6
ТП 41М-4-10	201,51	403,02	403,26	185	АПвБШп	3,4
ТП 41М-11-12	183,47	366,93	403,26	185	АПвБШп	2,8
ТП 41М-13	108,82	217,64	219,96	70	АПвБШп	0,8
ТП 35М-1	154,81	309,61	350,89	150	АПвБШп	3,7
ТП 35М-15-16	142,19	284,37	308,99	120	АПвБШп	3,6
ТП 35М-17	119,06	238,11	267,09	95	АПвБШп	2,3
ТП 35М-18	136,66	273,32	267,09	95	АПвБШп	0,7
ТП 35М-19	112,95	225,9	267,09	95	АПвБШп	1,45
ТП 35М-20	165,03	330,05	350,89	150	АПвБШп	3,2
ТП 35М-25	103,7	207,4	219,96	70	АПвБШп	1,8
ТП 52М-21	153,1	306,18	350,89	150	АПвБШп	2,4
ТП 52М-22	133,94	267,88	308,99	120	АПвБШп	1,3
ТП 52М-23	136,18	272,37	308,99	120	АПвБШп	0,2
ТП 52М-24	98,1	196,2	219,96	70	АПвБШп	2,4
ТП 52М-27	143,49	286,98	308,99	120	АПвБШп	0,7
ТП 52М-28	118,1	236,18	267,09	95	АПвБШп	1,7
ТП 57М-26	141,92	283,85	308,99	120	АПвБШп	2,6
ТП 57М-29	119,19	238,38	267,09	95	АПвБШп	0,5
ТП 57М-30	119,41	238,82	267,09	95	АПвБШп	1,4
ТП 57М-31	160,83	321,67	350,89	150	АПвБШп	1,5
ТП 57М-32	128,13	256,25	267,09	95	АПвБШп	2,5
ТП 706-45	108,85	217,7	219,96	70	АПвБШп	2,1
ТП 706-46	78,94	157,87	183,3	50	АПвБШп	2,2
ТП 706-50-49	198,59	397,18	403,26	185	АПвБШп	1,7
ТП 706-51	109,27	218,53	219,96	70	АПвБШп	1,3
ТП 706-52	63,23	63,23	73,32	10	АПвБШп	4,7
ТП 706-53	74,39	74,39	94,27	16	АПвБШп	3,4
Проектируемые линии						
ТП 1-38	138,37	276,74	308,99	120	АПвБШп	0,5
ТП 1-39	138,37	276,74	308,99	120	АПвБШп	1,2
ТП 1-40	110,09	220,18	267,09	95	АПвБШп	2,2
ТП 1-44	108,85	217,7	219,96	70	АПвБШп	0,5
ТП 2-41	134	267,99	308,99	120	АПвБШп	0,7
ТП 2-42	138,37	276,74	308,99	120	АПвБШп	0,5
ТП 2-43	138,37	276,74	308,99	120	АПвБШп	1,2
ТП 2-47	68,44	136,88	146,64	35	АПвБШп	1

1	2	3	4	5	6	7
ТП 2-48	109,27	218,53	219,96	70	АПвБШп	1,9
ТП 3-33	136,18	272,37	308,99	120	АПвБШп	1,3
ТП 3-34	138,37	276,74	308,99	120	АПвБШп	0,7
ТП 3-35	138,37	276,74	308,99	120	АПвБШп	0,4
ТП 3-36	138,37	276,74	308,99	120	АПвБШп	1,3
ТП 3-37	136,18	272,37	308,99	120	АПвБШп	0,011

Выбранные кабели для действующей системы низковольтного электро-снабжения соответствуют установленным. Замена не требуется.

4.5 Расчет наружного освещения

В задачу выпускной квалификационной работы не входила разработка схемы электроснабжения наружного освещения, поэтому для расчета используется метод удельной мощности в соответствии с [33]. Данные этого расчета необходимы для учета дополнительной нагрузки при выборе ТП.

При расчете электрических нагрузок района необходимо учитывать освещение дорог и внутриквартальных территорий.

Приближенно активная нагрузка уличного освещения определяется:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L, \quad (17)$$

где $P_{уд.ос}$ - удельное значение осветительной нагрузки на 1 км, для улиц местного назначения принимаем 7-10 кВт/км [36];

L - длина, км.

Реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{oc} = P_{oc} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв}. \quad (18)$$

Расчет освещения приведен для улицы Воронкова:

$$P_{oc} = 10 \cdot 0,522 = 5,22 \text{ кВт.}$$

$$Q_{oc} = 5,22 \cdot 0,9 = 4,7 \text{ квар.}$$

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	$P_{уд.ос}$ кВт / км	Длина, км	$P_{ос}$, кВт	$tg\varphi_{осв}$	$Q_{ос}$, квар	$S_{ос}$, кВА
Воронкова	10	0,522	5,22	0,9	4,7	7,02
Василенко (1)	10	0,204	2,04	0,9	1,84	2,75
Василенко (2)	10	0,247	2,47	0,9	2,22	3,32
Тепличная (1)	7	0,335	2,35	0,9	2,11	3,16
Тепличная (2)	7	0,321	2,25	0,9	2,02	3,02
1-я Тепличная (1)	7	0,315	2,21	0,9	1,98	2,97
1-я Тепличная (2)	7	0,192	1,34	0,9	1,21	1,81
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП47м)	1,2	3,1	3,72	0,9	3,35	5,01
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП41м)	1,2	2,71	3,25	0,9	2,93	4,38
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП35м)	1,2	3,14	3,77	0,9	3,39	5,07
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП52м)	1,2	1,9	2,28	0,9	2,05	3,07
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП57м)	1,2	2,51	3,012	0,9	2,71	4,05
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП706)	1,2	2,19	2,63	0,9	2,37	3,54
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП1)	1,2	2,13	2,56	0,9	2,3	3,44
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП2)	1,2	1,84	2,21	0,9	1,99	2,97
Внутриквартальные тер- ритории, га (ТП3)	1,2	1,93	2,32	0,9	2,08	3,12

Для наружного освещения принимаются к установке фонари со светодиодными лампами. Они обладают большим сроком службы, меньшим коэффициентом пульсации, а также состоят из полупроводниковых материалов, безвредных для окружающей среды. Согласно ГОСТ Р55705-2013 светодиодные лампы мощностью свыше 20 Вт должны иметь коэффициент мощности не менее 0,9. К установке принимаются лампы мощностью 100 Вт.

5 ВЫБОР ТП

В данном разделе рассчитываются нагрузки, приведенные к напряжению 0,4 кВ к шинам ТП. На основе данных нагрузок выбираются тип комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и силовых трансформаторов, устанавливаемых в КТП для новых и действующих ТП, т.к. на основе анализа раздела 2.2 видно, что ТП 57м и ТП 706 недогружены.

Все дальнейшие расчеты и выбор оборудования проводятся для новых ТП и осуществляется проверка установленных КТП.

Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, питающих жилой район, является важным пунктом при проектировании и реконструкции систем электроснабжения. Ошибки в расчетах могут привести к большим потерям электроэнергии, влияющих на надежность системы и ухудшающих технико-экономические показатели.

5.1 Расчет электрических нагрузок ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих присоединений и наружного освещения.

$$P_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л} + \sum_{i=1}^n P_{P.осв} \cdot \quad (19)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л} + \sum_{i=1}^n Q_{P.осв} \cdot \quad (20)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП 1:

$$P_{P.ТП1} = 184,78 + 184,78 + 291,74 + 146,37 + 2,56 = 810,23 \text{ кВт.}$$

$$Q_{P.ТП1} = 51,16 + 51,16 + 89,26 + 36,38 + 2,3 = 230,26 \text{ квар.}$$

Аналогичный расчет для действующих и вводимых ТП сведен в таблицу

9.

Таблица 9 – Результаты расчета электрических нагрузок ТП 0,4 кВ

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	S_p , кВА
ТП 47м	1178	339,92	1226
ТП 41м	1106	533,22	1228
ТП 35м	1236	398,85	1298
ТП 52м	1223	352	1273
ТП 57м	1272	361,44	1322
ТП 706	746,68	234,31	782,58
ТП 1	810,23	230,26	842,31
ТП 2	791,74	215,75	820,61
ТП 3	920,26	256,7	955,39

5.2 Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности

В разделе осуществляется проверка необходимости проведения компенсации реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности позволяет снизить потери активной мощности в питающей и распределительной сетях.

При расчете и выборе трансформаторных подстанций необходимо во-первых рассчитать электрические нагрузки отходящие от шин подстанций, во-вторых найти угол $tg\varphi$ суммарный на шинах 0,4 кВ.

$$tg\varphi = \frac{Q_{р.ТП}}{P_{р.ТП}}. \quad (21)$$

Предельно-допустимая величина для шин 0,4 кВ установлена $tg\varphi_{пред} = 0,35$ в соответствии с [18].

Пример расчета для ТП 1:

$$tg\varphi = \frac{230,26}{810,23} = 0,28.$$

Так как угол $tg\varphi$ для ТП №1 не превышает предельно-допустимого значения, то устанавливать конденсаторные батареи нет необходимости.

Как показал расчет компенсация реактивной мощности остальных ТП не требуется, так как $tg\varphi$ не превышает $tg\varphi_{пред}$.

5.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

Прежде чем вводить новые ТП необходимо догрузить существующие с учетом расположения новых электроприемников. В соответствии с разделом 4.3 принято решение подключить к ТП 57м электроприемник 32, к ТП 706 электроприемник 46. Новые потребители будут присоединены к вводимым трансформаторным подстанциям.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности в соответствии с [16].

Исходной информацией для выбора мощности ТП является активная и реактивная мощность на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.ТП} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (22)$$

где $K_3 = 0,7$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме [22];

$P_{P.ТП}$ – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$Q_{P.ТП}$ – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

N_T – количество трансформаторов на ТП.

После определения расчетной мощности выбираются трансформаторы по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (23)$$

где $S_{T_{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в нормальном режиме:

$$K_{3н.р} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{Тном} \cdot N_T}. \quad (24)$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{Тном} \cdot (N_T - 1)}. \quad (25)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,4 [34], а в нормальном режиме 0,7 [34].

В качестве примера приведен выбор трансформаторов для новой ТП 1:

$$S_{расч1} = \frac{\sqrt{810,23^2 + 230,26^2}}{0,7 \cdot 2} = 601,65 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимаем мощность ТП = 630 кВА.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3н.р} = \frac{\sqrt{810,23^2 + 230,26^2}}{630 \cdot 2} = 0,67 \leq 0,7.$$

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{920,26^2 + 256,7^2}}{630 \cdot 1} = 1,34 \leq 1,4.$$

Трансформатор выбран верно. Аналогично производится выбор остальных ТП. Расчет представлен в Приложении Д.

Принятые к установке трансформаторы на ТП и их коэффициенты загрузки представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	$k_{зн.р.}$	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП 47м	875,7	1000	0,6	1,2	ТМГ 1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП 41м	876,94	1000	0,6	1,2	ТМГ 1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП 35м	927,42	1000	0,65	1,3	ТМГ 1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП 52м	909,05	1000	0,64	1,28	ТМГ 1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП 57м	944,39	1000	0,66	1,32	ТМГ 1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП 706	558,98	630	0,62	1,24	ТМГ 630/10-У1 (ХЛ1)
ТП 1	601,65	630	0,67	1,34	ТМГ 630/10-У1 (ХЛ1)
ТП 2	586,15	630	0,65	1,3	ТМГ 630/10-У1 (ХЛ1)
ТП 3	682,42	1000	0,5	1	ТМГ 1000/10-У1 (ХЛ1)

Для установки на ТП принимаются масляные трансформаторы ТМГ мощностью от 16 до 2500 кВА. Трансформаторы ТМГ с естественным воздушным охлаждением предназначены для преобразования электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения в трехфазных сетях энергосистем и потребителей электроэнергии в составе электроустановок наружного или внутреннего размещения в условиях умеренного (от -45 °С до +45 °С) климата для исполнения У1.

5.4 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение

Наиболее оптимальными для городских условий являются подстанции типа КТПГ и КТПБ.

В качестве потребительских ТП целесообразно применить такие, которые отвечали бы требованиям высокой надежности электроснабжения, а также обладали свойством простоты монтажа и подключения.

В ВКР выбираются ТП типа двухтрансформаторной БКТП (блочная комплектная трансформаторная ПС) состоящую из 3 блоков.

Блочные трансформаторные подстанции отличаются простотой, надежностью и функциональностью.

БКТП служат для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением до 10 кВ с

использованием зарубежного или отечественного электрооборудования с элегазовой и воздушной изоляцией. Они эксплуатируются без постоянного обслуживающего персонала.

БКТП серии «ЭКТА» представляет собой одноэтажное здание, состоящее из железобетонных блоков транспортного габарита, в которых располагаются оборудование РУВН, РУНН и трансформаторы. Блоки изготавливаются из высокопрочного железобетона.

Конструктивно подстанция состоит из объемного кабельного полуэтажа, являющегося одновременно фундаментом БКТП, и железобетонного корпуса с утепленным потолком и подъемной крыши из профнастила.

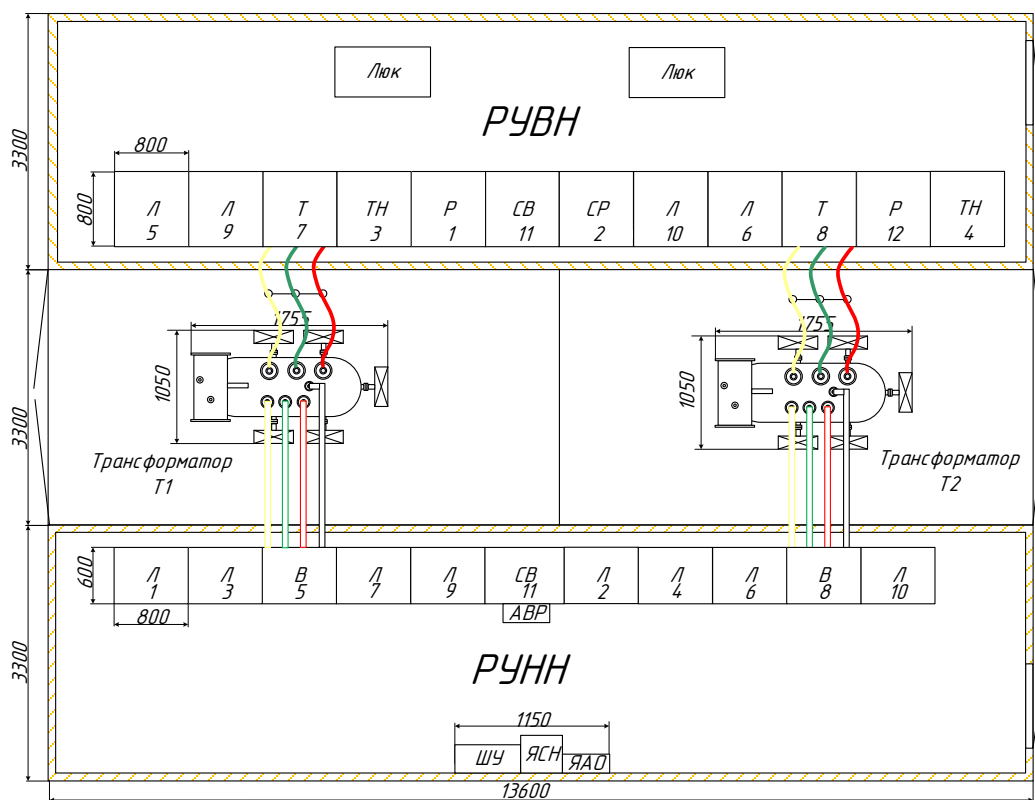


Рисунок 3 – План размещения оборудования в БКТП

Трансформаторные ворота и двери изготавливаются их холоднокатаной стали толщиной 2,5мм, окраска - порошковая эмаль.

Ввод и вывод кабеля производится через асбестоцементные трубы, прокладываемые через специальные проемы в стенках фундамента.

Для прохода в кабельный полуэтаж в полу блоков имеются проемы, закрытые металлическими люками.

Для поддержания заданной температуры воздуха блоки РУВН и РУНН укомплектованы электроконвекторами мощностью от 1 кВт. Управление обогревом осуществляется из ящика собственных нужд (ЯСН), установленного в РУНН.

В подстанции предусмотрено внутреннее освещение класса защиты 2. Управление освещением осуществляется клавишными выключателями, установленными у входа в помещение РУ.

Блоки РУВН и РУНН поставляются в полной заводской готовности, трансформаторный блок - без трансформаторов. Подключение силовых трансформаторов со стороны ВН выполняется кабелем из сшитого полиэтилена, а со стороны НН жесткой ошиновкой из меди или алюминия.

5.5 Определение места расположения ТП

Важнейшими задачами проектирования системы электроснабжения являются надежность и экономичность самой системы электроснабжения. Одним из способов решения этих задач является расчет центра электрических нагрузок (ЦЭН), который позволяет установить распределительный пункт, а также трансформаторную подстанцию как можно ближе к центру питаемых ими нагрузок. Грамотное расположение трансформаторных подстанций сокращает протяженность линии, в следствие чего, уменьшается количество используемого проводникового материала, а также сокращаются потери в питающих и распределительных сетях электроснабжения данного проектируемого объекта.

Для определения места установки ТП необходимо составить картограмму нагрузок. Экономически целесообразно устанавливать ТП в центре электрических нагрузок, но так чтобы не происходило обратного потока энергии к источнику. Расстояние от ТП до жилых домов должно быть не менее 10 м, а также от детских площадок, мест отдыха и спорта

По значениям координат центров нагрузок потребителей x и y и их мощность определяем координаты наиболее целесообразного размещения трансформаторных подстанций по формулам [14]:

$$X = \frac{\sum x_i \cdot P_{p.i}}{\sum P_{p.i}} \quad (26)$$

$$Y = \frac{\sum y_i \cdot P_{p.i}}{\sum P_{p.i}} \quad (27)$$

где x_i и y_i - координаты центров нагрузок i -го потребителя, км;

$P_{p.i}$ - расчетная активная мощность нагрузки i -го потребителя, кВт.

Рассчитаем ЦЭН потребителей ТП 3. Координаты расположения КТП для расчета ЦЭН (рисунок 4) сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет ЦЭН потребителей ТП №3

Параметр	№33	№34	№35	№36	№37
$P_i, кВт$	184,78	181,8	184,78	184,78	181,8
$x_i, км$	0,03	0,081	0,131	0,188	0,238
$y_i, км$	0,086	0,073	0,059	0,043	0,093

$$X = \frac{0,03 \cdot 184,78 + 0,081 \cdot 181,8 + 0,131 \cdot 184,78 + 0,188 \cdot 184,78 + 0,238 \cdot 181,8}{184,78 + 181,8 + 184,78 + 184,78 + 181,8} = 0,133 \text{ км.}$$

$$Y = \frac{0,086 \cdot 184,78 + 0,073 \cdot 181,8 + 0,059 \cdot 184,78 + 0,043 \cdot 184,78 + 0,093 \cdot 181,8}{184,78 + 181,8 + 184,78 + 184,78 + 181,8} = 0,071 \text{ км.}$$

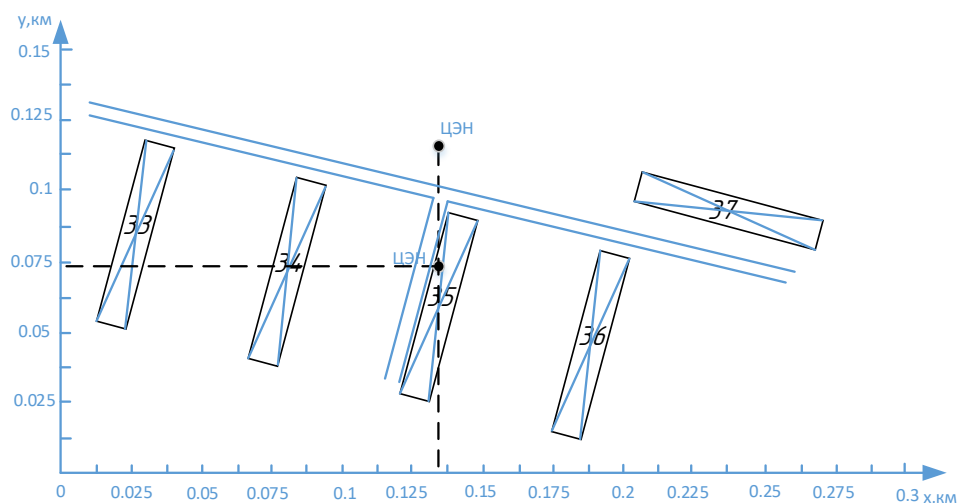


Рисунок 4 – ЦЭН потребителей ТП 3

Центром электрических нагрузок является точка с координатами (0,133; 0,071), где целесообразно установить ТП 3. Установка ТП в рассчитанном ЦЭН невозможна, поэтому ее необходимо установить как можно ближе к данной точке вдоль линии, соединяющей центр питания и потребителей.

За счет установки ТП в выбранном месте обеспечивается соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории.

5.6 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП и линиях

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле [14]:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (28)$$

где I_p – расчетный ток участка, А;

r – удельные активные сопротивления, Ом/км;

l – длина участка, км.

Произведем расчет потерь мощности для линии ТП1-38 по формулам:

$$\Delta P = 3 \cdot 138,37^2 \cdot 0,261 \cdot 0,031 \cdot 10^{-3} = 0,465 \text{ кВт.}$$

Расчет потерь мощности в линиях приведен в Приложении Д. Результаты расчета сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	I_p , А	F , мм ²	r	l , км	ΔP , кВт
1	2	3	4	5	6
ТП 47М-5	139,78	120	0,261	0,07	1,071
ТП 47М-6-7	159,17	150	0,208	0,078	1,233
ТП 47М-8-9	161,71	150	0,208	0,072	1,175
ТП 41М-2-14	109,63	70	0,447	0,19	3,062
ТП 41М-3	109,17	95	0,329	0,098	1,153
ТП 41М-4-10	201,51	185	0,169	0,21	4,323
ТП 41М-11-12	183,47	185	0,169	0,192	3,277
ТП 41М-13	108,82	70	0,447	0,036	0,572
ТП 35М-1	154,81	150	0,169	0,246	3,679
ТП 35М-15-16	142,19	120	0,261	0,213	3,372
ТП 35М-17	119,06	95	0,329	0,131	1,833
ТП 35М-18	136,66	95	0,329	0,033	0,608
ТП 35М-19	112,95	95	0,329	0,09	1,133
ТП 35М-20	165,03	150	0,208	0,2	3,339
ТП 35М-25	103,7	70	0,447	0,089	1,283
ТП 52М-21	153,1	150	0,208	0,161	2,355
ТП 52М-22	133,94	120	0,261	0,08	1,124
ТП 52М-23	133,94	120	0,01	0,08	0,145
ТП 52М-24	98,101	70	0,447	0,125	1,613
ТП 52М-27	143,49	120	0,261	0,042	0,677
ТП 52М-28	118,1	95	0,329	0,099	1,363
ТП 57М-26	141,92	120	0,261	0,155	2,445
ТП 57М-29	119,19	95	0,329	0,029	0,407
ТП 57М-30	119,41	95	0,329	0,081	1,14
ТП 57М-31	160,83	150	0,208	0,1	1,614
ТП 57М-32	128,13	95	0,329	0,133	2,155
ТП 706-45	108,85	70	0,447	0,098	1,557
ТП 706-46	78,94	50	0,625	0,117	1,367
ТП 706-50-49	198,59	185	0,169	0,107	2,14
ТП 706-51	109,27	70	0,447	0,06	0,961
ТП 706-52	63,23	10	3,12	0,056	2,096
ТП 706-53	74,39	16	1,95	0,056	1,813
ТП 1-38	138,37	120	0,261	0,031	0,465
ТП 1-39	138,37	120	0,261	0,072	1,079
ТП 1-40	110,09	95	0,329	0,136	1,627

1	2	3	4	5	6
ТП 1-44	108,85	70	0,447	0,023	0,365
ТП 2-41	134	120	0,261	0,043	0,605
ТП 2-42	138,37	120	0,261	0,028	0,42
ТП 2-43	138,37	120	0,261	0,075	1,124
ТП 2-47	68,44	35	0,894	0,038	0,477
ТП 2-48	109,27	70	0,447	0,09	1,441
ТП 3-33	136,18	120	0,261	0,079	1,147
ТП 3-34	138,37	120	0,261	0,043	0,645
ТП 3-35	138,37	120	0,261	0,026	0,39
ТП 3-36	138,37	120	0,261	0,081	1,214
ТП 3-37	136,18	120	0,261	0,067	0,973

Для определения электрических нагрузок на высокой стороне трансформаторов, необходимо сначала рассчитать потери мощности в трансформаторах по формулам [28]:

$$\Delta P_{mp} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{\text{н}}^2}{S_{\text{ном.тр}}^2} + \Delta P_x, \quad (29)$$

где ΔP_{κ} - потери активной мощности при КЗ, кВт;

$S_{\text{н}}$ - расчетная мощность нагрузки, подключенной к трансформатору, кВА;

$S_{\text{ном.тр}}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

ΔP_x - потери активной мощности на холостой ход, кВт.

$$\Delta Q_{mp} = \frac{u_{\kappa\%} \cdot S_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}} + \frac{I_{x\%} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{100}, \quad (30)$$

где $u_{\kappa\%}$ - напряжение короткого замыкания, %;

$I_{x\%}$ - ток холостого хода, %.

Приведем пример расчета для ТП 1:

$$\Delta P_{mp} = \left(\frac{7,6 \cdot \left(\frac{842,31}{2} \right)^2}{630^2} + 1,24 \right) \cdot 2 = 9,273 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{mp} = \left(\frac{5,5 \cdot \left(\frac{842,31}{2} \right)^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,8 \cdot 630}{100} \right) \cdot 2 = 41,05 \text{ квар.}$$

Расчет потерь мощности в трансформаторах приведен в Приложении Д. Результаты расчета сведены в таблице 13.

Таблица 13 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	Р _{р.тп} , кВт	Q _{р.тп} , квар	S _т , кВА	ΔP, кВт	ΔQ, квар
ТП 47м	1178	339,92	1000	11,315	56,328
ТП 41м	1106	533,22	1000	11,339	56,541
ТП 35м	1236	398,85	1000	12,303	61,359
ТП 52м	1223	352	1000	11,946	59,541
ТП 57м	1272	361,44	1000	12,64	63,072
ТП 706	746,68	234,31	630	8,343	36,813
ТП 1	810,23	230,26	630	9,273	41,05
ТП 2	791,74	215,75	630	8,927	39,474
ТП 3	920,26	256,7	1000	8,129	40,101

По найденным потерям мощности в трансформаторах будет определена нагрузка, приведенная к высокой стороне ТП.

Оборудование ТП будет выбрано в разделе 9.

6 ВЫБОР СХЕМЫ И ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ

Распределительная сеть 10 кВ – это линии от центра питания до трансформаторных подстанций. Центром питания может являться районная понижающая подстанция или распределительный пункт. Распределительные сети имеют множество вариантов схем построения: радиальные, магистральные, петлевые, двухлучевые автоматизированные. Использование той или иной схемы определяется необходимостью обеспечения требуемого уровня надежности, а также расположением трансформаторных подстанций относительно центра питания.

На сегодняшний день распределительная сеть 10 кВ района Тепличный выполнена по магистральной и радиальной схемам. В связи со строительством новой части микрорайона, а в следствии этого необходимостью подключения новых потребителей необходимо провести реконструкцию сети 10 кВ.

Планируется установка нового распределительного пункта, к которому будут подключены по распределительным сетям трансформаторные подстанции района существующие и вводимые. Целесообразность сооружения РП можно объяснить тем, что микрорайон удален от ЦП, вследствие чего уровень надежности распределительной сети понижен. К питающей подстанции нет возможности подключать новые линии, а также общая суммарная нагрузка в районе более 7 МВт при напряжении 10 кВ [22].

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 14.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P \quad (31)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л.} + \Delta Q. \quad (32)$$

Рассчитаем электрические нагрузки для ТП 57м.

$$P_{ТП.ВН} = 1272 + 12,64 = 1284 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ТП.ВН} = 361,44 + 63,072 = 424,512 \text{ квар.}$$

Таблица 14 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН.}$, квар
ТП 47м	1178	339,92	11,315	56,328	1189	396,25
ТП 41м	1106	533,22	11,339	56,541	1117	589,7
ТП 35м	1236	398,85	12,303	61,359	1248	460,2
ТП 52м	1223	352	11,946	59,541	1235	412
ТП 57м	1272	361,44	12,64	63,072	1284	424,5
ТП 706	746,68	234,31	8,343	36,813	755,02	271,1
ТП 1	810,23	230,26	9,273	41,05	819,5	271,31
ТП 2	791,74	215,75	8,927	39,474	800,67	255,2
ТП 3	920,26	256,7	8,129	40,101	928,39	296,8

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Так как в рассматриваемом районе планируется установка РП и подключение к нему вышеописанных трансформаторных подстанций, необходимо определить нагрузку на шинах 10 кВ РП.

Расчетную нагрузку сети 10 кВ можно найти суммированием расчетных мощностей трансформаторных подстанций, подключенных к РП, умноженных на k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки. Коэффициент совмещения максимумов нагрузок для районов с преобладающей жилой застройкой (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% нагрузки общественных зданий [23]) и числом трансформаторов 6-10 принимаем равным 0,8 [23]. С учетом этого рассчитаем нагрузку на РП по формулам [23]:

$$P_{PI} = k_y \cdot \sum_1^n P_{III.BH} \cdot \quad (33)$$

$$Q_{PI} = k_y \cdot \sum_1^n Q_{III.BH} \cdot \quad (34)$$

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{PI}^2} \cdot \quad (35)$$

$$P_{PI} = 0,8 \cdot (1189 + 1117 + 1248 + 1235 + 1284 + 755,02 + 819,5 + 800,67 + 928,39) = 7502 \text{ кВт};$$

$$Q_{PI} = 0,8 \cdot (396,25 + 589,7 + 460,2 + 412 + 424,5 + 271,1 + 271,31 + 255,2 + 296,8) = 2701 \text{ квар};$$

$$S_{PI} = \sqrt{7502^2 + 2701^2} = 7973 \text{ кВА}.$$

В рассматриваемом микрорайоне активная нагрузка на РП составила 7,5 МВт, реактивная – 2,7 Мвар, полная – 8 МВА. Таким образом, целесообразность установки РП в данном районе доказана.

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем ЭСГ аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Отличие требований заключается только в том, что возможно применение простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и

автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

- радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;
- петлевые неавтоматизированные распределительные сети;
- петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В ВКР используется третий и четвертый типы сетей.

ТП-41м, ТП-35м, и ТП-52м останутся подключенными к двойной магистрали. При таком подключении несколько трансформаторов запитываются от одной линии (магистральной). Не рекомендуется подключать к магистрали больше 3 ТП, так как это может снизить надежность сети.

ТП-47м подключим к РП по радиальной схеме, так как она расположена вдали от других трансформаторных подстанций и подключать ее к магистрали нецелесообразно.

Для подключения ТП1, ТП2, ТП3 нового жилого комплекса «Тепличный» к РП выбираем петлевую схему, обеспечивающую питание потребителей от разных секций шин РП. Такая схема обладает необходимым уровнем надежности для подключения потребителей II категории.

Петлевая схема имеет отличительную особенность: наличие разъединителя в точке потокораздела, разомкнутый в нормальном режиме. Вследствие чего часть потребителей питается от одной секции шин, часть – от другой. При возникновении повреждения какого-либо участка линии, разъединитель замыкается и потребители, оставшиеся без питания, подключаются к другой секции шин РП.

Определим точку потокораздела петли РП-ТП706-ТП1-ТП2-ТП3-ТП57м-РП.

По приближенному методу для выбора сечений кабельных линий рассчитаем потоки мощности на головных участках сети по формуле:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}, \quad (36)$$

где n - количество присоединенных ТП;

S_i - мощность нагрузки, приведенная к высокой стороне ТП;

l_i - расстояние от ТП до РП.

Поток мощности на головном участке РП-ТП 706:

$$S_{РП-ТП706} = \frac{S_{ТП706.ВН} \cdot (l_{706-1} + l_{1-3} + l_{3-57} + l_{57-2} + l_{2-РП}) + S_{ТП1.ВН} \cdot (l_{1-3} + l_{3-57} + l_{57-2} + l_{2-РП}) + S_{ТП3.ВН} \cdot (l_{3-57} + l_{57-2} + l_{2-РП}) + S_{ТП57.ВН} \cdot (l_{57-2} + l_{2-РП}) + S_{ТП2.ВН} \cdot (l_{2-РП})}{l_{РП-706} + l_{706-1} + l_{1-3} + l_{3-57} + l_{57-2} + l_{2-РП}}. \quad (37)$$

$$S_{РП-ТП706} = \frac{802,224 \cdot (0,449 + 0,281 + 0,376 + 0,236 + 0,291) + 863,246 \cdot (0,281 + 0,376 + 0,236 + 0,291) + 974,68 \cdot (0,376 + 0,236 + 0,291) + 1353 \cdot (0,236 + 0,291) + 840,362 \cdot (0,291)}{0,373 + 0,449 + 0,281 + 0,376 + 0,236 + 0,291} = 2200 \text{ кВА.}$$

Далее, чтобы рассчитать потоки мощности на остальных участках сети, необходимо поочередно вычитать из мощности головного участка нагрузку, приведенную к высокой стороне каждой ТП, например:

$$S_{ТП706-ТП1} = S_{РП-ТП706} - S_{ТП706.ВН} \cdot \quad (38)$$

$$S_{ТП706-ТП1} = 2079 - 802,224 = 1398 \text{ кВА.}$$

Точкой потокораздела является участок, на котором значение мощности окажется отрицательным. Точкой потокораздела будет участок 3-57, следовательно, ТП706, ТП1, и ТП2 будут питаться от одной секции шин РП, а ТП2 и ТП57 – от другой. Схема потокораздела представлена в Приложении Г.

Подробный расчет для других участков выполнен в Mathcad 15 и представлен в Приложении Д.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Распределительную сеть 10 кВ жилых районов необходимо выполнять кабельными линиями. Для этого выберем трехжильный кабель с алюминиевыми жилами и с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПуг.

Выбор сечения жил кабелей 10 кВ осуществляется по экономической плотности тока в нормальном режиме, а проверяется по длительному допустимому току в послеаварийном режиме и по допустимым потерям напряжения.

Экономически целесообразное сечение S , мм² согласно ПУЭ (раздел 1.3.25.), определяется по формуле [23]:

$$S = \frac{I_p}{J_{эк}}, \quad (39)$$

где I_p - расчетный ток кабеля в нормальном режиме, А;

$J_{эк}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², выбираемое для заданных условий работы по таблице 1.3.36 [22].

Полученное сечение округляем до ближайшего из стандартного ряда.

Согласно [23] сечение кабелей по участкам линии следует принимать с учетом изменения нагрузки участков по длине. При этом на одной линии допускается применение кабелей не более трех различных сечений.

Для магистральной линии РП-ТП 41-ТП 35-ТП 52 начать расчет следует с самого дальнего участка ТП 35-ТП 52:

$$I_{P.35-52} = \frac{\sqrt{P_{ТП52.ВН}^2 + Q_{ТП52.ВН}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (40)$$

$$I_{P.35-52} = \frac{\sqrt{1235^2 + 411,5^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 37,56 \text{ А.}$$

Экономическую плотность тока примем 1,7 А/мм²:

$$S = \frac{37,56}{1,7} = 22,12 \text{ мм}^2.$$

Экономически целесообразное сечение получилось 25 мм². Так как в городах распределительную сеть рекомендуется выполнять кабели с алюминиевыми жилами сечением не менее 70 мм², поэтому к установке принимается кабель сечением 70 мм².

Проверим его на допустимый нагрев в послеаварийном режиме, при повреждении одной из магистралей формула (14):

$$I_{P.35-52.n/a} = \frac{\sqrt{1235^2 + 411,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,156 \text{ А.}$$

Длительный допустимый ток для кабеля с алюминиевыми жилами сечением 70 мм² и пластмассовой изоляцией по [5, табл 1.3.7.] равен 210 А.

Проверим не превышает ли расчетный ток в послеаварийном режиме длительный допустимый с учетом поправочных коэффициентов:

$$I_{P.35-52.n/a} \leq 0,9 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 210.$$

$$75,156 \text{ А} \leq 239,085 \text{ А.}$$

Проверка выбранного кабеля по допустимым потерям напряжения, которые в сетях 10 кВ не должны превышать 5% [22].

Потери напряжения определяются по формуле [14]:

$$\Delta U = \frac{P_l \cdot r_0 + Q_l \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot l, \quad (41)$$

$$\Delta U = \frac{1235 \cdot 0,53 + 411,5 \cdot 0,098}{10} \cdot 0,164 = 11,396 \text{ В.}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (42)$$

$$\Delta U\% = \frac{11,396}{10000} \cdot 100\% = 0,11\%.$$

Выбранное сечение прошло проверку по всем условиям.

При выборе сечения на следующем участке ТП41-ТП35 должны так же учитываться потери мощности в линии ТП35-ТП52, которые рассчитываются по формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_l^2 \cdot r_0 + Q_l^2 \cdot r_0)}{U_{ном}^2} \cdot l. \quad (43)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_l^2 \cdot x_0 + Q_l^2 \cdot x_0)}{U_{ном}^2} \cdot l. \quad (44)$$

где P_l, Q_l - расчетная активная и реактивная нагрузки линии, кВт и квар;

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

l - длина линии, км.

Для участка ТП 35-ТП 52:

$$\Delta P = \frac{(1235^2 \cdot 0,53 + 411,5^2 \cdot 0,53)}{10^2} \cdot 0,164 \cdot 10^{-3} = 1,473 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q = \frac{(1235^2 \cdot 0,098 + 411,5^2 \cdot 0,098)}{10^2} \cdot 0,164 \cdot 10^{-3} = 0,272 \text{ квар.}$$

При проверке сечений петлевой схемы необходимо рассчитать послеаварийный ток при условии повреждения линии на головном участке, когда все трансформаторные подстанции окажутся запитанными от одной секции шин.

Подробный расчет для выбора и проверки сечений кабелей был проведен в Приложении Д, результаты сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Линия	$I_p, \text{ А}$	$I_{p.n/a}, \text{ А}$	$I_{дл.дон.}, \text{ А}$	$F, \text{ мм}^2$	Марка	$\Delta U, \%$
РП-ТП41	112,726	225,452	239,085	3x70	АПвПуг	0,04
ТП41-ТП35	76,017	152,033	239,085	3x70	АПвПуг	0,31
ТП35-ТП52	37,578	75,156	239,085	3x70	АПвПуг	0,12
РП-ТП47	36,184	72,367	239,085	3x70	АПвПуг	0,2
РП-ТП706	76,492	152,99	239,085	3x70	АПвПуг	0,37
ТП706-ТП1	53,098	106,196	239,085	3x70	АПвПуг	0,44
ТП1-ТП3	28,137	56,273	239,085	3x70	АПвПуг	0,15
ТП3-ТП57	-	-	239,085	3x70	АПвПуг	-
ТП57-ТП2	39,051	78,101	239,085	3x70	АПвПуг	0,17
ТП2-РП	63,377	126,754	239,085	3x70	АПвПуг	0,35

Результаты расчета потерь мощности в линиях 10 кВ представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Линия	$l, \text{ км}$	$P_l, \text{ кВт}$	$Q_l, \text{ квар}$	$r_0, \text{ Ом/км}$	$x_0, \text{ Ом/км}$	$\Delta P, \text{ кВт}$	$\Delta Q, \text{ квар}$
1	2	3	4	5	6	7	8
РП-ТП41	0,02	3610	1463	0,53	0,098	1,618	0,299
ТП41-ТП35	0,224	2484	872,03	0,53	0,098	8,23	1,522
ТП35-ТП52	0,164	1235	411,541	0,53	0,098	1,473	0,272
РП-ТП47	0,305	1189	396,25	0,53	0,098	2,54	0,47
РП-ТП706	0,262	2512	841	0,53	0,098	9,747	1,802

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП706-ТП1	0,449	1749	568,37	0,53	0,098	8,104	1,498
ТП1-ТП3	0,281	928.39	296.8	0,53	0,098	1,415	0,262
ТП3-ТП57	0,376	-	-	0,53	0,098	-	-
ТП57-ТП2	0,236	1284	424,512	0,53	0,098	2,289	0,423
ТП2-РП	0,291	2105	696,087	0,53	0,098	6,15	1,137

6.5 Расчет электрических нагрузок на шинах РП

Электрические нагрузки на шинах РП находятся как сумма нагрузок РП и потерь мощности в линиях.

$$P_{РП} = P_{РП} + \Delta P_{\Sigma}. \quad (45)$$

$$Q_{РП} = Q_{РП} + \Delta Q_{\Sigma}. \quad (46)$$

где $P_{РП}, Q_{РП}$ - активная и реактивная нагрузка на РП, учитывающая только нагрузку ТП, кВт и квар;

$\Delta P_{\Sigma}, \Delta Q_{\Sigma}$ - суммарные потери в линиях 10 кВ, кВт и квар.

$$\Delta P_{\Sigma} = 1,618 + 8,23 + 1,473 + 2,54 + 9,747 + 8,104 + 1,415 + 2,289 + 6,15 = 41,6 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = 0,299 + 1,522 + 0,272 + 0,47 + 1,802 + 1,498 + 0,265 + 0,423 + 1,137 = 7,7 \text{ квар.}$$

$$P_{РП} = 7510 + 41,6 = 7551,6 \text{ кВт.}$$

$$Q_{РП} = 2558 + 7,7 = 2565,7 \text{ квар.}$$

$$S_{РП} = \sqrt{7551,6^2 + 2565,7^2} = 7979 \text{ кВА.}$$

Проверка на целесообразность компенсации реактивной мощности (21):

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{2565,7}{7551,6} = 0,34.$$

Компенсация реактивной мощности в РП не требуется, так как $\operatorname{tg} \varphi$ не превышает $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} = 0,4$ [18].

6.6 Выбор схемы и конструкции РП

Распределительный пункт 10 кВ по схеме распределительного устройства относится к схеме №10(6)-1: Одна, секционированная выключателями, система шин [8]. Секции соединены секционным выключателем, который отключен в нормальном режиме, но обеспечен устройством АВР.

Комплектуется РП шкафами комплектных распределительных устройств, которые включают в себя все необходимое оборудование: выключатели, трансформаторы тока и напряжения, счетчики учета электрической энергии, ТСН, а также устройства релейной защиты.

На распределительном пункте, устанавливаемым на территории микрорайона Тепличный, необходимо установить 8 шкафов с выключателями для отходящих присоединений, 2 шкафа с выключателя для ввода, 1 с секционным выключателем, 2 шкафа с трансформатором напряжения, 2 шкафа с ТСН, а также, учитывая возможность дальнейшего развития сети, необходимо предусмотреть по одному резервному шкафу КРУ на каждой секции шин.

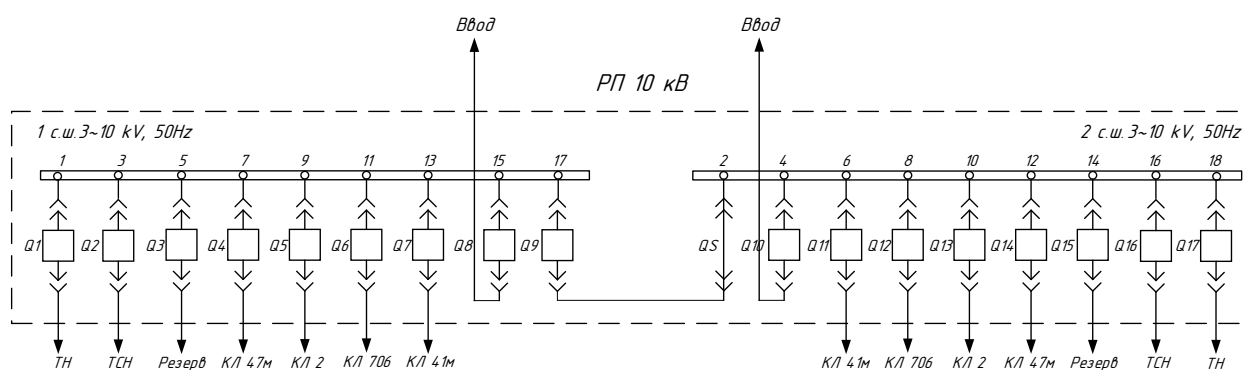


Рисунок 5 – Электрическая схема распределительного пункта 10 кВ

6.7 Выбор и проверка сечений питающих линий 10 кВ

Распределительный пункт, питающий нагрузку района, планируется запитать от ПС Чигири 110/10 двумя кабельными линиями. На данный момент существующие ТП питаются от ЛЭП 10 кВ с маркой провода АС-70.

Строительство воздушных линий электропередачи на территории городов запрещено, распределительные сети 10 кВ рекомендуется выполнять кабельными. Взаиморезервирующие кабельные линии от ЦП до РП при прокладке их в земле рекомендуется прокладывать по разным трассам [3].

Рассчитаем сечение кабеля тем же методом, что и распределительные сети 10 кВ, зная, что нагрузка на шинах РП равна 7979 кВА, а длина трассы от ПС Чигири до проектируемого РП – 2,2 км.

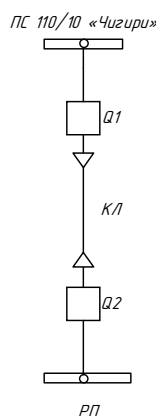


Рисунок 6 – Схема внешнего электроснабжения

$$I_{P.ПС-РП} = \frac{7979}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 230,33 \text{ А.}$$

$$S = \frac{230,33}{1,7} = 135,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение 150 мм², и проверяем его на допустимый нагрев в послеаварийном режиме:

$$I_{P.ЛС-ПП.n/a} = \frac{7979}{\sqrt{3} \cdot 10} = 460,67 \text{ А.}$$

Длительный допустимый ток для кабеля 150 мм² равен 335 А, учитывая поправочные коэффициенты:

$$I_{P.ЛС-ПП.n/a} \leq 1 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 335.$$

$$460,67 \text{ А} \geq 423,78 \text{ А.}$$

Условие не выполняется, следовательно, надо выбрать кабель большим сечением – 185 мм², с длительным допустимым током 385А:

$$460,67 \text{ А} \geq 487,025 \text{ А.}$$

Условие выполняется, кабель прошел проверку.

Проверим на допустимые потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 230,33 \cdot 2,2}{10} \cdot (0,206 \cdot 0,947 + 0,085 \cdot 0,321) \cdot 100\% = 1,95\%.$$

Потери не превышают 5%, следовательно, сечение кабеля выбрано верно.

К установке принимаем 2 трехжильных кабеля с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПуГ сечением токопроводящей жилы 185 мм².

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Согласно правилам, электрооборудование выбирается по двум этапам. Первый – выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по условиям кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 10 кВ РП;
- шины ВН и НН трансформаторных подстанций;

В выпускной квалификационной работе расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц на напряжение 10 кВ и в именованных единицах на 0,4 кВ [19].

Для упрощения расчётов токов КЗ будем учитывать только индуктивное сопротивление, так как на точность расчётов данные упрощения не повлияют.

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ. Схема замещения рисуется исходя из схемы внешнего электроснабжения (рисунок 7).

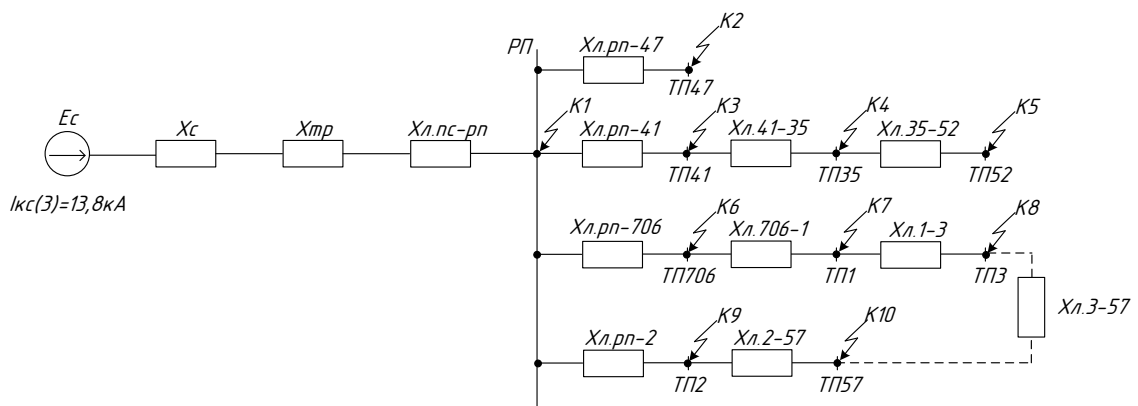


Рисунок 7 - Схема замещения для расчета токов КЗ 10 кВ

7.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ

При расчете токов короткого замыкания в сетях 10 кВ необходимо определить ток КЗ на шинах РП, на шинах наиболее удаленной ТП и на шинах расчетных ТП.

Согласно [5], в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать только индуктивные сопротивления всех элементов. Так как в сети 10 кВ активное сопротивление кабельных линий больше реактивного, необходимо учитывать и активное сопротивление проводников.

Сопротивления элементов схемы замещения можно найти по формулам [4]:

$$X_c = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}}, \quad (47)$$

где X_c - сопротивление системы, о.е;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ - значение тока трехфазного КЗ системы, кА;

$U_{\text{ср.ном}}$ - среднее номинальное напряжения сети, кВ, соответствующее ступени напряжения, в узле которой известно значение $I_{\text{кз}}^{(3)}$, кВ;

S_δ - базисная мощность, МВА.

Базисную мощность принимают произвольно, так, чтобы получились величины, удобные для расчета, обычно число, кратное номинальной мощности источника 100 МВА, 1000 МВА [15]. В данной работе примем базисную мощность равной 100 МВА.

$$X_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}}^2}, \quad (48)$$

$$R_{Л} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}}^2}, \quad (49)$$

где $R_{Л}$ и $X_{Л}$ - активное и индуктивное сопротивления линии, Ом;

r_0 и x_0 - активное и индуктивное удельные сопротивления линии, Ом/км;

l - длина линии, км.

Сопротивление трансформатора:

$$X_{ТР} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ТР\text{ном}}}. \quad (50)$$

Начальное значение периодической составляющей трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{E_C}{Z_{\text{КЗ}}} \cdot I_{\sigma}, \quad (51)$$

где $Z_{\text{КЗ}}$ - полное сопротивление до точки КЗ, Ом;

E_C - ЭДС системы;

$I_{\sigma 1}$ - базисный ток, кА.

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} . \quad (52)$$

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z_{\text{КЗ}} = \sqrt{(X_{\text{Л}} + X_{\text{С}} + X_{\text{ТР}})^2 + (\Sigma R_{\text{Л}})^2} . \quad (53)$$

Расчет ударного тока:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} . \quad (54)$$

где $k_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент.

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} , \quad (55)$$

где T_a - постоянная времени затухания, с:

$$T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma R} . \quad (56)$$

Ток двухфазного КЗ можно найти по формуле:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} . \quad (57)$$

Приведем пример расчета токов КЗ для точки К1 (рисунок 8).

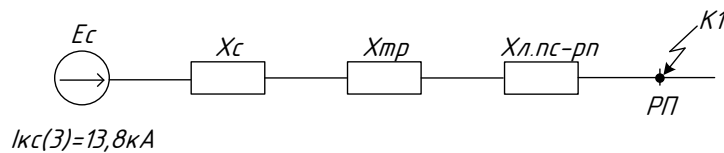


Рисунок 8 – Расчет токов КЗ на шинах РП

Ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ питающей подстанции Чигири 110/10 равен 13,8 кА. Рассчитаем сопротивления элементов схемы замещения:

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,8} = 0,036 \text{ о.е.}$$

$$X_{л.пс-рп} = 0,082 \cdot 2,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,164 \text{ о.е.}$$

$$R_{л.пс-рп} = 0,164 \cdot 2,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,327 \text{ о.е.}$$

На подстанции установлено 2 трансформатора: ТРДН-40000, рассчитаем их сопротивление:

$$X_{ТР} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,263 \text{ о.е.}$$

$$X_{ТР.э\text{кв}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{ТР.1}} + \frac{1}{X_{ТР.2}}} \quad (58)$$

$$X_{ТР.э\text{кв}} = \frac{1}{\frac{1}{0,263} + \frac{1}{0,263}} = 0,131 \text{ о.е.}$$

$$Z_{КЗ} = \sqrt{(0,164 + 0,036 + 0,131)^2 + (0,327)^2} = 0,466 \text{ о.е.}$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

$$I_{\Pi O}^{(3)} = \frac{1}{0,466} \cdot 5,499 = 11,808 \text{ кА.}$$

$$I_{\Pi O}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,808 = 10,226 \text{ кА.}$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0032}} = 1,045.$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,045 \cdot 11,808 = 17,45 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек сведены в таблицу 17. Расчет был выполнен в программе Mathcad 15 (Приложение Д).

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Токи КЗ	$I_{\Pi O}^{(3)}$, кА	$I_{\Pi O}^{(2)}$, кА	T_a , с	$k_{y\partial}$	$i_{y\partial}$, кА
К1	11,808	10,226	0,0032	1,045	17,45
К2	9,255	8,015	0,0024	1,016	13,294
К3	11,608	10,053	0,0032	1,042	17,101
К4	9,687	8,389	0,0025	1,019	13,962
К5	8,598	7,446	0,0022	1,011	12,298
К6	9,556	8,276	0,0025	1,018	13,758
К7	7,08	6,131	0,0019	1,005	10,061
К8	6,063	5,25	0,0017	1,002	8,595
К9	9,351	8,098	0,0024	1,016	13,442
К10	7,936	6,873	0,0021	1,008	11,314

7.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 0,4 кВ

При расчете токов короткого замыкания 0,4 кВ необходимо учитывать такие особенности, как:

- активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи до точки КЗ;

- при питании от энергосистемы не учитывается затухание периодической составляющей тока КЗ ввиду большой удаленности генераторов.

Так же при расчетах КЗ в сетях 0,4 кВ необходимо учитывать сопротивления трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей, сопротивления различных контактов и контактных сопротивлений [3].

Расчет токов КЗ будем производить на шинах 0,4 кВ расчетных ТП и в конце отходящих линий. Расчетными будут являться новые КТП, планируемые к установке в новой части микрорайона.

Для примера рассмотрим расчет токов КЗ на низкой стороне ТП 1 мощностью трансформаторов 630 кВА, число отходящих линий – 4. Схема замещения показана на рисунке 9. Все формулы взяты из [3].

Найдем сопротивления элементов схемы замещения (рисунок 9).

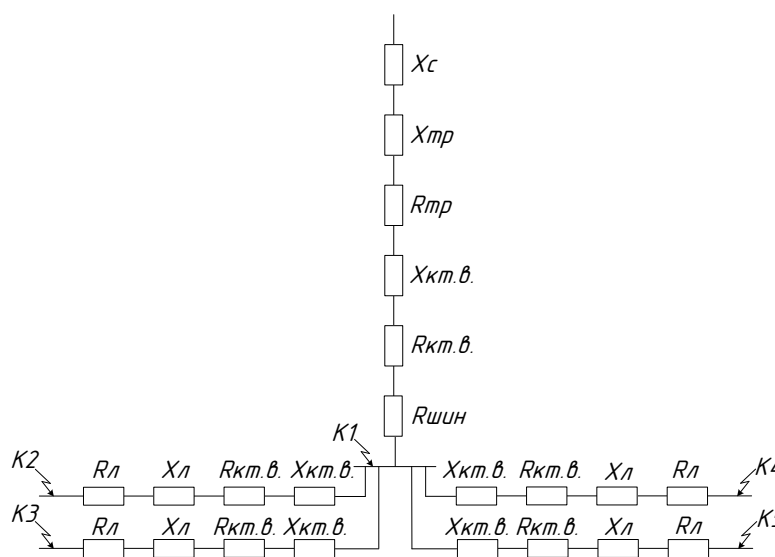


Рисунок 9 – Схема замещения для расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

Рассчитаем ток КЗ для точки К1:

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.вн}} \cdot I_{\text{кз}}}, \quad (59)$$

где $U_{\text{ср.нн}}$ и $U_{\text{ср.вн}}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенное к обмотке низшего и высшего напряжения соответственно, В;

$I_{\text{кз}}$ - действующее значение трехфазного тока у выводов обмотки высшего напряжения, кА.

$$X_c = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot 7,08} = 1,243 \text{ мОм.}$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{\text{ТР}} = \sqrt{u_{\text{к}}^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{ТРном}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{нн.ном}}^2}{S_{\text{ТРном}}} \cdot 10^4. \quad (60)$$

$$R_{\text{ТР}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{нн.ном}}^2}{S_{\text{ТРном}}^2} \cdot 10^6. \quad (61)$$

где $S_{\text{ТРном}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{нн.ном}}$ - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$$X_{\text{ТР}} = \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 7,6}{630} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 13,628 \text{ мОм.}$$

$$R_{\text{ТР}} = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,064 \text{ мОм.}$$

Сопротивление кабелей:

$$X_{Л} = x_0 \cdot l. \quad (62)$$

$$R_{Л} = r_0 \cdot l. \quad (63)$$

Сечение кабелей, отходящих от ТП1 – 120 мм², $r_0 = 0,32$ мОм/м, $x_0 = 0,057$ мОм/м. Пример расчета сопротивлений для ТП1-38.

$$X_{Л.ТП3-38} = 0,057 \cdot 31 = 1,767 \text{ Ом.}$$

$$R_{Л.ТП3-37} = 0,32 \cdot 31 = 9,92 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления контактов и контактных соединений:

Переходное сопротивление принимается $R_{перех} = 15$ мОм [31].

Сопротивления трансформаторов тока учитывают только на токи до 500 А, поэтому $R_{ТА} = 0,05$ мОм, $X_{ТА} = 0,07$ мОм [3].

Сопротивление катушек контактных выключателей примем $R_{кв} = 0,14$ мОм, $X_{кв} = 0,08$ мОм [3].

Сопротивление от выводов силового трансформатора до шин 0,4 кВ КТП: $R_{шин} = 0,15$ мОм, $X_{шин} = 0,17$ мОм; сопротивление нулевой последовательности шины $R_{шин0} = 0,162$ [3].

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$R_{1\Sigma} = R_{ТР} + R_{шин} + R_{кв} + R_{перех} + R_{ТА}. \quad (64)$$

$$R_{1\Sigma} = 3,064 + 0,15 + 0,14 + 15 + 0,05 = 18,404 \text{ мОм.}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{TP} + X_{\text{шин}} + X_{кв} + X_{ТА}. \quad (65)$$

$$X_{1\Sigma} = 1,234 + 13,628 + 0,17 + 0,08 + 0,07 = 15,191 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в т. К1:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\kappa 1}^2 + X_{\kappa 1}^2}}. \quad (66)$$

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{18,404^2 + 15,191^2}} = 9,678 \text{ кА}.$$

Ударный ток в т. К1 по формуле (54):

$$i_{y\theta} = \sqrt{2} \cdot 1,022 \cdot 9,678 = 13,991 \text{ кА}.$$

При расчете однофазного КЗ учитываются прямая, обратная и нулевая последовательности:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срнн}}}{\sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0})^2}}, \quad (67)$$

где $R_{\Sigma 1}$, $R_{\Sigma 2}$ и $X_{\Sigma 1}$, $X_{\Sigma 2}$ - суммарное активное и индуктивное сопротивление прямой и обратной последовательности соответственно;

$R_{\Sigma 0}$ и $X_{\Sigma 0}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

Схема замещения нулевой последовательности включает в себя все элементы схемы прямой последовательности, за исключением ЭДС.

$$R_{0\Sigma} = R_{TP} + R_{шин} + 3 \cdot R_{шин0} + R_{кв} + R_{перех} + R_{ТА}. \quad (68)$$

$$R_{0\Sigma} = 3,064 + 0,15 + 3 \cdot 0,162 + 0,14 + 15 + 0,05 = 18,89 \text{ мОм}.$$

$$X_{0\Sigma} = X_{TP} + 9,4 \cdot X_{шин} + X_{кв} + X_{ТА}. \quad (69)$$

$$X_{0\Sigma} = 13,628 + 9,4 \cdot 0,17 + 0,08 + 0,07 = 15,376 \text{ мОм}.$$

Сопротивление обратной последовательности также будет равно сопротивлению прямой для данной цепи.

Таким образом однофазный ток для точки К1 будет равен:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 18,404 + 18,89)^2 + (2 \cdot 15,191 + 15,376)^2}} = 9,611 \text{ кА}$$

Для оставшихся точек расчет аналогичен. Результаты расчета сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ 0,4 кВ

Токи КЗ	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	T_a , с	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
1	2	4	5	6	7
К1 (ТП1)	9,678	9,611	0,003	1,022	13,991
К2 (38)	4,511	4,496	0,001	1,001	6,384
К3 (39)	2,599	2,594	0,001	1	3,676
К4 (40)	1,38	1,379	0,001	1	1,952
К5 (44)	4,385	4,37	0,001	1,001	6,204
К1 (ТП2)	9,756	9,663	0,003	1,021	14,081
К2 (41)	3,723	3,711	0,001	1	5,266
К3 (42)	4,776	4,755	0,001	1,001	6,76
К4 (43)	2,523	2,517	0,001	1	3,568
К5 (47)	2,293	2,289	0,001	1	3,243
К6 (48)	1,642	1,64	0,001	1	2,323
К1 (ТП3)	11,555	11,477	0,002	1,006	16,435
К2 (33)	2,49	2,486	0,001	1	3,521
К3 (34)	3,893	3,883	0,001	1	5,505
К4 (35)	5,293	5,275	0,001	1	7,487
К5 (36)	2,441	2,437	0,001	1	3,452

1	2	3	4	5	6
K6 (37)	2,83	2,825	0,001	1	4,003
K1 (ТП47М)	11,704	11,575	0,002	1,004	16,626
K2 (5)	2,741	2,734	0,001	1	3,876
K3 (6-7)	2,862	2,855	0,001	1	4,047
K4 (8-9)	3,04	3,032	0,001	1	4,299
K1 (ТП41М)	11,762	11,613	0,002	1,004	16,7
K2 (2-14)	0,853	0,852	0,001	1	1,206
K3 (3)	1,862	1,859	0,001	1	2,633
K4 (4-10)	1,445	1,443	0,001	1	2,044
K5 (11-12)	1,563	1,561	0,001	1	2,211
K6 (13)	3,464	3,453	0,001	1	4,898
K1 (ТП35М)	11,717	11,665	0,002	1,004	16,643
K2 (1)	1,082	1,081	0,001	1	1,53
K3 (15-16)	1,062	1,061	0,001	1	1,501
K4 (17)	1,448	1,446	0,001	1	2,048
K5 (18)	4,238	4,222	0,001	1	5,994
K6 (19)	2	1,996	0,001	1	2,828
K7 (20)	1,304	1,303	0,001	1	1,844
K8 (25)	1,688	1,685	0,001	1	2,387
K1 (ТП52М)	11,683	11,561	0,002	1,005	16,599
K2 (21)	1,579	1,577	0,001	1	2,233
K3 (22)	2,468	2,463	0,001	1	3,49
K4 (23)	2,468	2,463	0,001	1	3,49
K5 (24)	1,251	1,25	0,001	1	1,769
K6 (27)	3,963	3,95	0,001	1	5,604
K7 (28)	1,845	1,842	0,001	1	2,61
K1 (ТП57М)	11,657	11,544	0,002	1,005	16,566
K2 (26)	1,413	1,411	0,001	1	1,998
K3 (29)	4,592	4,575	0,001	1	6,494
K4 (30)	2,181	2,177	0,001	1	3,085
K5 (31)	2,354	2,35	0,001	1	3,329
K6 (32)	1,429	1,427	0,001	1	2,02
K1 (ТП706)	9,761	9,666	0,003	1,021	14,087
K2 (45)	1,528	1,526	0,001	1	2,16
K3 (46)	1,073	1,072	0,001	1	1,518
K4 (50-49)	2,471	2,466	0,001	1	3,495
K5 (51)	2,287	2,282	0,001	1	3,234
K6 (52)	0,761	0,76	0,001	1	1,076
K7 (53)	1,065	1,064	0,001	1	1,506

По полученным значениям токов короткого замыкания производится выбор коммутационно - защитной аппаратуры на ТП.

8 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ К ТОКАМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При протекании токов КЗ по проводнику, он нагревается, что может привести к повреждению изоляции и возгоранию. Поэтому выбранные сечения кабелей необходимо проверять на термическое воздействие токов КЗ, что значит температура нагрева кабеля при протекании по нему токов КЗ не должна быть выше предельно допустимых значений.

Рассчитаем тепловой импульс [13]:

$$B_k = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (70)$$

где $I_{ПО}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{откл}$ - время отключения тока КЗ;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{откл} = t_g + t_{рз}, \quad (71)$$

где t_g - время срабатывания выключателя;

$t_{рз}$ - время срабатывания релейной защиты.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (72)$$

где C_T - коэффициент, зависящий от материала проводника и допустимой температуры нагрева (для алюминиевых кабелей $C_T = 90 \text{ A}^2\text{c}/\text{мм}^2$ (табл.3.3)) [30].

Правильно выбранное сечение кабеля должно удовлетворять условию:

$$F_{тер} \leq F_{выбр} \cdot \quad (73)$$

В качестве примера проверим по условиям нагрева кабель ТП706-ТП1:

$$I_{НО} = 7,08 \text{ кА.}$$

$$T_a = 0,1 \text{ с.}$$

$$t_{откл} = 0,02 + 0,3 = 0,32 \text{ с.}$$

$$B_k = 7,08^2 \cdot (0,32 + 0,1) = 21 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{21 \cdot 10^6}}{90} = 51 \text{ мм}^2.$$

$F_{выбр} = 70 \text{ мм}^2$, что больше $F_{тер}$, условие выполняется.

Аналогично выполняется проверка на термическую стойкость к токам КЗ кабелей в сети 10 кВ. Все кабели удовлетворяют условию $F_{тер} \leq F_{выбр}$.

В низковольтных сетях данная проверка не производится в соответствии с [22].

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ РП и КТП

В данном разделе необходимо провести выбор и проверку всех электрических аппаратов, необходимых к установке на распределительном пункте и трансформаторной подстанции.

Электрические аппараты - это устройства, выполняющие функции включения и отключения цепей, а также функции защиты, измерения и управления в электрических цепях.

9.1. Выбор и проверка электрических аппаратов РП

Однолинейная схема РП представлена в графической части ВКР на листе 4.

9.1.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрической цепи в нормальном режиме, а также для автоматического отключения поврежденного участка сети при авариях.

Как правило, высоковольтные выключатели устанавливаются со стороны питания, то есть в начале линии.

На РП установим выключатели на вводах, секционный и на всех отходящих линиях.

Выбираются выключатели по номинальному значению тока и напряжения, току отключения, а также в зависимости от места установки [13]:

1. Номинальное напряжение установки должно быть меньше или равно номинальному напряжению выключателя:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (74)$$

где $U_{уст}$ - номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ.

2. Максимальный рабочий ток цепи не должен быть больше номинального тока, указанного в каталожных данных:

$$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{ном}} , \quad (75)$$

где $I_{\text{раб.маx}}$ -максимальный рабочий ток, кА.

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} . \quad (76)$$

3. Ток отключения должен быть больше или равен периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл.ном}} . \quad (77)$$

Проверяют выключатели по термической стойкости к токам КЗ, то есть также, как и для проводников, рассчитывают наибольшую температуру нагрева аппаратов токами КЗ.

Для этого необходимо знать длительность протекания короткого замыкания, время срабатывания защиты и время отключения выключателя, а также посчитать тепловой импульс и сравнить его с тепловым импульсом короткого замыкания:

$$B_{\text{к.в.}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} , \quad (78)$$

где $I_{\text{терм}}$ –ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания КЗ.

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определяется:

$$i_{a.ном.} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл.}}{100}, \quad (79)$$

где β_H - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

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

Апериодическая составляющая в отключенном токе для времени τ составляет:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}. \quad (80)$$

Рассмотрим подробнее выбор и проверку выключателя на вводе. Примем к установке вакуумный выключатель типа ВВ/TEL- 10-20/630-УЗ с пофазным электромагнитным приводом с магнитной защелкой.

Вакуумные выключатели типа ВВ/TEL от «Таврида Электрик» обладают рядом преимуществ, выделяющих их среди других типов коммутационной аппаратуры. Это, в первую очередь, малые габариты и вес, отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы, возможность установки на различных видах КРУ, широкий диапазон рабочих температур, доступная цена.

Для расчета были взяты данные токов короткого замыкания из таблицы 17, максимальные рабочие токи из таблицы 15.

Тепловой импульс:

$$B_k = 11,808^2 \cdot (0,02 + 0,9 + 0,0032) = 128,7 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Тепловой импульс короткого замыкания:

$$B_{к.в.} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$i_{а.ном.} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20}{100} = 11,31 \text{ кА.}$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 11,808 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,0024}} = 0,3 \text{ кА.}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных при выборе выключателя представлено в таблице 19.

Таблица 19 - Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя ВВ/TEL- 10-20/630-У3 на вводе

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL- 10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 230,33 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 17,45 \text{ кА}$	$i_{скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} \geq i_{скв}$
$B_K = 128,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 11,808 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 11,808 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 0,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранный выключатель полностью удовлетворяет условиям проверки. Выключатели на выводах и секционный выбираются аналогично. Результаты расчета сведены в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор высоковольтных выключателей

Место установки	$I_{рmax}, \text{ А}$	$i_{уд}, \text{ кА}$	$B_K, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{но}, \text{ кА}$	$i_{ат}, \text{ кА}$	Марка выключателя
1	2	3	4	5	6	7
Выключатели на вводе РП						
Ввод РП	230,33	17,45	128,7	11,808	0,3	ВВ/TEL- 10-20/630-У3
Секционный выключатель						
СВ	115,2	17,45	86,9	11,808	0,3	ВВ/TEL- 10-20/630-У3

1	2	3	4	5	6	7
Выключатели на выводах РП						
РП – ТП 47м	36,18	13,294	27,6	9,255	0,2	ВВ/TEL- 10-20/630-У3
РП – ТП 41м	112,73	17,101	43,55	11,608	0,72	ВВ/TEL- 10-20/630-У3
РП – ТП 706	76,5	13,758	29,45	9,556	0,25	ВВ/TEL- 10-20/630-У3
РП – ТП 2	63,38	13,442	28,19	9,351	0,24	ВВ/TEL- 10-20/630-У3

9.1.2 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства предназначены для приема и распределения электрической энергии. Обычно представляют собой специальные шкафы, каждый из которых комплектуется всей необходимой аппаратурой. Отдельно можно выделить шкафы выключателей, шкафы трансформаторов напряжения, шкафы вводов и секционного выключателя.

Установим в РП 10 кВ комплектной распределительное устройства «Классика» серии D-12P-10-20/630-У3 производства «Таврида Электрик», изображенное на рисунке 10.



Рисунок 10 – Шкаф комплектного распределительного устройства «Классика» серии D-12P-10-20/630-У3

КРУ очень удобно не только при монтаже, но и при дальнейшей эксплуатации. В комплект КРУ помимо шкафов входят комплекты монтажной и эксплуатационных принадлежностей, тележка для обслуживания выдвижных

элементов и комплект эксплуатационных документов. Дополнительно в комплект могут входить шкафы оперативного тока. Шкафы серии D-12P-10-20/630-УЗ конструктивно могут предназначаться для одностороннего или двухстороннего обслуживания. Ширина шкафов – 750 мм (на номинальные токи меньше 2000А). Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа методом холодной штамповки.

В общем случае шкаф серии D-12P-10-20/630-УЗ имеет несколько функциональных отсеков: отсек сборных шин, отсек присоединений, отсек кассетного выдвижного элемента и отсек вспомогательных цепей.

В специальном отсеке вспомогательных цепей располагается блок управления выключателем, устройства защиты и автоматики, приборы учета электроэнергии.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации.

Выбор и проверка ячеек КРУ производится также, как и выключателей, с той лишь разницей, что КРУ не имеет токов отключения.

Расчетные данные для выбора ячеек КРУ были получены при выборе выключателей. Ячейки для линий выбираются на основе одного присоединения, у которого расчетный ток является максимальным. Если на данном присоединении условия выбора будут выполнены, то и остальные линии будут удовлетворять данным условиям.

Результаты выбора показаны в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе ячеек КРУ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
Вводные		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 230,33 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 17,45 \text{ кА}$	$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} \geq i_{скв}$
$B_K = 128,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$

1	2	3
Секционные		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 115,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 17,45 \text{ кА}$	$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} \geq i_{скв}$
$B_K = 128,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$
Линейные		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 112,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 17,101 \text{ кА}$	$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} \geq i_{скв}$
$B_K = 29,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$

9.1.3 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока (ТТ) предназначены для уменьшения первичного тока до значений наиболее удобных для подключения измерительных приборов и реле.

Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, номинальному первичному току, по классу точности и по допустимой нагрузке вторичной цепи.

Так как к трансформаторам тока будут подключены счетчики электрической энергии, они должны иметь класс точности 0,5.

Условия выбора трансформатора тока [13]:

1. Номинальное напряжение установки должно быть меньше или равно номинальному напряжению ТТ.

2. Номинальный первичный ток ТТ должен быть как можно ближе к значению максимального рабочего тока в цепи, так как недогрузка первичной обмотки может привести к недопустимым погрешностям измерений.

3. Расчетная вторичная нагрузка приборов, подключенных к трансформатору тока должна быть меньше или равна номинальной допустимой нагрузке трансформатора в выбранном классе точности:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}. \quad (81)$$

Нагрузка вторичной цепи включает в себя сопротивления приборов $Z_{приб}$, соединительных проводов и сопротивление контактов:

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_{конт}, \quad (82)$$

$Z_{конт}$ - сопротивление контактов: 0,01 Ом.

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (83)$$

где $S_{приб}$ - мощность приборов;

I_2 - их вторичный номинальный ток, А.

$$Z_{пров} = \rho \cdot \frac{l}{S_{пров}}, \quad (84)$$

где ρ - удельное электрическое сопротивление провода, выбирается провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

l - длина провода, м;

$S_{пров}$ - сечение провода.

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для КРУ 6-10 кВ приблизительно равной 10 м.

4. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания.

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (85)$$

где K_m - кратность термической стойкости;

t_m - время термической стойкости.

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока.

5. Проверка на динамическую стойкость.

К установке в ячейках РП примем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-0,5/10Р У2 производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».

Электроизмерительные приборы выбираем цифровые, серии 3021, которые по сравнению с аналоговыми приборами обладают более высокой точностью измерений, широким диапазоном значений и быстродействием.

Приборы серии 3021 подключаются к трансформаторам тока, они измеряют действующее значение тока, напряжения, активную и реактивную мощности, частоту сети. Помимо этого, приборы данной серии контролируют минимальные и максимальные значения измеряемого параметра.

Список измерительной нагрузки, подключенной к трансформатору тока представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Измерительная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
На вводе				
Амперметр	СА3021	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	СР3021	7,5	7,5	7,5
Варметр	СТ3021	7,5	7,5	7,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ318ВУ	0,1	0,1	0,1
Всего		22,6	22,6	22,6
На выводах				
Амперметр	СА3021	7,5	7,5	7,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ318ВУ	0,1	0,1	0,1
Всего		7,6	7,6	7,6
Секционный выключатель				
Амперметр	СА3021	7,5	7,5	7,5
Всего		7,5	7,5	7,5

Чтобы погрешность трансформатора не увеличилась и не повлияла на измерения, необходимо, чтобы номинальная нагрузка приборов, подключаемых к ТТ не превышала допустимые значения для трансформатора данного класса точности.

Допустимую нагрузку рассчитаем по формуле:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (86)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи для данного трансформатора тока, справочная величина, В·А;

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

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 25$ ВА.

Приведем пример расчета трансформаторов тока на вводе РП. Данные для выбора трансформаторов тока берутся из таблицы 17.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{22,6}{5^2} = 0,904 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется:

$$Z_{\text{пров}} = 0,0283 \cdot \frac{10}{4} = 0,071 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка Z_2 :

$$Z_2 = 0,904 + 0,071 + 0,01 = 0,985 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k \leq (0,13 \cdot 300)^2 \cdot 0,06 = 91,26 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Таблица 23 – Сравнение данных ТОЛ-10-1-0,5/10Р У2 на вводе РП

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p,max} = 230,33 \text{ А}$	$I_{H1} = 300 \text{ А}$	$I_{p,max} \leq I_{H1}$
$Z_2 = 0,985 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$i_{y\delta} = 17,45 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$B_{Kp} = 91,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kn} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} \leq B_{Kn}$

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-10-1-0,5/10Р У2 для СВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p,max} = 115,2 \text{ А}$	$I_{H1} = 150 \text{ А}$	$I_{p,max} \leq I_{H1}$
$Z_2 = 0,3 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$i_{y\delta} = 17,45 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$B_{Kp} = 22,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kn} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} \leq B_{Kn}$

Трансформатор тока подходят по всем условиям. Аналогичный расчет для остальных присоединений РП. Результаты расчета сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Выбор трансформаторов тока на выводах РП

Место установки	I_{pmax} , А	Z_2 , Ом	$i_{y\delta}$, кА	$i_{дин}$, кА	B_K , кА ² с	B_{Kn} , кА ² с	I_{H1} , А	Трансформатор тока
РП – ТП 47М	36,18	0,385	13,294	25,5	6	100	100	ТОЛ-10-1-0,5/10Р У2
РП – ТП 41М	112,73	0,385	17,101	51	22,82	400	150	ТОЛ-10-1-0,5/10Р У2
РП – ТП 706	76,5	0,385	13,758	25,5	6	100	100	ТОЛ-10-1-0,5/10Р У2
РП – ТП 2	63,38	0,385	13,442	25,5	6	100	100	ТОЛ-10-1-0,5/10Р У2

9.1.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для понижения высокого напряжения сети до значений удобных для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты. Вторичное напряжение трансформатора может иметь значение 100 или $100\sqrt{3}$.

Устанавливаются трансформаторы напряжения на распределительные устройства для питания измерительных приборов и вторичных цепей. От точности измерения трансформаторов напряжения зависит правильность коммерческого учета электроэнергии, точность и селективность работы систем релейной защиты и автоматики. Класс точности для подключения счетчиков – 0,5.

Трансформаторы напряжения выбираются [13]:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по роду установки (наружной или внутренней);
- по классу точности (выпускают трансформаторы напряжения классом точность 0,2; 0,5; 1; 3);
- по вторичной нагрузке, что значит суммарная мощность всех подключаемых к ТН электроприборов не должна превышать номинальную мощность ТН.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (87)$$

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

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

Электроизмерительные приборы для подключения к ТН выбираем также цифровые, серии 3021.

Ниже приведена таблица нагрузок, подключенных к ТН, и определена вторичная нагрузка.

Таблица 26 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность S, кВА
Вольтметр	СВ3021	7,5	1	2	15
Ваттметр	СР3021	7,5	2	2	30
Варметр	СТ3021	7,5	2	2	30
Счетчик АЭ	СЕ318ВУ	3,6	2	14	100,8
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	20	175,8

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 175,8 \text{ ВА.}$$

Примем к установке на распределительном пункте трёхфазные антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УХЛ2 производитель ОАО «Раменский электротехнический завод Энергия». Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 175,8 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

9.1.5 Выбор и проверка жестких шин

Выбор жестких шин, также, как и других проводников, проводится по нагреву длительно допустимым током с учетом наиболее тяжелых послеаварийных режимов [13]. Проверяются выбранные шины по термическому и динамическому воздействию к токам КЗ. Примем к установке в РП 10 кВ жесткие алюминиевые шины с прямоугольным сечением.

Сечения шины выбираются по длительному допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах РП:

$$I_{P.\max} = \frac{S_{PI}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (88)$$

$$I_{P.\max} = \frac{7979}{\sqrt{3} \cdot 10} = 460,67 \text{ А.}$$

$$I_{\text{дл.дон}} = I_{P.\max} \cdot K. \quad (89)$$

$$I_{P.\max} \leq I_{\text{дл.дон}}. \quad (90)$$

Принимаем однополюсные шины АДЗ1Т 10х25 мм сечением 247 мм², с длительным допустимым током 505 А установленные горизонтально (плашмя). Это прессованные шины, закалённые и естественно-состаренные [13].

Для проверки шин данные были взяты из таблицы 19.

Для проверки выбранных шин на термическую стойкость, рассчитаем тепловой импульс тока КЗ, который показывает сколько тепла выделяется в проводнике при прохождении по нему тока короткого замыкания по формуле (70). По ранее сделанным расчетам тепловой импульс составил $B_{\kappa} = 128,7$ кА²с.

Выбираем минимальное допустимое сечение по условию термической стойкости [13]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m}, \quad (91)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{128,7 \cdot 10^6}}{82} = 138,3 \text{ мм}^2.$$

где $C_m = 82 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$ - для алюминия.

$$q_{\min} < q. \quad (92)$$

$$138,3 \text{ мм}^2 < 150 \text{ мм}^2.$$

Шины прошли проверку по термической стойкости.

Проверка на электродинамическую стойкость. При коротких замыканиях возникают электродинамические силы, которые могут создавать для жестких шин, закрепленных на изоляторах, недопустимые колебательные нагрузки. Частота таких колебаний во многом зависит от жесткости конструкции и ее массы.

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по формуле:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (93)$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{2,47}} = 114,8 \text{ Гц.}$$

где l – длина пролета между изоляторами, м ($l=1,2$ м);

q – поперечное сечение шины, см^2 ;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (94)$$

$$J = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^2.$$

Если частота собственных колебаний меньше 200 Гц, механический резонанс не возникает, т.е. шины и изоляторы представляют собой статически устойчивую систему к электродинамическим силам, возникающим при КЗ.

Для механического расчета однополосных шин рассчитаем наибольшее усилие, возникающее при коротком замыкании:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (95)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{17450^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 65,93 \text{ Н/м.}$$

Под воздействием силы f , действие которой на шину распределено равномерно, возникает изгибающий момент, который можно рассчитать по формуле:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10}. \quad (96)$$

$$M = \frac{65,93 \cdot 1,2^2}{10} = 9,5 \text{ Н/м.}$$

Изгибающий момент, рассчитанный выше, создаёт в материале шины напряжение равное:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (97)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{9,5}{1,8} = 5,27 \text{ МПа.}$$

где W – момент сопротивления шины.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}. \quad (98)$$

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

Для шин марки АД31Т допустимое напряжение составляет $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ [13]. Шины можно считать механически прочными, так как выполняется условие:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}. \quad (99)$$

$$5,27 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}.$$

Шины прошли проверку по всем условиям, значит, они выбраны верно.

9.1.6 Выбор и проверка опорных изоляторов

Выбор изоляторов проводят по следующим условиям [13]:

1. по номинальному напряжению;
2. по месту установки (внутренняя или наружная);
3. по допустимой нагрузке, что значит расчетная сила $F_{\text{расч}}$, которая действует на изолятор, должна быть меньше допустимой нагрузке на головку изолятора $F_{\text{доп}}$:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}. \quad (100)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}. \quad (101)$$

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

Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Расчетная сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (102)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

Установим опорные изоляторы типа ОСК 3-10 УХЛ2 – опорный стержневой полимерный изолятор внутренней установки с кремнийорганической защитной оболочкой, предназначенный для крепления токоведущих частей в распределительных пунктах 10 кВ, внутренней установки, для которого минимальная разрушающая сила на изгиб равна $F_{разр} = 3000$ Н.

Допустимая нагрузка на головку изолятора данного типа:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Расчетная сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{17450^2}{0,8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 395,6 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (100):

$$395,6 \leq 1800 \text{ Н.}$$

Изолятор прошел проверку и может быть принят к установке.

9.1.7 Выбор и проверка предохранителей ТН

Предохранителем называют элемент защиты сети от возникающих аварий, которые характеризуются резким повышением тока в сети.

Для защиты трансформатора напряжения выбирается предохранитель ПKN001-10 УЗ производителя ООО «Уралэнерго», который для данного вида оборудования выбирается только по классу напряжения.

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (103)$$

$$10кВ \leq 10кВ.$$

9.1.8 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от: типа подстанции, наличия синхронных компенсаторов, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, система пожаротушения, электроприемники компрессорной, аварийное освещение.

Мощность ТСН при двух трансформаторах собственных нужд на подстанции с постоянным дежурством выбирается по условию:

$$\frac{S_{расч}}{K_n} \leq S_m, \quad (104)$$

где $S_{расч}$ - расчетная нагрузка собственных нужд РП, кВА;

K_n - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, принимается 1.4;

S_m - номинальная мощность трансформаторов ТСН, кВА.

Расчетная нагрузка собственных нужд определяется по формуле:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} . \quad (105)$$

Нагрузочные данные потребителей собственных нужд РП приведены в таблице 28.

Таблица 28 –Нагрузки потребителей СН

Потребители собственных нужд	P, кВт	N, шт.	ΣP , кВт	K_c	$\cos \varphi$	$S_{расч}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7
Отопление КРУ 10 кВ	1	17	17	1	1	17
Освещение	5	-	5	0,7	1	3,5
Оперативные цепи	1,8	-	1,8	1	1	1,8
Электропитание телемеханики и аппаратуры связи	2	-	2	1	1	2
Электропитание системы пожаротушения	15	-	15	1	1	15
Зарядно-подзарядное устройство	35	2	70	0,12	1	8,4
Итого	-	-	-	-	-	47,7

Расчетная нагрузка собственных нужд:

$$S_{расч} = 47,7 \text{ кВА.}$$

Расчетная мощность ТСН:

$$S_{расч.ном} = \frac{47,7}{1,4} = 34,1 \text{ кВА.}$$

По полученному значению мощности выбирается ближайшая стандартная мощность трансформатора, в данном случае 40 кВА. К установке принимаются трансформаторы сухие с литой изоляцией серии ТЛС-40/10 производителя ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».

9.1.9 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный – это электроаппарат который служит для защиты электрооборудования от различных грозовых коммутационных перенапряжений.

В первую очередь ОПН выбирается *по номинальному напряжению*:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot \quad (106)$$

$$10кВ \leq 10кВ .$$

Для установки в РП выбираются ОПН-КР/TEL 10/12,0 производителя «Таврида Электрик».

Далее по *наибольшему длительному допустимому уровню напряжения* по условию:

$$U_{н.р} \geq 1,05U_{н.с}, \quad (107)$$

$$U_{р.н.с} = 1,05 \cdot 11,5 = 12 \text{ кВ.}$$

где 1,05 - коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.;

$U_{н.р}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ;

$U_{н.с}$ - наибольшее значение рабочего напряжения (фазного) сети в точке установки ОПН, согласно [12].

Выбирается *номинальный разрядный ток и класс пропускной способности*.

В сетях напряжением от 1 до 220 кВ принимается разрядное напряжение 5 или 10 кА, в зависимости от плотности ударов молнии в землю. Так как в

районе проектирование высокая плотность ударов в землю разрядное напряжение принимается равное 10 кА.

Осуществление выбора ОПН *по условиям обеспечения взрывобезопасности.*

Под током взрывобезопасности ОПН, $I_{вз.без}$ понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность.

Условием выбора является:

$$I_{кз} < I_{вз.без}, \quad (108)$$

$$11,808 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

где $I_{кз}$ -наибольший ток короткого замыкания сети в точке установки ОПН, из таблицы 17;

$I_{вз.без}$ - ток взрывобезопасности, указанный заводом-изготовителем, кА.

Определение защитного уровня ОПН *при коммутационных перенапряжениях.*

Условие выбора:

$$U_{ост.к.} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2), \quad (109)$$

$$U_{ост.к.} < \frac{48}{1,15} = 41,7 \text{ кА}.$$

где $U_{ост.к.}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе (из каталожных данных оборудования 30,7);

$U_{ки}$ - выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}, \quad (110)$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 28 = 48 \text{ кВ.}$$

где $U_{исн50}$ – 50 %-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе [12];

1,35 - коэффициент ионизации;

0,9- коэффициент кратности тока.

Определение защитного уровня ОПН *при грозовых перенапряжениях*.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 5 кА для ОПН работающих в сетях 10 кВ не должно превышать 45 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{ост.гр.} = 45,5$ кВ.

Выбранный ОПН прошел проверку по всем условиям.

Результаты расчета сведены в таблицу 29.

Таблица 29– Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$U_{н.р.} = 12$ кВ	$U_{р.н.с} = 12$ кВ	$U_{н.р.с} \leq U_{н.р.}$
$I_{разр.ном} = 10$ кА	$I_{разр} = 10$ кА	$I_{разр.} \leq I_{разр.ном}$
$I_{вз.б} = 20$ кА	$I_{ПО} = 11,808$ кА	$I_{ПО} \leq I_{вз.б}$
$U_{ост.к.ном} = 30,7$ кВ	$U_{ост.к} = 41,7$ кВ	$U_{ост.к.ном} \leq U_{ост.к}$
$U_{ост.гр.ном} = 45$ кВ	$U_{ост.гр} = 45,5$ кВ	$U_{ост.гр} \leq U_{ост.гр.ном}$

9.2 Выбор и проверка основного оборудования КТП

Выбор оборудования будет проводиться для новой подстанции ТП1. Выбор выключателей, ячеек КРУ, трансформатора тока, трансформатора напряжения, жестких шин, ОПН проводится аналогично выбору для РП.

9.2.1 Выбор и проверка выключателей нагрузки

Выключатель нагрузки - это простейший высоковольтный выключатель. Он используется для отключения и включения цепей, находящихся под нагрузкой. Дугогасительные устройства выключателей рассчитаны на гашение маломощной дуги, возникающей при отключении тока нагрузки. Их нельзя применять для отключения токов короткого замыкания. Чтобы разорвать цепь в случае возникновения короткого замыкания, последовательно с выключением нагрузки устанавливаются высоковольтные предохранители соответствующей способности.

На ТП установим выключатели на вводах и секционный выключатель.

Рабочий ток для выключателя (76):

$$I_{p.\max} = \frac{863,24}{\sqrt{3} \cdot 10} = 49,84 \text{ А.}$$

Выбирается втогазовый трехполюсный выключатель нагрузки типа ВВП-М1-10/630-20 У2 со встроенным пружинным приводом, ручным заводом, дистанционным и местным включением и отключением для многократных коммутационных операций, с номинальным рабочим током равным 630 А, так как с меньшим номинальным током они не выпускаются. Производитель «Нальчикский завод высоковольтной аппаратуры».

Тепловой импульс определяется по формуле (70):

$$B_{\kappa} = 7,08^2 \cdot (0,02 + 0,9 + 0,0019) = 46,2 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Апериодическая составляющая определяется по формуле (80):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,08 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,0019}} = 0,1 \text{ кА.}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных при выборе выключателя представлено в таблице 30.

Таблица 30 - Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя ВВП-М1-10/630-20 У2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
Вводной выключатель		
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 49,84$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 10,061$ кА	$i_{скв} = 20$ кА	$i_{уд} \geq i_{скв}$
$B_K = 46,2$ кА ² с	$B_{K.ном} = 992,3$ кА ² с	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 7,08$ кА	$I_{вкл} = 12,5$ кА	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 7,08$ кА	$I_{откл} = 12,5$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 0,1$ кА	$i_{а.ном} = 7,07$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Секционный выключатель		
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 24,92$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 10,061$ кА	$i_{скв} = 20$ кА	$i_{уд} \geq i_{скв}$
$B_K = 31,2$ кА ² с	$B_{K.ном} = 992,3$ кА ² с	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 7,08$ кА	$I_{вкл} = 12,5$ кА	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 7,08$ кА	$I_{откл} = 12,5$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 0,1$ кА	$i_{а.ном} = 11,31$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранный выключатель полностью удовлетворяет условиям проверки.

9.2.2 Выбор распределительных устройств

В РУВН ТП используются ячейки КСО-207-«Оскол»-630 У3 В производителя ОАО «Старооскольский завод электромонтажных изделий». Ячейки КСО предназначены для комплектования распределительных устройств напряжением до 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц в сетях с изолированной, заземленной через дугогасительный реактор или резистор нейтралью. Ячейки КСО-207 применяются в составе РУ напряжением 6-10 кВ при новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении следующих объектов: распределительных и трансформаторных подстанций городских объектов гражданского назначения и инфраструктуры; распределительных подстанций промышленных объектов и т.д.

Уменьшенные габаритные размеры позволяют применять ее в блочных трансформаторных подстанциях без увеличения транспортных габаритов (рис.11).



Рисунок 11 – Общий вид ячейки КСО 207

Выбор и проверка ячеек КСО аналогичен выбору КРУ РП.

Расчетные данные для выбора ячеек КРУ были получены при выборе выключателей.

Результаты выбора показаны в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе ячеек КСО-207-Оскол-630 УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
Вводные		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рмах} = 49,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
$i_{уд} = 10,061 \text{ кА}$	$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} \geq i_{скв}$
$B_K = 46,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.ном} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.ном} \geq B_K$
Секционные		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рмах} = 24,92 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
$i_{уд} = 10,061 \text{ кА}$	$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} \geq i_{скв}$
$B_K = 31,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.ном} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.ном} \geq B_K$

9.2.3 Выбор и проверка трансформатора тока

К установке в ячейках ТП примем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-0,5/10Р У2 производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».

Электроизмерительные приборы выбираем цифровые, серии 3021. Список измерительной нагрузки, подключенной к трансформатору тока представлен в таблице 32

Таблица 32 – Измерительная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
На вводе				
Амперметр	СА3021	7,5	7,5	7,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ318ВУ	0,1	0,1	0,1
Всего		7,6	7,6	7,6
Секционный выключатель				
Амперметр	СА3021	7,5	7,5	7,5
Всего		7,5	7,5	7,5

Приведем пример расчета трансформаторов тока на вводе ТП. Данные для выбора трансформаторов тока берутся из таблицы 18.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки определяется:

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

Общее сопротивление приборов находится по формуле (83):

$$Z_{\text{приб}} = \frac{7,6}{5^2} = 0,304 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле (84):

$$Z_{\text{пров}} = 0,0283 \cdot \frac{10}{4} = 0,071 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка Z_2 по формуле (82):

$$Z_2 = 0,304 + 0,071 + 0,01 = 0,385 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (85):

$$B_k \leq (0,078 \cdot 75)^2 \cdot 0,06 = 2,05 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Результаты расчета сведены в таблицы 33 и 34.

Таблица 33 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-10-1- 0,5/10Р У2 на вводе ТП

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 49,84 \text{ А}$	$I_{H1} = 75 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{H1}$
$Z_2 = 0,385 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$i_{y\delta} = 10,061 \text{ кА}$	$i_{дин} = 14,7 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$B_{Kp} = 2,05 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kn} = 34,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} \leq B_{Kn}$

Таблица 34 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-10-1- 0,5/10Р У2 для СВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 24,92 \text{ А}$	$I_{H1} = 50 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{H1}$
$Z_2 = 0,3 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$i_{y\delta} = 10,061 \text{ кА}$	$i_{дин} = 12,8 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$B_{Kp} = 1,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kn} = 25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} \leq B_{Kn}$

Трансформатор тока подходят по всем условиям.

9.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Электроизмерительные приборы для подключения к ТН выбираем цифровые серии 3021.

Ниже приведена таблица нагрузок, подключенных к ТН, и определена вторичная нагрузка.

Таблица 35 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность S, кВА
Вольтметр	СВ3021	7,5	1	2	15
Счетчик АЭ	СЕ318ВУ	3,6	2	8	57,6
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	10	72,6

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 72,6 \text{ ВА.}$$

К установке принимаются трёхфазные антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УХЛ2 производитель ОАО «Раменский электротехнический завод Энергия». Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 72,6 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

9.2.5 Выбор и проверка гибких шин 10 кВ

На подстанции на стороне 10 кВ будет устанавливаться гибкая ошиновка, выполненная из кабеля маркой АПвПуг, которая будет служить для соединения силовых трансформаторов с распределительным устройством 10 кВ.

Проверка сечения шин проводится по длительно допустимому току:

$$I_{p.\max} \leq I_{дон} \cdot \quad (111)$$

Выбираем провод АПвПуг 3х95/16 мм².

Проверка по допустимому току:

$$48,94 \text{ А} \leq 233 \text{ А}.$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ (91):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{46,2 \cdot 10^6}}{76} = 89,43 \text{ мм}^2.$$

$$89,43 \text{ мм}^2 \leq 95 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Для гибких шин необходимо провести проверку по условиям короны.

Разряды в виде короны будут возникать при больших параметрах критической надёжности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,293}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (112)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,293}{\sqrt{2,79}} \right) = 29,2 \text{ кВ/см}.$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода которое будет равняется для многопроволочных проводов 0,8;

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (113)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 10,5}{2,79 \cdot \lg \frac{189}{2,79}} = 0,73 \text{ кВ/см.}$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (114)$$

$$7,81 \text{ кВ/см} \leq 26,28 \text{ кВ/см}.$$

Согласно полученным результатам коронировать провод не будет. Выбранная гибкая ошиновка удовлетворяет всем условиям.

9.2.6 Выбор и проверка жестких шин 0,4 кВ

К установке принимаются жесткие алюминиевые шины с прямоугольным сечением.

Рабочий максимальный ток на шинах ТП 0,4 кВ (76):

$$I_{p.\max} = \frac{863,24}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1246 \text{ А.}$$

Принимаем однополюсные шины АДЗ1Т 6х100 мм сечением 597 мм², с длительным допустимым током 1425 А установленные горизонтально (плашмя).

Для проверки шин данные были взяты из таблицы 31.

По ранее сделанным расчетам тепловой импульс составил $B_k = 46,2$ кА²с.

Минимальное допустимое сечение по условию термической стойкости по формуле (91):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{46,2 \cdot 10^6}}{82} = 82,9 \text{ мм}^2.$$

Проверка условия термической стойкости (92):

$$82,9 \text{ мм}^2 < 597 \text{ мм}^2.$$

Шины прошли проверку по термической стойкости.

Проверка на электродинамическую стойкость.

Частота собственных колебаний алюминиевых полосовых шин определяется по формуле (93):

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{5,97}} = 73,84 \text{ Гц}.$$

Момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы по формуле (94):

$$J = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^2.$$

Для механического расчета однополосных шин рассчитаем наибольшее усилие, возникающее при коротком замыкании по формуле (95):

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{9,678^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 20,3 \text{ Н/м.}$$

Рассчитаем изгибающий момент, который можно рассчитать по формуле (96):

$$M = \frac{20,3 \cdot 1,2^2}{10} = 2,92 \text{ Н/м.}$$

Изгибающий момент, рассчитанный выше, создаёт в материале шины напряжение равное (97):

$$\sigma_{расч} = \frac{2,92}{1,8} = 1,62 \text{ МПа.}$$

Момент сопротивления шины для однополосных шин по формуле (98):

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

Для шин марки АД31Т допустимое напряжение составляет $\sigma_{дон} = 75 \text{ МПа}$ [13].

Шины можно считать механически прочными, так как выполняется условие (99):

$$1,62 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа.}$$

Шины прошли проверку по всем условиям, значит, они выбраны верно.

9.2.7 Выбор и проверка ОПН

Для установки в ТП выбираются ОПН-КР/TEL 10/12,0 производителя «Таврида Электрик».

Выбор по *наибольшему длительному допустимому уровню напряжения* по условию (107):

$$U_{p.n.c} = 1,05 \cdot 11,5 = 12 \text{ кВ.}$$

$$12 \text{ кВ} \geq 1,05 \cdot 11,5 \text{ кВ.}$$

Выбора ОПН *по условиям обеспечения взрывобезопасности.*

Условием выбора является (108):

$$10,06 \text{ кА} < 20 \text{ кА.}$$

Защитный уровень ОПН *при коммутационных перенапряжениях.*

Условие выбора (109):

$$30,7 < \frac{48}{1,15} = 41,7 \text{ кА.}$$

где $U_{ост.к.}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе (из каталожных данных оборудования 30,7);

$U_{ки}$ - выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений (110):

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 28 = 48 \text{ кА.}$$

Защитный уровень ОПН *при грозовых перенапряжениях.*

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе

в сетях 10 кВ не должно превышать 45 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.гр.}} = 45,5$ кВ.

Выбранный ОПН прошел проверку по всем условиям.

Результаты расчета сведены в таблицу 37.

Таблица 37– Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{уст}} = 10$ кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.}} = 12$ кВ	$U_{\text{р.н.с}} = 12$ кВ	$U_{\text{н.р.с}} \leq U_{\text{н.р.}}$
$I_{\text{разр.ном}} = 10$ кА	$I_{\text{разр}} = 10$ кА	$I_{\text{разр.}} \leq I_{\text{разр.ном}}$
$I_{\text{вз.б}} = 20$ кА	$I_{\text{ПО}} = 10,06$ кА	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{вз.б}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 30,7$ кВ	$U_{\text{ост.к}} = 41,7$ кВ	$U_{\text{ост.к.ном}} \leq U_{\text{ост.к}}$
$U_{\text{ост.гр.ном}} = 45$ кВ	$U_{\text{ост.гр}} = 45,5$ кВ	$U_{\text{ост.гр}} \leq U_{\text{ост.гр.ном}}$

9.2.8 Выбор и проверка предохранителей

Трансформаторы 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях мощностью до 1000 кВА включительно, должны защищаться плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавкие предохранители называют коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи от токов превышающий номинал плавкой вставки. На стороне 10 кВ для защиты будут применяться кварцевые предохранители. Данный предохранитель состоит из плавкой вставки, которая защищена от воздействия окружающей среды кварцевым песком в закрытой фарфоровой трубкой.

Произведем выбор предохранителя:

Номинальный ток трансформатора ТМГ-630:

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}, \quad (115)$$

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А.}$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ с током плавкой вставки равным 80 А и номинальным током отключения $I_{ном} = 20$ кА, [5].

Проверим данный предохранитель по условиям [13]:

– току плавкой вставки:

$$I_{п.в} > 2 \cdot I_{т.ном}, \quad (116)$$

$$80A > 72,8A.$$

где $I_{п.в}$ -ток плавкой вставки, А.

– номинальному току отключения:

$$I_{ном.о} > I_{к.мах}, \quad (117)$$

$$20кА > 7,08кА.$$

где $I_{к.мах}$ – максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА (таблица 19).

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

9.2.9 Выбор и проверка автоматических выключателей

Автоматическим выключателем называют коммутационный аппарат, основная функция которого защита сети от аварийных ситуаций, будь то возникновение токов короткого замыкания или перегрузка. Устанавливаем автоматические выключатели на низкой стороне трансформаторов ТП.

Выбирается автоматический выключатель по расчетному току:

$$I_{ном.расч} \geq I_{р.мах}, \quad (118)$$

где $I_{ном.расц}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток (в послеаварийном режиме), А.

Выберем автоматический выключатель для вывода ТП1-38:

$$I_{р.мах} = \frac{191,73}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 276,74 \text{ А.}$$

$$400 \text{ А} \geq 276,74 \text{ А.}$$

Условие выполняется. Выберем предварительно выключатель ВА55-41 производителя «Курский электроаппаратный завод» с номинальным током 400 А.

Проверка выбранного автоматического выключателя по отключающей способности выключателя:

$$I_{к}^{(3)} \leq I_{откл} , \tag{119}$$

$$4,51 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА} .$$

Уставка в зоне тока КЗ:

$$\frac{I_{к}^{(1)}}{I_{расц.}} \geq 1,25 , \tag{120}$$

$$\frac{4,496}{0,4} \geq 1,25 .$$

$$\frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{расц.}} \geq 1,25, \quad (121)$$

$$\frac{3,91}{0,4} \geq 1,25.$$

Условие проверки автоматического выключателя с сечением проводника:

$$I_{расц.} \leq 3 \cdot I_{дл.доп}, \quad (122)$$

$$400A \leq 3 \cdot 308,99A.$$

где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимый ток проводника из таблицы 7.

Для отходящих присоединений и СВ расчет аналогичен. Результаты расчета сведем в таблицу 38.

Таблица 38 – Выбор автоматических выключателей

Место устновки	Ввод ЩО	СВ	Вывод 38	Вывод 39	Вывод 40	Вывод 44
Параметры						
S	863,24	863,24	191,73	191,73	305,089	150,82
$I_{p,max}, A$	1246	623	276,74	276,74	440,4	217,7
$I_{ном.расц}, A$	1600	630	400	400	630	250
$I_{\kappa}^{(3)}, \kappa A$	9,611	9,611	4,511	2,599	1,38	4,385
$I_{откл}, \kappa A$	63	55	55	55	55	55
$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{расц.}} \geq 1,25$	$\frac{9,611}{1,6}$	$\frac{9,611}{0,63}$	$\frac{4,496}{0,4}$	$\frac{2,594}{0,4}$	$\frac{1,379}{0,63}$	$\frac{4,37}{0,25}$
$\frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{расц.}} \geq 1,25$	$\frac{8,38}{1,6}$	$\frac{8,38}{0,63}$	$\frac{3,91}{0,4}$	$\frac{2,251}{0,4}$	$\frac{1,195}{0,63}$	$\frac{3,797}{0,25}$
$I_{расц.} \leq 3 \cdot I_{дл.доп}$	-	-	3 · 308,99	3 · 308,99	3 · 267,09	3 · 219,96
Марка выключателей	ВА55-43	ВА55-41	ВА55-41	ВА55-41	ВА55-41	ВА55-41

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ «КТП 1»

В данном разделе выполняется расчет заземления устанавливаемых КТП для защиты от поражения электрическим током и проводятся мероприятия по установке молниезащиты от попадания прямого удара молнии в электроустановку.

10.1 Заземление подстанции «КТП 1»

Заземление КТП выполняется для обеспечения безопасности обслуживающего персонала, поэтому контур заземления выносится за границы территории ТП минимум на 1,5 м [17].

Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (123)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{50}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,3 + 2)}{d \cdot (4 \cdot 0,3 + 2)} \right] = 26 \text{ Ом.}$$

где l_B - длина вертикального электрода, 2 м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, 0,3 м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [24] для неводоносных песков берём 50 Ом*м;

d - диаметр электродов, 0,01 м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (124)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{50}{\pi \cdot 13,25} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 13,25}{\sqrt{2 \cdot 0,01 \cdot 0,3}} \right] = 3 \text{ Ом.}$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Длина горизонтальной полосы рассчитывается исходя из размеров КТП:

$$l = \frac{(A + B + 2 \cdot 1,5)}{2}, \quad (125)$$

$$l = \frac{(13,6 + 9,9 + 2 \cdot 1,5)}{2} = 13,25 \text{ м.}$$

где A - ширина здания КТП по плану КТП, 13,6 м;

B - длина здания КТП по плану КТП, 9,9 м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (126)$$

$$R_c = \frac{26 \cdot 3}{0,75 \cdot (8 \cdot 3 + 4 \cdot 26)} = 0,9 \text{ Ом.}$$

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

n_B - число вертикальных электродов, 8 шт;

n_G - число горизонтальных электродов, 4 шт;

Импульсное сопротивление вертикального электрода:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (127)$$

$$R_{uB} = \frac{1,5 \cdot 26}{0,75 \cdot 8} = 6 \text{ Ом.}$$

где $\alpha_{uB} = 1,5$ - импульсный коэффициент вертикального электрода [24].

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя:

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (128)$$

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{13,25}{0,005} - 0,31 \right) = 1,51 \text{ мкГн/м.}$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_O \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (129)$$

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1,4 \cdot 13,25}{3 \cdot 2 \cdot 6} = 2.$$

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

Импульсное сопротивление протяжного электрода:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{ЭГ}}. \quad (130)$$

$$R_{u\Gamma} = 2 \cdot 3 = 6 \text{ Ом.}$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = \frac{R_{uГ} \cdot R_{uВ}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{uГ} + n_G \cdot R_{uВ})} . \quad (131)$$

$$R_u = \frac{6 \cdot 7}{0,75 \cdot (4 \cdot 6 + 8 \cdot 7)} = 0,7 \text{ Ом.}$$

По результатам расчетов проводится сравнение с нормативными данными [22]:

$$R_c \leq R_{cПУЭ} . \quad (132)$$

$$0,9 \leq 4 \text{ Ом.}$$

$$R_u \leq R_{uПУЭ} . \quad (133)$$

$$0,7 \leq 9 \text{ Ом.}$$

Должный уровень электробезопасности, согласно [24], обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

10.2 Молниезащита подстанции «КТП 1»

В соответствии с [22], установка молниеотводов на зданиях ТП не является обязательной. В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную

кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски и пр.) они должны быть соединены между собой.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА НА РП

11.1 Выбор системы оперативного тока

На РП предусматривается постоянный оперативный ток напряжением 220 В в соответствии с [40]. В качестве источника постоянного оперативного тока предусматривается аккумуляторная батарея 220 В с зарядным выпрямительным устройством, питающая блоки управления БУ/TEL-24/60-12-01А, так как в данной выпускной квалификационной работе проектируется современная микропроцессорная защита.

Для распределения оперативного тока запроектирован щит постоянного тока из панелей ПСН-1200, который устанавливается в здании РП.

Для дублирования питания потребителей постоянного тока шины щита разделены на две секции, соединенные рубильником. В качестве зарядно-подзарядных агрегатов применены стабилизированные выпрямительные агрегаты. Для повышения надежности питания потребителей оперативного постоянного тока их разделяют на группы (сеть питания электромагнитов включения, сеть управления, защиты и автоматики, сеть сигнализации), каждая из которых подключается не менее чем двумя взаимно резервируемыми линиями к разным секциям щита постоянного тока.

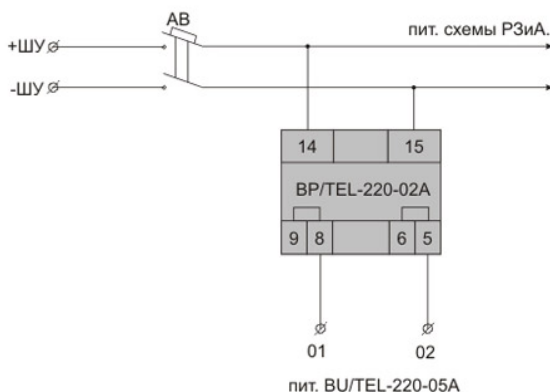


Рисунок 12 - Пример подключения блока питания ВР/ТЕL-220-02А и блока управления ВU/ТЕL-220-05А при оперативном постоянном напряжении

Основную нагрузку аккумуляторной батареи РП составляют следующие приемники: аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и релейной защиты, приводы выключателей, автоматов, контакторов, аварийное освещение.

Аккумуляторной батарее выбирают по необходимой емкости, уровнем напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторной батарее эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (134)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.}$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ - напряжение на шинах, принимаем 230 В;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 130 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (135)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}}, \quad (136)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ А.}$$

$$N = 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11.$$

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.\max}, \quad (137)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.\max} = I_{AB} + I_{np},$$

$$I_{T.\max} = 250 + 20 = 270 \text{ А.}$$

где I_{np} – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$503,102 \text{ А} \geq 270 \text{ А.}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0, \quad (138)$$

$$U \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В.}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{II}, \quad (139)$$

$$I_A = 5 \cdot 11 + 20 = 75 \text{ А.}$$

где I_{II} - ток постоянно включенной нагрузки.

Определяем напряжение в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n, \quad (140)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Выбираем аккумуляторные батареи марки СК-1-12,5х1.

11.2 Виды и типы релейной защиты

Максимальная токовая защита чаще всего применяется в распределительных сетях для защиты от коротких замыканий и перегрузок в случае резкого увеличения протекающего по пусковым реле тока. Сигнал на срабатывание защиты формируются через реле максимального тока и реле времени, которое позволяет выбрать время срабатывания максимальной токовой защиты.

Токсовая отсечка в схемах исполнения использует принцип максимальной токовой защиты, чаще всего устраиваются реле мгновенного срабатывания, реле времени из схемы защиты удаляются, селективность токовой отсечки при этом достигается ограниченной зоной ее чувствительности.

Комбинация токовой отсечки и максимальной токовой защиты даёт ступенчатую токовую защиту, отдельную по времени срабатывания, от нулевого времени для отсечки до 0,5-1 с для максимальной токовой защиты, а также распределяются зоны срабатывания защит, для отсечки успешно проходят отключения близких коротких замыкания, для максимальной токовой защиты дальних.

11.3 Релейная защита отходящего присоединения

Питание новых потребителей района города Благовещенск осуществляется по кабельным линиям 10 кВ. Защита данных линий осуществляется микропроцессорными терминалами «Сириус-2-Л», [1].

11.3.1 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания защиты определяется по выражению для КЛ ПС-РП, [27]:

$$I_{c.z.} = I_{p.a.b.} \cdot k_H \cdot k_{c.z.} / k_v, \quad (141)$$

$$I_{c.z.} = 385 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 446 \text{ А.}$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$;

$k_{c.z.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_v – коэффициент возврата, $k_v = 0,95$;

$I_{p.max.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Для установленных на вводах в РП КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{номВН.} = 300$ А, следовательно, коэффициент трансформации определяется как:

$$n_T = \frac{I_{номВН.}}{I_{номНН.}}, \quad (142)$$

$$n_T = \frac{300}{5} = 60 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле для КЛ ПС-РП:

$$I_{c.p.} = I_{c.z.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (143)$$

$$I_{c.p.} = 446 \cdot 1 / 60 = 7,43 \text{ А.}$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

n_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Чувствительность защиты для КЛ ПС-РП определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{но}}^{(2)} / n_T}{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}} / n_T}, \quad (144)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{10,226 / 60}{0,446 \cdot \sqrt{3} / 60} = 7,946 \geq 1,5.$$

где $I_{\text{но}}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ в конце защищаемой линии, кА

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, равен 1,73 при соединении ТТ в треугольник.

Условие чувствительности в основной зоне выполняется.

Время срабатывания выбирается по выражению:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t, \quad (145)$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,01 + 0,5 = 0,51 \text{ с.}$$

Для остальных линий результаты расчёта МТЗ сведём в таблицу 39.

Таблица 39 – Расчёт МТЗ

Магистраль	$I_{(3)\text{по}}$, кА	$I_{(2)\text{по}}$, кА	$I_{\text{кл}}$, А	$I_{\text{н ТТ}}$, А	пТ	$I_{\text{с.з.}}$, кА	$I_{\text{с.р.}}$, А	$K_{\text{ч}}$
ПС-РП	11,81	10,226	230,33	300	60	0,446	7,43	13,24
РП-ТП47	9,26	8,02	36,18	100	20	0,277	13,84	16,72
РП-ТП41-ТП35- ТП52	11,61	10,05	112,73	150	30	0,277	9,23	20,95
РП-ТП706-ТП1- ТП3	9,56	8,28	76,5	100	20	0,277	13,84	17,26
РП-ТП2-ТП57	9,35	8,1	63,38	100	20	0,277	13,84	16,88

11.3.2 Токовая отсечка

Первичный ток срабатывания токовой отсечки для КЛ ПС-РП [27]:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (146)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 11,81 = 12,99 \text{ кА.}$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для микропроцессорной защиты равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты для КЛ ПС-РП:

$$K_{ч} = \frac{I_{но}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (147)$$

$$K_{ч} = \frac{10,226}{12,99} = 0,79 < 2 .$$

Вторичный ток срабатывания ТО для КЛ ПС-РП:

$$I_{С.Р.} = k_{сх} \cdot \frac{I_{сз}}{n_T}, \quad (148)$$

$$I_{С.Р.} = 1 \cdot \frac{12990}{60} = 216,5 \text{ А} .$$

Выдержка времени ТО: $t_{ТО} = 0$ с.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 40.

Таблица 40 – Расчёт токовой отсечки

Магистраль	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_{кл},$ А	$I_{н\text{ тт}},$ А	$I_{с.з.},$ кА	пт	$I_{с.р},$ А	$K_{ч}$
ПС-РП	11,81	10,226	230,33	300	12,99	60	216,5	0,79
РП-ТП47	9,26	8,02	36,18	100	10,19	20	509,5	0,79
РП-ТП41- ТП35-ТП52	11,61	10,05	112,73	150	12,77	30	425,6	0,79
РП-ТП706- ТП1-ТП3	9,56	8,28	76,5	100	10,56	20	528	0,78
РП-ТП2-ТП57	9,35	8,1	63,38	100	10,29	20	514,5	0,79

11.3.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для КЛ равен 1,5 по выражению [27]:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч}, \quad (149)$$

$$I_{с.з.} = 3,5 / 1,5 = 2,3 \text{ А.}$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{с}, \quad (150)$$

$$I_{ТНП.повр.л} = 6,5 - 3 = 3,5 \text{ А.}$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Суммарный емкостной ток в сети 10 кВ:

$$I_{с} = \frac{1,35 \cdot U_{н} \cdot L_{к}}{10}, \quad (151)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 4,8}{10} = 6,5 \text{ А.}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, 4,8 км.

Ток замыкания на землю КЛ ПС-РП равен:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (152)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 2,2}{10} = 3 \text{ А.}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

L_K – суммарная длина КЛ ПС-РП, 2,2 км.

Для остальных линий результаты расчёта защиты от однофазных замыканий на землю сведём в таблицу 41.

Таблица 41 – Расчёт защиты от однофазных замыканий на землю

Магистраль	$I_{\text{повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{ГНП.повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$L, \text{ км}$
ПС-РП	3,0	3,5	2,3	2,2
РП-ТП47	0,4	6,1	4,1	0,3
РП-ТП41-ТП35-ТП52	0,6	5,9	4,0	0,4
РП-ТП706-ТП1-ТП3	1,3	5,2	3,4	1,0
РП-ТП2-ТП57	0,7	5,8	3,9	0,5

11.4 Автоматика

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания [38].

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.}=(0,25\div 0,40)\cdot U_{ном}, \quad (153)$$

$$U_{с.з.}=0,4\cdot 10000=400 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР $t_{АВР}=0,51+0,3=0,81$ с отстроена от наибольшего времени срабатывания защит, [27].

Устройства АВР применяются для:

1. Обеспечения возможного раннего выявления отказа рабочего источника питания;
2. Возможного полного сохранения технологического процесса;
3. Недопущения включения резервного источника питания на короткое замыкание;
4. Недопущения подключения потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Для ускорения отключения резервного источника при его включении на неустановившееся КЗ должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. В установках же собственных нужд, а также на подстанциях, питающих большое число электродвигателей, ускорение защиты осуществляется до 0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо, чтобы предотвратить ее неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей, который может достигать 180° .

11.5 Сигнализация

Для организации цепей центральной сигнализации на РП в помещении РП устанавливается панель центральной сигнализации, [31].

В объём сигнализации входит:

- световая сигнализация положения линейных выключателей 10 кВ, положения вводных и секционных выключателей 6 кВ на шкафах управления;
- индивидуальная визуальная сигнализация срабатывания/ неисправности в составе шкафов и терминалов, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;
- индивидуальная визуальная сигнализация в составе шкафа центральной сигнализации;
- предупредительная и аварийная сигнализация.

Шкаф центральной сигнализации питается от двух секций СОПТ на напряжение = 220В, также с ЩПТ заводится основная шинка мигания. Резервная шинка мигания организовывается непосредственно в шкафу центральной сигнализации. Питание световой и звуковой аппаратуры шкафа осуществляется непосредственно с первой секции питания и предусматривает функцию АВР с переключением на вторую секцию.

На РП-10 кВ предусмотрена организация центральной с 3 участками сигнализации:

- 1 участок – монтажные единицы, устанавливаемые в помещении РП;
- 2 участок – сигнализация КРУ-10 кВ (1 и 2 секции);
- 3 участок – сигналы из различных помещений РП.

В шкафу предусмотрены лампы неисправности, лампы срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, кнопки опробования аварийной и предупредительной сигнализации участков, контроля шинок каждого участка, а также переключатели ввода темных шинок и контроля исправности ламп участков.

12 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО МИКРОРАЙОНА

Основной функцией системы электроснабжения является обеспечение всех потребителей электрической энергией в необходимом количестве и надлежащего качества. Поэтому применительно к системе электроснабжения наиболее обоснованным является такое определение понятия надежности электроснабжения: это способность электрической системы снабжать присоединенных к ней потребителей электрической энергией заданного качества в любой интервал времени. При этом понятие надежности включает в себя как бесперебойность снабжения потребителей электроэнергией, так и качество ее - стабильность частоты и напряжения.

Надежность является сложным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения состоит из сочетания свойств - безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости.

Расчет надежности системы электроснабжения будем проводить с помощью аналитического метода. Аналитический метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы как простой, так и сложной конфигурации. В основе выбранного метода лежит композиция системного анализа и теории вероятностей.

Сущность метода состоит в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, таких, как полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Расчет надежности проводится для распределительного пункта.

Электрическая схема распределительного пункта представлена на рисунке 13. На основе этой схемы составляется схема замещения системы:

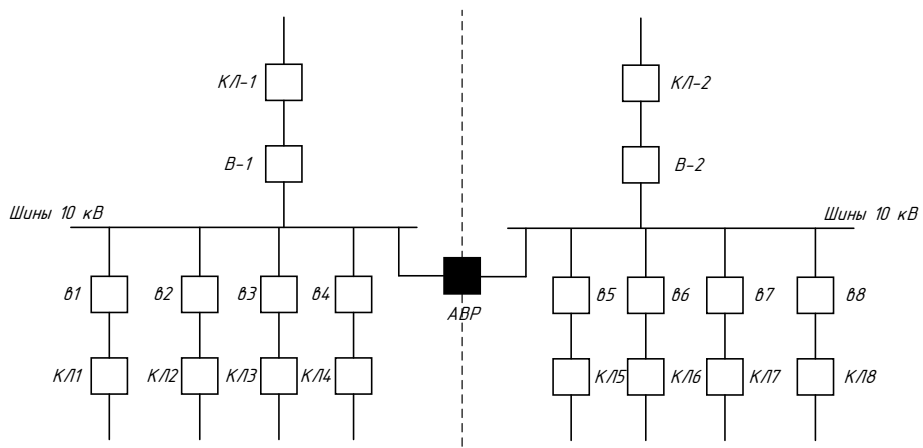


Рисунок 13 – Схема замещения рассматриваемой системы

Далее схема разрезается через АВР, в следствие чего получают две расчетные схемы – цепочки, представленные на рисунках 14 и 15.

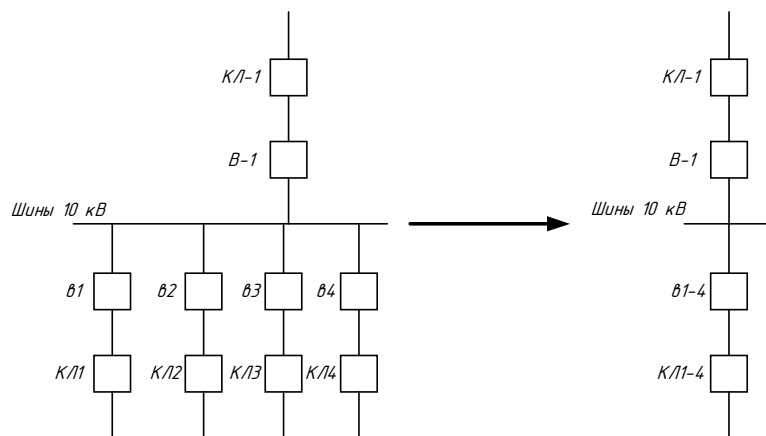


Рисунок 14 – Расчетная цепочка 1

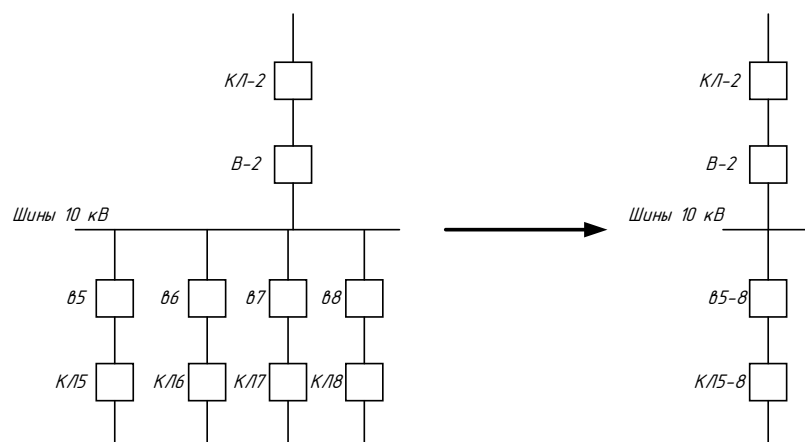


Рисунок 15 – Расчетная цепочка 2

Определяем справочные данные показателей надежности для каждого элемента цепочек.

Таблица 42 – Показатели надежности

Элемент	λ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	тпр, часов.
Вакуумный выключатель 10 кВ	0,015	20	0,8	8,0
Кабельные линии на 1 км 10 кВ	0,075	16	1,000	2,0
Шины 10 кВ	0,03	5	0,834	2,0
Разъединитель 10 кВ	0,01	7	0,834	3,0

Определяем среднюю частоту устойчивых отказов кабельных линий, учитывая их длину.

Произведем расчет в нормальном режиме работы системы.

Находим параметры потока отказов цепочек, учитывая их преднамеренные отключения по следующей формуле:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб}, \quad (154)$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{пр.наиб}$ - наибольшая средняя частота плановых отключений данной цепочки.

Параметры потока отказов для первой цепочки (второй цепочки):

$$\lambda_c = \lambda_{КЛ-1} + \lambda_{В-1} + \lambda_{Ш} + 4 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{пр.наиб}. \quad (155)$$

$$\lambda_{c1} = 0,165 + 0,015 + 0,03 + 4 \cdot 0,015 + 0,0015 + 0,023 + 0,02 + 0,022 + 1 = 1,403 \text{ 1/год.}$$

Рассчитаем вероятность отказов каждой цепочки по выражению:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi}, \quad (156)$$

где t_B - время восстановления, который для определения в годах необходимо разделить на количество часов в году:

$$t_{Bi} = \frac{t_B}{8760}. \quad (157)$$

Вероятность отказа первой цепочки (второй):

$$q_1 = \lambda_{KЛ1} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1} + \lambda_{B-1} \cdot \bar{t}_{B.B-1} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{B.Ш} + 4 \cdot \lambda_g \cdot \bar{t}_{B.g} + \lambda_{KЛ1} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1} + \lambda_{KЛ2} \cdot \bar{t}_{KЛ2} + \lambda_{KЛ3} \cdot \bar{t}_{B.KЛ3} + \lambda_{KЛ4} \cdot \bar{t}_{KЛ4}. \quad (158)$$

$$q_1 = 0,165 \cdot \frac{16}{8760} + 0,015 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{5}{8760} + 4 \cdot 0,015 \cdot \frac{20}{8760} + 0,0015 \cdot \frac{16}{8760} + 0,023 \cdot \frac{16}{8760} + 0,02 \cdot \frac{16}{8760} + 0,022 \cdot \frac{16}{8760} = 1,02 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления каждой цепочки:

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{q_{c1}}{\lambda_{c1} - \lambda_{пр.наиб}}, \quad (159)$$

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{1,02 \cdot 10^{-3}}{1,403 - 1} \cdot 8760 = 22,2 \text{ ч.}$$

Находим параметр потока отказов всей системы по выражению:

$$\lambda_c = \lambda_{c1} \cdot q_2 + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{np.nau\bar{o}}) \cdot \lambda_{np.nau\bar{o}} \cdot t_{np.nau\bar{o}}}{8760} + \lambda_{c2} \cdot q_1 + \frac{(\lambda_{c2} - \lambda_{np.nau\bar{o}}) \cdot \lambda_{np.nau\bar{o}} \cdot t_{np.nau\bar{o}}}{8760}, \quad (160)$$

где $t_{np.nau\bar{o}}$ - наибольшее время планового простоя, $t_{np.nau\bar{o}} = 10$.

$$\lambda_c = 1,403 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,403 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} + 1,403 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,403 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} = 3,8 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Вероятность состояния отказа системы можно найти по следующей формуле:

$$q_c = K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{B.i} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \cdot \lambda_{np} \cdot \bar{t}_{np.i} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{B.i}, \quad (161)$$

где K_{npi} - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

После определяем коэффициент простоя системы с учетом преднамеренных отключений:

$$K_{np} = 1 - e^{-\frac{t_{np.nau\bar{o}}}{t_B}}. \quad (162)$$

$$K_{np1,2} = 1 - e^{-\frac{10}{22,2}} = 0,363.$$

$$K_{П.С.} = q_1 \cdot q_2 + k_{ПП1} \cdot \lambda_{np1} \cdot \bar{t}_{np1} \cdot q_2 + k_{ПП2} \cdot \lambda_{np2} \cdot \bar{t}_{np2} \cdot q_1, \quad (163)$$

$$K_{П.С.} = 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} + \frac{0,363 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} + 0,363 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3}}{8760} = 1,89 \cdot 10^{-6}$$

Рассчитаем среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (164)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{3,8 \cdot 10^{-3}} = 263,2 \text{ лет.}$$

Найдем расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0,1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c. \quad (165)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 263,2 = 27,7 \text{ лет.}$$

Определим среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c}. \quad (166)$$

$$t_{BC} = \frac{1,89 \cdot 10^{-6}}{3,8 \cdot 10^{-3}} \cdot 8760 = 4,4 \text{ ч.}$$

Далее находим математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по следующей формуле:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}. \quad (167)$$

$$W_{нед} = 1,89 \cdot 10^{-6} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 0,188 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем основной ущерб от недоотпуска энергии:

$$Y = Y_0 \cdot W_{нед}, \quad (168)$$

где Y_0 - средняя величина удельного основного ущерба, руб./кВт·ч, примем 99 руб./кВт·ч.

$$Y = 99 \cdot 0,188 \cdot 10^3 = 18,612 \text{ тыс.руб.}$$

Оценка надежности системы электроснабжения с учетом АВР.

Резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов, называется резервирование замещением.

Резервирование замещением описывается формулой полной вероятности, то есть с учетом устройства автоматического ввода резерва:

$$q_c(t) = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / \bar{A}_1 A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + \\ + q(S / A_1 \bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot q(A_2), \quad (169)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S / \bar{A}_1 A_2)$ - то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S / A_1 \bar{A}_2)$ - то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)$ - то же при совпадении отказа в отключении с отказом во включении;

$p(A_1)$, $q(A_1)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении;

$p(A_2)$, $q(A_2)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении.

Условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры:

$$q(S / A_1 A_2) = K_{ПС} = 1,89 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность присоединения потребителей к одной из секций шин принимается равной 0,5, т.е.:

$$q(S / \bar{A}_1 A_2) = q(S / A_1 \bar{A}_2) = q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) = 0,5.$$

Вероятность отсутствия отказа во включении:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_B \cdot t_B + 2 \cdot \lambda_{разъед} \cdot t_{разъед}}{8760}. \quad (170)$$

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{0,015 \cdot 20 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7}{8760} = 5,02 \cdot 10^{-5}.$$

Вероятность отсутствия отказа:

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1), \quad (171)$$

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - 5,02 \cdot 10^{-5} = 0,99995.$$

Формула полной вероятности имеет следующий вид:

$$q_c(t) = 1,89 \cdot 10^{-6} \cdot 0,99995 \cdot 0,99995 + 0,5 \cdot 5,02 \cdot 10^{-5} \cdot 0,99995 +$$

$$+0,5 \cdot 0,99995 \cdot 5,02 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot 5,02 \cdot 10^{-5} \cdot 5,02 \cdot 10^{-5} = 5,4 \cdot 10^{-5}.$$

Далее произведем расчет в послеаварийном режиме работы системы.

Рассмотрим режим, при котором одна из питающих линий выйдет из работы, и питание будет осуществляться через устройство АВР.

Схему замещения электрической сети представлена на рисунке 16.

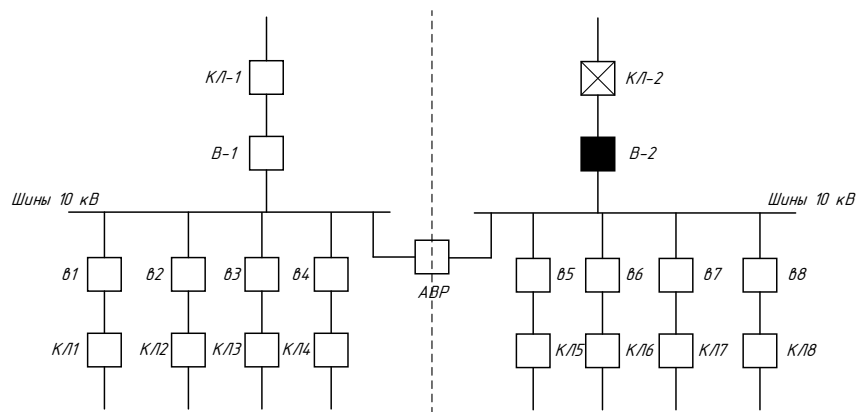


Рисунок 16 – Схема замещения в аварийном режиме

Составляем схему замещения.

Складывая все элементы последовательно, получим:

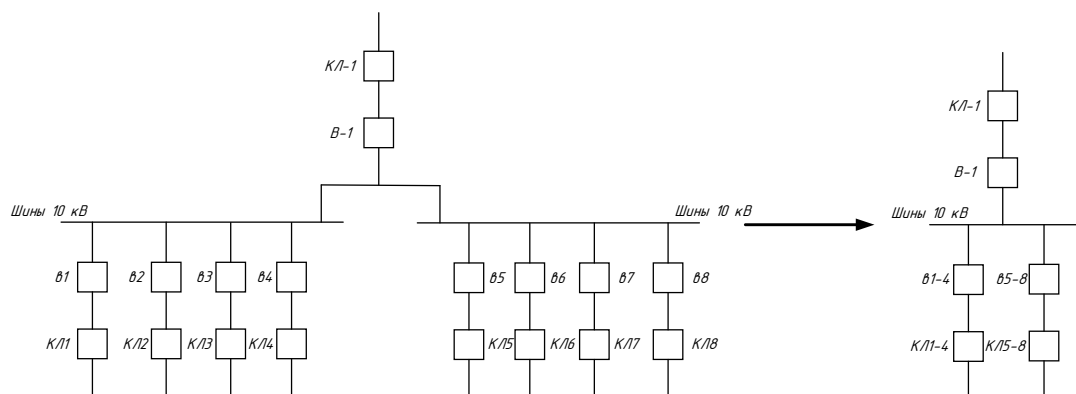


Рисунок 17 – Схема замещения в аварийном режиме
после эквивалентирования

Находим параметры потока отказов цепочки в аварийном режиме:

$$\lambda_{cAB} = \lambda_{KЛ1-1} + \lambda_{B-1} + \lambda_{Ш} + 4 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{KЛ1} + \lambda_{KЛ2} + \lambda_{KЛ3} + \lambda_{KЛ4} + \lambda_{Ш} + 4 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{KЛ5} + \lambda_{KЛ6} + \lambda_{KЛ7} + \lambda_{KЛ8} + \lambda_{np.nau6}. \quad (172)$$

$$\lambda_{c1} = 0,165 + 0,015 + 0,03 + 4 \cdot 0,015 + 0,0015 + 0,023 + 0,02 + 0,022 + 0,03 + 4 \cdot 0,015 + 0,0015 + 0,023 + 0,02 + 0,022 + 1 = 1,631/\text{год}.$$

Вероятность отказов цепи в аварийном режиме:

$$q_{AB} = \lambda_{KЛ1-1} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1-1} + \lambda_{B-1} \cdot \bar{t}_{B.B-1} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{B.Ш} + 4 \cdot \lambda_{\epsilon} \cdot \bar{t}_{B.\epsilon} + \lambda_{KЛ1} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1} + \lambda_{KЛ2} \cdot \bar{t}_{KЛ2} + \lambda_{KЛ3} \cdot \bar{t}_{B.KЛ3} + \lambda_{KЛ4} \cdot \bar{t}_{KЛ4} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{B.Ш} + 4 \cdot \lambda_{\epsilon} \cdot \bar{t}_{B.\epsilon} + \lambda_{KЛ5} \cdot \bar{t}_{B.KЛ5} + \lambda_{KЛ6} \cdot \bar{t}_{KЛ6} + \lambda_{KЛ7} \cdot \bar{t}_{B.KЛ7} + \lambda_{KЛ8} \cdot \bar{t}_{KЛ8}. \quad (173)$$

$$q_{AB} = 0,165 \cdot \frac{16}{8760} + 0,015 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{5}{8760} + 4 \cdot 0,015 \cdot \frac{20}{8760} + 0,0015 \cdot \frac{16}{8760} + 0,023 \cdot \frac{16}{8760} + 0,02 \cdot \frac{16}{8760} + 0,022 \cdot \frac{16}{8760} + 0,03 \cdot \frac{5}{8760} + 4 \cdot 0,015 \cdot \frac{20}{8760} + 0,0015 \cdot \frac{16}{8760} + 0,023 \cdot \frac{16}{8760} + 0,02 \cdot \frac{16}{8760} + 0,022 \cdot \frac{16}{8760} = 1,8 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления цепи в аварийном режиме:

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{1,8 \cdot 10^{-3}}{1,63 - 1} \cdot 8760 = 25 \text{ ч}.$$

Параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda_{cAB} = 1,631/\text{год}.$$

Рассчитаем среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = q_{AB} = 1,8 \cdot 10^{-3}.$$

Находим среднее время безотказной работы системы при послеаварийном режиме по формуле (164):

$$\bar{T}_c = \frac{1}{1,63} = 0,613 \text{ лет.}$$

Расчетное время безотказной работы по формуле (165):

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 0,613 = 0,065 \text{ лет.}$$

Находим среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{cAB}}. \tag{174}$$

$$t_{BC} = \frac{1,8 \cdot 10^{-3}}{1,63} \cdot 8760 = 9,7 \text{ ч.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по формуле (167):

$$W_{нео} = 1,8 \cdot 10^{-3} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 178,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Определяем основной ущерб от недоотпуска энергии (168):

$$U = 99 \cdot 178,8 \cdot 10^3 = 17701,2 \text{ тыс.руб.}$$

Для наглядности результаты расчета режимов (нормального и послеаварийного) сводим в таблицу 43.

Таблица 43 - Результаты расчета надежности РП

Параметры	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Параметры потока отказов, λ_c	$3,8 \cdot 10^{-3}$	1,63
Средняя вероятность состояния отказа системы, q_c	$1,89 \cdot 10^{-6}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$
Среднее время безотказной работа, \bar{T}_c , лет	263,2	0,613
Рабочее время безотказной работы, \bar{T}_p , лет	27,7	0,065
Время восстановления системы, t_{BC} , ч	4,4	9,7
Средний недоотпуск электроэнергии, $W_{нед}$, МВт·ч	0,188	178,8

В процессе расчетов была рассчитана надежность электроснабжения распределительного пункта, а именно были найдены вероятности отказа системы в нормальном и послеаварийном режимах, среднее время восстановления системы, расчетное время безотказной работы и недоотпуск электроэнергии в результате возникновения аварийных ситуаций.

Исходя из данных, представленных в таблице 43, можно сделать вывод, что в послеаварийном режиме система ведет себя менее устойчиво, чем в нормальном, тем самым, показывает склонность к большему числу отказов.

В свою очередь, наблюдается увеличение времени, необходимого для ремонта, что так же приводит к огромным убыткам от недоотпуска электроэнергии, которые несет система в результате возникновения аварий.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Современное электрическое оборудование подстанции сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу.

Кроме этого, здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, а также вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В данном разделе рассматриваются вопросы техники безопасности при обслуживании различного электрооборудования, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

13.1 Безопасность

Для этого пункта мы рассмотрим охрану труда и технику безопасности при обслуживании различного электрооборудования.

Для обеспечения безопасного труда электротехнического персонала, работающего в электроустановках, используется нормативный документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». Данный документ вступил в силу с 4 августа 2014 года и распространяется на всех работников электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнологического персонала, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения [21].

Согласно этому документу, именно работодатель отвечает за обеспечение безопасных условий труда для своих работников.

В указанном выше нормативном документе также строго регламентируются действия электротехнического и электротехнологического персонала при различных видах работ (начиная с осмотра электроустановок и заканчивая выполнением работ в устройствах релейной защиты и автоматики).

Для безопасного проведения работ в электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск;
- надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе, окончания работы.

Подготовка рабочего места.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;
- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление;
- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты и знаки безопасности.

Выполнение работы.

Работы необходимо выполнять по наряду-допуску или распоряжению, не допуская расширения рабочих мест и объема задания. В сомнительных случаях следует получить разъяснение мастера, выдающего задание. При получении задания на незнакомую работу необходимо пройти дополнительный целевой инструктаж о безопасных приемах ее выполнения. Не следует выполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Приступать к работе можно только после допуска и инструктажа на рабочем месте. В случае изменения состава бригады производитель работ обязан проинструктировать работников, введенных в состав бригады.

Производитель работ должен вести надзор за соблюдением требований безопасности и находиться на том участке, где выполняется наиболее опасная работа.

В процессе работы производителю работ необходимо следить за наличием, исправностью и правильным применением необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств.

В случае необходимости ухода с рабочего места производителя работ бригада должна быть удалена с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады могут уйти с рабочего места только с разрешения производителя работ.

Приступать к работе членам бригады после временной отлучки и после любого перерыва в работе можно только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1000 В подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено с записью в наряде.

При выполнении работы располагаться около не огражденных токоведущих частей 6-10 кВ, находящихся под напряжением, нужно так, чтобы они

не находились сзади или с двух боковых сторон. Приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением можно на расстояния не менее указанных в [21]. К изоляторам оборудования, находящегося под напряжением, можно прикасаться, только применяя электрозащитные средства, соответствующие значению рабочего напряжения. При использовании электрозащитных средств допускается приближение к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

При работе на участках отключенных токоведущих частей и на изолированных от земли металлических предметах в зоне влияния электрического поля для снятия наведенного потенциала их необходимо заземлять. Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям можно только с применением средств защиты.

13.2 Экологичность

В данной работе была разработана система электроснабжения микрорайона Тепличный города Благовещенск, согласно которому на территории проектируемого объекта планируется установка новых комплектных трансформаторных подстанций, которые могут являться источником шума, оказывающего мешающее и вредное воздействие на организм человека. Длительное воздействие шума может привести к нарушению режима сна, работы нервной системы и органов слуха человека.

Согласно [11] расстояние от отдельно стоящих распределительных пунктов и трансформаторных подстанций 10 кВ до жилых домов должно быть не менее 10 м. И это при числе трансформаторов не более двух мощностью каждого до 1000 кВ·А и выполнении мер по шумозащите.

КТП представляет собой прямоугольное здание из железобетонных конструкций. Вентиляционные решетки расположены на фасаде и двух боковых сторонах здания КТП. Помещения, в которых устанавливаются трансформаторы, изолированы и разделены железобетонной перегородкой.

Еще одна причина негативного влияния электроустановок – электромагнитные поля. Доказано, что при длительном воздействии на организм человека электромагнитного поля промышленной частоты происходит неблагоприятное влияние на нервную систему, что может привести к нарушению эндокринного аппарата, обмена веществ, и других физиологических функций человека. Именно поэтому запрещается строительство жилых районов в пределах охранной зоны линии.

Вдоль жилого района Тепличный, который является объектом проектирования, проходит линия электропередач 10 кВ, от которой на сегодняшний день питаются трансформаторные подстанции района.

Охранная зона вдоль воздушных линий электропередачи представляет собой воздушное пространство над землей, ограниченное параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии от крайних проводов по горизонтали. Для линии до 20 кВ охранная зона принимается 10 м [21].

Еще одна причина негативного влияния электроустановок – поражение электрическим током. Чаще всего это происходит с людьми, работающими в электроустановках по причине несоблюдения правил электробезопасности и условий труда.

Нередки случаи поражения электрическим током не электротехнического персонала. Это может произойти из-за обрыва линий электропередачи вблизи зданий и сооружений. Поэтому в пределах границ города запрещено прокладывать высоковольтные линии электропередач, а электрические сети низкого напряжения рекомендуется выполнять кабелями или самонесущими изолированными проводами, которые безопасны для людей и животных.

Именно поэтому было принято решение при установке нового распределительного пункта запитать его кабелями, а не воздушными линиями 10 кВ.

Так же на территории района проектирования планируется установка двухтрансформаторной подстанции с номинальной мощностью трансформаторов 630 кВА каждый.

Согласно ПУЭ, «для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники» [22].

Масса масла в выбранном для установки трансформаторе ТМГ-630/10 – У1 - 1250 кг, габариты трансформатора: А-1490 мм, В-928 мм, Н-1540 мм [35].

Проведем расчет габаритов маслоприемника для выбранного трансформатора [25].

Определяем ширину и глубину маслоприемника [2].

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 0,6 м при массе масла в трансформаторе до 2 т [22].

Габариты маслоприемника равны:

$$A_{mn} = A_m + 2 \cdot \Delta, \quad (175)$$

$$A_{mn} = 1,49 + 2 \cdot 0,6 = 2,69 \text{ м.}$$

$$B_{mn} = B_m + 2 \cdot \Delta, \quad (176)$$

$$B_{mn} = 0,928 + 2 \cdot 0,6 = 2,128 \text{ м.}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{mn} = A_{mn} \cdot B_{mn}, \quad (177)$$

$$S_{mn} = 2,69 \cdot 2,128 = 5,72 \text{ м}^2.$$

Маслоприемник рекомендуется выполнять без отвода масла, если масса масла меньше 20 т. Маслоприемник просто закрывается металлической решеткой и засыпается гравием, высота слоя которого должна быть не менее 0,25 м. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм [22].

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м в течение 30 мин [22].

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема всего количества масла и 80 % воды:

$$V_{mn} = V_{tm} + 0,8 \cdot V_{вода}, \quad (178)$$

$$V_{mn} = 1,4 + 0,8 \cdot 4,63 = 5,104 \text{ м}^3.$$

Объем трансформаторного масла:

$$V_{tm} = \frac{M_{tm}}{\rho_{tm}}, \quad (179)$$

$$V_{tm} = \frac{1250}{890} = 1,4 \text{ м}^3.$$

где M_{tm} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{tm} – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{tm} = (880 - 890) \text{ кг/м}^3$) [25].

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{воды}} = I \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (180)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,0002 \cdot 1800 \cdot (5,42 + 7,45) = 4,63 \text{ м}^3.$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²));

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин);

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Определяем площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (181)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 1,54 \cdot (1,49 + 0,928) = 7,45 \text{ м}^2.$$

где H_m – высота трансформатора, м.

Определяем полную высоту маслоприемника для приема всей жидкости при пожаротушении:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{тм}} + h_{\text{воды}} + h_{\text{г}} + h_{\text{гр}}, \quad (182)$$

где $h_{\text{тм}}$ – глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла;

$h_{\text{воды}}$ – глубина маслоприемника для приема 80 % воды от средств пожаротушения;

$h_{\text{в}}$ – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике (не менее 50 мм);

$h_{\text{гр}}$ – толщина гравия (щебня) (не менее 0,25 м).

Расчет глубины маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла:

$$h_{тм} = \frac{V_{тм}}{S_{мп}}, \quad (183)$$

$$h_{тм} = \frac{1,4}{5,72} = 0,245 \text{ м.}$$

Расчет глубины маслоприемника для приема 80 % воды:

$$h_{воды} = \frac{V_{воды}}{S_{мп}}, \quad (184)$$

$$h_{воды} = \frac{4,63}{5,72} = 0,809 \text{ м.}$$

Полная высота маслоприемника равна:

$$h_{мп} = 0,245 + 0,809 + 0,05 + 0,25 = 1,354 \text{ м.}$$

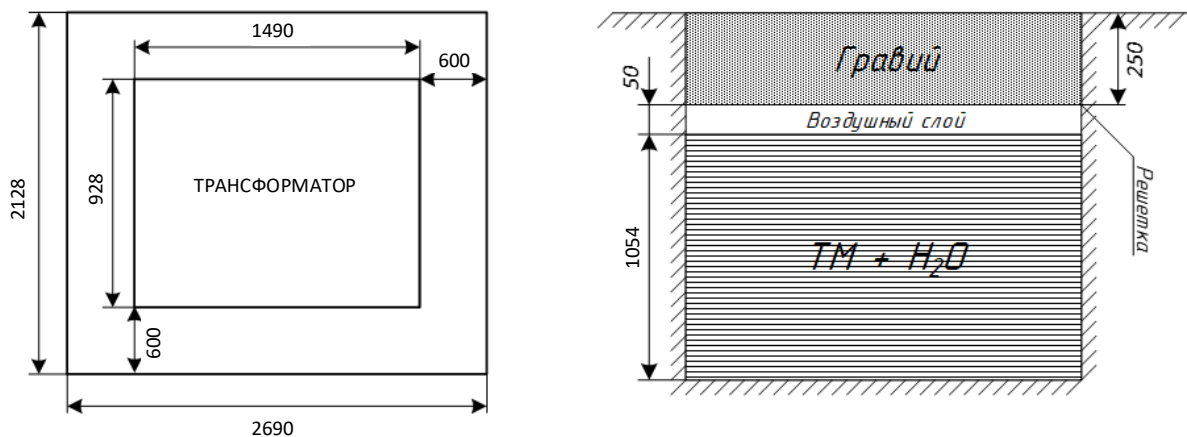


Рисунок 18 - Эскиз маслоприемника

13.3 Чрезвычайные ситуации

Наибольшее количество пожаров и взрывов на электроэнергетических объектах приходится на долю трансформаторов (около 40%). Во многом это

обусловлено использованием для изоляции и охлаждения горючих материалов, а также оборудования, являющегося потенциальным источником возгорания (маслонаполненное электрооборудование, трансформаторное масло, кабельные сооружения, изоляции силовых кабелей и т.д.). Горение вышеперечисленных материалов характеризуется выделением большого количества теплоты и токсичных веществ, а также сильным задымлением.

Основной причиной пожаров на трансформаторных подстанциях является короткое замыкание, которое приводит к недопустимому перегреву токоведущих частей. Возникновение электрической дуги при КЗ становится причиной недопустимого повышения давления в масляном баке. В результате этого происходит вскипание трансформаторного масла и разложение его на горючие газы, что приводит к взрыву трансформатора, масляных выключателей и растеканию горящего масла.

Тушение пожара на трансформаторах осложнено возникновением опасности поражения человека электрическим током. Это может произойти вследствие случайного прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки или если струя воды (или другого тушащего средства) достигнет частей электроустановки, находящихся под напряжением. Именно поэтому действия персонала по тушению пожаров в трансформаторах и других электроустановках строго прописывается. В «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» указаны меры предотвращения пожаров и обеспечения пожарной безопасности всего электротехнического оборудования подстанции. Ниже приведены некоторые из них.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных режимов работы;
- соблюдением норм качества масла;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов оборудования, устройств автоматики и защиты;

– исправным содержанием маслоприемников трансформаторов для исключения при аварии растекания масла [20] и др.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

При тушении пожара на электрооборудовании без снятия напряжения с электроустановок пожарные автомобили и стволы должны быть заземлены, а ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом. На подстанциях первичные средства пожаротушения устанавливаются в специальных пожарных щитах. Так же рядом с трансформатором должен располагаться ящик с песком для тушения небольших очагов пожара (воспламенение кабелей или горючих жидкостей).

Подстанции без обслуживающего персонала не обеспечиваются первичными средствами пожаротушения, за исключением ящиков с песком у трансформаторов [20]. Оперативно-выездная бригада в автомобилях должна иметь минимум 4 углекислотных или порошковых огнетушителей, как средства первичного пожаротушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была спроектирована система электроснабжения новой части микрорайона Тепличный в городе Благовещенск Амурской области, а также реконструирована система электроснабжения существующей части района.

На основе рассчитанных электрических нагрузок существующих и вводимых электроприемников было спроектировано низковольтное электроснабжение микрорайона, т.е. выбраны схемы распределительной сети 0,4 кВ, а также кабели, по которым осуществляется снабжение потребителей электроэнергией. Далее проведена разработка высоковольтного электроснабжения микрорайона, результатом которой является выбор числа и мощности трансформаторов для трансформаторных подстанций типа БКТП для новой части микрорайона, а также проверка существующих ТП. Определена целесообразность установки распределительного пункта в микрорайоне, результатом чего является установка РП получающего питание от ПС 110/10 Чигири и распределяющего электроэнергию по ТП. Проведен расчет распределительной сети 10 кВ, а также реконструирована питающая сеть.

По результатам расчета токов короткого замыкания для распределительных сетей 10 кВ и 0,4 кВ был произведен выбор основного электротехнического оборудования для распределительного пункта и трансформаторных подстанций, к которому относятся выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, жесткая ошиновка, ОПН. Осуществлена проверка устанавливаемого и действующего электрооборудования на токи короткого замыкания, термическую и динамическую стойкость.

Для новой КТП было рассчитано заземляющее устройство для обеспечения безопасности обслуживающего персонала. Заземление выполняется в виде контура, состоящего из вертикальных и горизонтальных электродов. Результатом расчета стало не только выполнение защиты от поражения электрическим током, но и обеспечение молниезащиты КТП.

Для спроектированной системы электроснабжения микрорайона был произведен расчет надежности для распределительного пункта, результатом которого стало определение устойчивости системы в нормальном и послеаварийном режиме. В послеаварийном режиме система ведет себя менее устойчиво, в следствии чего увеличивается склонность к большему числу отказов.

Для выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены вопросы безопасности и экологичности, а также пожарной безопасности при чрезвычайных ситуациях. В разделе безопасность рассмотрена охрана труда и техника безопасности электротехнического персонала. В экологичности рассмотрены меры по защите окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом, для чего был произведен расчет маслоприемника без отвода трансформаторного масла. В ходе расчета были определены габаритные размеры маслоприемника, а также разобраны меры по его обслуживанию и эксплуатации. Также были рассмотрены меры обеспечения пожарной безопасности на объекте при возникновении пожара на трансформаторах.

Результатом проектирования стало выполнение надежной системы электроснабжения микрорайона Тепличный.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляков, Ю.П. Релейная защита и ав-томатка электрических систем: Учебное пособие / Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. – 132 с.

2 Булгаков, А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2020. – 72 с.

3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Взамен ГОСТ 28249-89 ; введ. 1995-01-01, переиздан 2006 г. - Минск : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М.: Издательство стандартов, 2006.

4 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартинформ, 2007.

5 ГОСТ 15150-69. Межгосударственный стандарт. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. - Введ. 1971 - 01 – 01. - Минск : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М.: Издательство стандартов, 2013.

6 Градостроительный кодекс Российской Федерации. – Введ. 2004-12-22. – М.: Эксмо, 2020.

7 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Введ. 1985-07-01.

8 ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. требования к электрической прочности изоляции. Введ. 1999-01-01.

9 Дальневосточная распределительная сетевая компания [Электронный ресурс]. URL: http://www.drsk.ru/postavshhikam_pod.html (дата обращения 18.03.2021).

10 Действующий генеральный план г. Благовещенска [Электронный ресурс]. URL: <http://www.admblag.ru/genplan> (дата обращения 18.03.2021).

11 Каталог трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <https://uralen.ru/catalog/trans/group-17/64.html> (дата обращения: 06.05.2021).

12 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы. Учебное пособие / В. Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.

13 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н.В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск: АмГУ, 2013.

14 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Сборник учебно-методических материалов / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. – Благовещенск: АмГУ, 2017.

15 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Сборник учебно-методических материалов / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. – Благовещенск: АмГУ, 2017.

16 НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. – Введ. 1994-01-01. М.: Тяжпромэлектропроект, 1994.

17 Официальный сайт Радиус-автоматика [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-trancformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php> (дата обращения 26.05.2021).

18 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015г. № 380.

19 Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 (ред. от 21.12.2018) "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон".

20 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Введ. – 01.06.2000 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

21 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2014 г. № 328 «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

22 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. №242. Введен 2003-11-01.

23 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. - Введ. 1995-01-01. – М.: Энергоатомиздат, 1995.

24 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений. - С.-П.: Изд-во ПЭИПК, 1999.

25 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания по выбору электрооборудования. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002.

26 РКС Благовещенск [Электронный ресурс]. URL: <https://amurcomsys.ru/> (дата обращения 19.03.2021).

27 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2013. - 648 с.

28 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям. Учебное пособие / Н. В. Савина, Ю.В. Мясоедов, В.Ю. Маркитан. – Благовещенск: АмГУ, 2014.- 48 с.

29 Сазыкин, В.Г. Проектирование систем электроснабжения. Курсовое проектирование / В. Г. Сазыкин, А. Г. Кудряков. – Краснодар: КубГАУ, 2019.

30 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

31 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012.

32 СП 131.13330.2018. Свод правил. Строительная климатология. – М.: Стандартинформ, 2019.

33 СП 323.1325800.2017. Свод правил. Территории селитебные. Правила проектирования наружного освещения. – Введ. 2018-05-15. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 465 "Строительство".

34 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Введ. 2007-12-20.

35 Щит пожарный ЩП-Е [Электронный ресурс]. URL: <http://www.pojbez.ru/catalog/9-shiti/shep-e.php> (дата обращения 06.05.2021).

36 Электротехнический справочник, т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные проектируемого района

Номер на плане	Наименование	К-во подъездов	К-во квартир	Итого кол-во кв./ площадь помещения (м ²)/ кол-во мест
	I Жилые дома:			
1	10 эт.	3	40	120
2	9 эт.	1	36	36
3	5 эт.	4	18	72
	встр. аптечный пункт			63
	встр. салон парикмахерская			60
	встр. парикмахерская			30
4	9 эт.	1	88	88
	встр. мини-маркет			35
	встр. магазин			60
	встр. магазин			18
	встр. продуктовый магазин			72
5	10 эт.	7	50	350
	встр. мастерская			35
	встр. цветочный салон			35
	встр. быстрое питание			80
	встр. сеть супермаркетов			60
	встр. магазин			45
	встр. алкогольный магазин			60
	встр. парикмахерская			30
	встр. пункт выдачи товара			50
	встр. алкогольный магазин			70
	встр. компания			65
	встр. сеть продуктовых магазинов			90
	встр. центр для детей			30
6	10 эт.	1	76	76
	встр. центр раннего развития			20
8	10 эт.	1	76	76
	встр. детский сад			50
11	5 эт.	5	19	95
12	3 эт.	1	18	18
13	5 эт.	3	20	60
15	5 эт.	6	14	81
17	5 эт.	3	15	48
	встр. магазин			35

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные проектируемого района

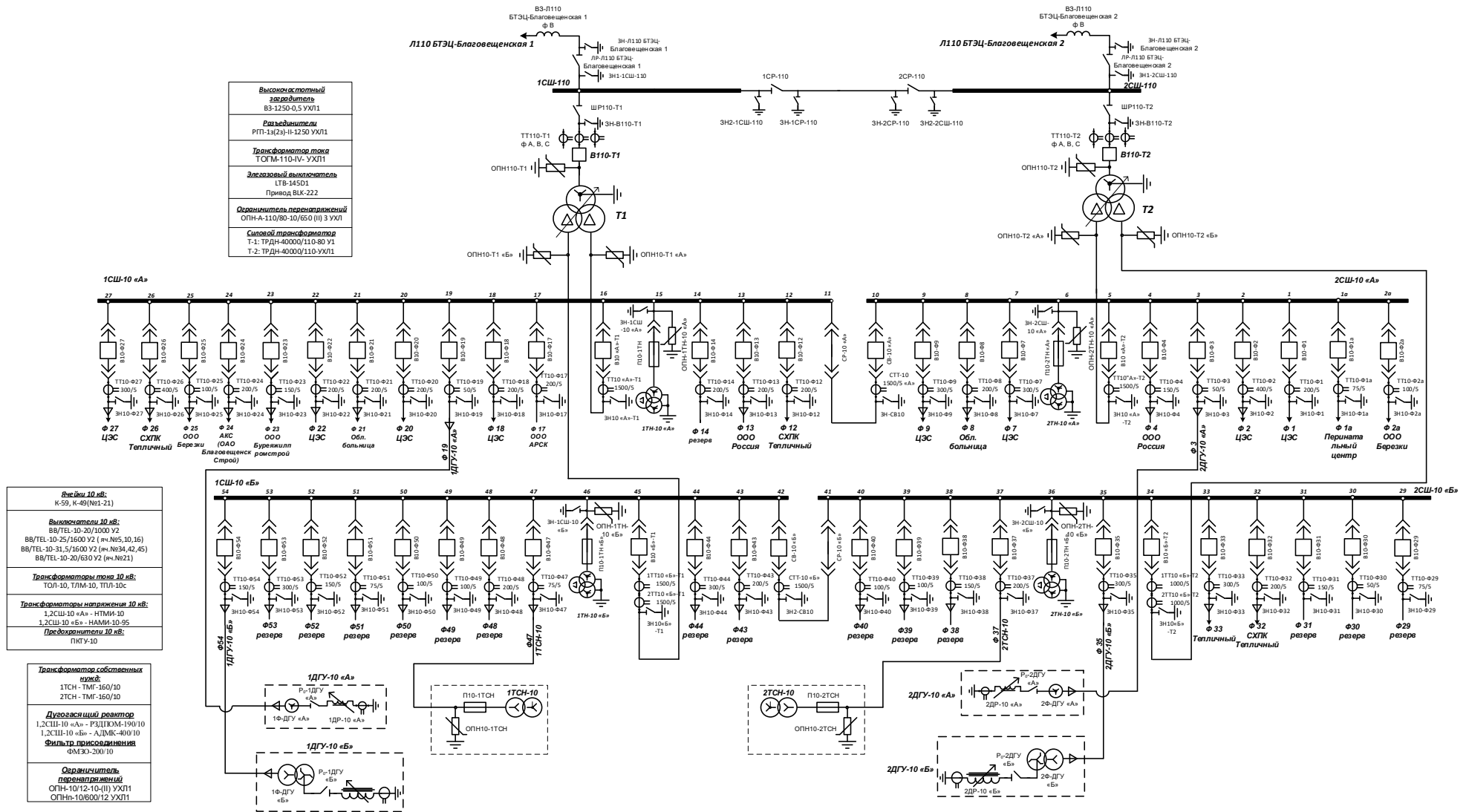
	встр. продуктовый магазин			60
18	5 эт.	3	40	110
20	5 эт.	8	15	119
21	9 эт.	2	53	106
	встр. магазин			100
22	9 эт.	4	62	242
23	9 эт.	2	54	108
24	5 эт.	3	15	45
25	5 эт.	3	12	36
	встр. супермаркет			80
26	5 эт.	7	14	100
27	9 эт.	3	30	90
	встр. косметическая компания			80
28	10 эт.	1	90	90
29	10 эт.	1	100	100
30	9 эт.	5	56	280
31	9 эт.	5	56	280
	встр. мини - маркет			65
32	9 эт.	2	54	108
33	10 эт.	2	55	110
34	10 эт.	2	54	108
35	10 эт.	2	55	110
36	10 эт.	2	55	110
37	10 эт.	2	54	108
38	10 эт.	2	53	106
39	10 эт.	2	55	110
40	9 эт.	2	54	108
	встр. сеть магазинов			60
	встр. магазин			40
	встр. алкогольный магазин			35
	встр. кафе			85
41	10 эт.	2	53	106
42	10 эт.	2	55	110
43	10 эт.	2	55	110
44	10 эт.	1	69	69
45	10 эт.	1	69	69
48	9 эт.	1	70	70
49	9 эт.	1	54	54

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные проектируемого района

50	9 эт.	1	71	71
51	9 эт.	1	70	70
	II Коммунально-бытовая нагрузка:			
7	гараж			210
9	подземное сооружение			100
10	гараж			250
14	гараж			100
16	магазин			50
19	3 эт. супермаркет			90
	магазин мед. приборов			90
	быстрое питание			150
46	супермаркет			350
47	дет. сад			200
52	гараж			100
53	гараж			130

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Однолинейная схема ПС 110/10 Чигири



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты расчета электрических нагрузок существующих жилых зданий

№ дом	Объект	Руд, кВт	n	Р _{кв} , кВт	tg	Р _{р.ж.з.} , кВт	Q _{р.ж.з.} , квар	S _{р.ж.з.} , кВА
1	Жилой дом (10 эт)	1,472	120	176,64	0,2	205,8	61,3	214,74
	Лифты	4,5	3	10,8	1,17			
	СТУ	8	3	21,6	0,75			
2	Жилой дом (9 эт)	2,73	36	98,28	0,2	108,72	28,85	112,48
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
4	Жилой дом (9 эт)	1,68	88	147,84	0,2	198,45	68,18	209,84
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
	встр. мини-маркет	0,25	35	8,75	0,75			
	встр. магазин	0,25	60	15	0,75			
	встр. магазин	0,16	18	2,88	0,48			
5	Жилой дом (10 эт)	1,293	350	451,5	0,2	740,5	227,81	774,75
	Лифты	4,5	7	15,75	1,17			
	СТУ	8	7	42	0,75			
	встр. мастерская	0,16	35	5,6	0,48			
	встр. цвет. салон	0,16	35	5,6	0,48			
	встр. быстрое пит-е	1,04	80	83,2	0,2			
	встр. сеть суперм.	0,25	42	10,5	0,75			
	встр. магазин	0,25	45	11,25	0,75			
	встр. алк. магазин	0,25	60	15	0,75			
	встр. парик - ая	1,5	30	45	0,25			
	встр. пункт выдачи	0,16	50	8	0,48			
	встр. алк. магазин	0,25	58	14,5	0,75			
	встр. компания	0,16	65	10,4	0,48			
	встр. сеть прод. маг.	0,25	70	17,5	0,75			
встр. центр для детей	0,46	30	36,8	0,25				
6	Жилой дом (10 эт)	1,86	76	141,36	0,2	160,08	39,53	164,89
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
	встр. центр раннего развития	0,46	20	9,2	0,25			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Результаты расчета электрических нагрузок существующих жилых зданий

8	Жилой дом (10 эт)	1,86	76	141,36	0,2	172,5	42,64	177,69
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
	встр. дет. сад	0,46	50	23	0,25			
21	Жилой дом (9 эт)	1,49	106	157,94	0,2	201,32	66,85	212,13
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
	встр. магазин	0,25	100	25	0,75			
22	Жилой дом (9 эт)	1,34	242	324,28	0,2	358,66	95,6	371,18
	Лифты	4,5	4	12,6	1,17			
	СТУ	8	4	25,6	0,75			
23	Жилой дом (9 эт)	1,49	108	160,92	0,2	181,8	50,57	188,7
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
27	Жилой дом (9 эт)	1,65	90	148,5	0,2	189,18	61,18	198,83
	Лифты	4,5	3	10,8	1,17			
	СТУ	8	3	21,6	0,75			
	встр. космет. комп.	0,16	80	12,8	0,48			
28	Жилой дом (10 эт)	1,65	90	148,5	0,2	158,94	38,89	163,63
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
29	Жилой дом (10 эт)	1,5	100	150	0,2	160,44	39,19	165,16
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
30	Жилой дом (9эт)	1,356	210	284,76	0,2	319,14	87,5	330,92
	Лифты	4,5	4	12,6	1,17			
	СТУ	8	4	25,6	0,75			
31	Жилой дом (9эт)	1,324	280	370,72	0,2	428,32	123,3	445,71
	Лифты	4,5	5	15,75	1,17			
	СТУ	8	5	32	0,75			
	встр. мини-маркет	0,25	65	16,25	0,75			
40	Жилой дом (9 эт)	1,489	108	160,92	0,2	291,74	89,26	305,09
	Лифты	4,5	2	7,2	1,17			
	СТУ	8	2	16	0,75			
	встр. сеть магазинов	0,25	60	15	0,75			
	встр. магазин	0,25	40	10	0,75			
	встр. алког. магазин	0,25	35	8,75	0,75			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Результаты расчета электрических нагрузок существующих жилых зданий

	встр. кафе	1,04	85	88,4	0,2			
44	Жилой дом (10 эт)	1,965	69	135,93	0,2	146,37	36,38	150,82
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
45	Жилой дом (10 эт)	1,97	69	135,93	0,2	146,37	36,38	150,82
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
49	Жилой дом (9 эт)	2,25	54	121,5	0,2	131,94	33,49	136,13
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
50	Жилой дом (9 эт)	1,94	71	137,74	0,2	148,18	36,74	152,67
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
51	Жилой дом (9 эт)	1,95	70	136,5	0,2	146,94	36,49	151,4
	Лифты	4,5	1	3,6	1,17			
	СТУ	8	1	8	0,75			
3	Жилой дом (5 эт)	1,92	72	138,24	0,2	291,85	79,66	302,53
	СТУ	8	4	25,6	0,75			
	встр. апт. пункт	0,16	63	10,08	0,48			
	встр. салон парик-махерская	1,5	60	90	0,25			
	встр. парик-ая	1,5	30	45	0,25			
11	Жилой дом (5 эт)	1,575	95	149,63	0,2	178,43	51,53	185,72
	СТУ	8	5	32	0,75			
12	Жилой дом (3 эт)	3,7	18	66,6	0,2	73,8	18,72	76,14
	СТУ	8	1	8	0,75			
13	Жилой дом (5 эт)	2,1	60	126	0,2	145,44	39,78	150,78
	СТУ	8	3	21,6	0,75			
15	Жилой дом (5 эт)	1,79	81	145	0,2	177,4	53,3	185,23
	СТУ	8	6	36	0,75			
17	Жилой дом (5 эт)	2,4	48	115,2	0,2	156	53,65	164,97
	СТУ	8	3	21,6	0,75			
	встр. магазин	0,25	35	8,75	0,75			
	встр. прод. магазин	0,25	60	15	0,75			
18	Жилой дом (5 эт)	1,49	110	163,9	0,2	183,34	47,36	189,36
	СТУ	8	3	21,6	0,75			
20	Жилой дом (5 эт)	1,473	119	175,29	0,2	218,49	67,46	228,67
	СТУ	8	8	48	0,75			
24	Жилой дом (5 эт)	2,475	45	111,4	0,2	130,84	36,86	135,93

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Результаты расчета электрических нагрузок существующих жилых зданий

	СТУ	8	3	21,6	0,75			
25	Жилой дом (5 эт)	2,725	36	98,1	0,2	135,54	47,7	143,69
	СТУ	8	3	21,6	0,75			
	встр. супермаркет	0,25	80	20	0,75			
26	Жилой дом (5 эт)	1,5	100	150	0,2	187,8	58,35	196,66
	СТУ	8	7	42	0,75			

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Схема потокораздела петлевой сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет в программе MathCad 15

$P_1 := 205.56$	$Q_1 := 61.3$	$P_{20} := 218.49$	$Q_{20} := 67.46$
$P_2 := 108.72$	$Q_2 := 28.85$	$P_{24} := 130.84$	$Q_{24} := 36.86$
$P_4 := 198.45$	$Q_4 := 68.18$	$P_{25} := 135.54$	$Q_{25} := 47.7$
$P_5 := 740.5$	$Q_5 := 227.81$	$P_{26} := 187.8$	$Q_{26} := 58.35$
$P_6 := 160.08$	$Q_6 := 39.53$	$P_7 := 60$	$Q_7 := 15$
$P_8 := 172.5$	$Q_8 := 42.64$	$P_9 := 50$	$Q_9 := 12.5$
$P_{21} := 201.32$	$Q_{21} := 66.85$	$P_{10} := 75$	$Q_{10} := 18.75$
$P_{22} := 358.66$	$Q_{22} := 95.6$	$P_{14} := 42.5$	$Q_{14} := 10.63$
$P_{23} := 181.8$	$Q_{23} := 50.57$	$P_{16} := 12.5$	$Q_{16} := 9.38$
$P_{27} := 189.18$	$Q_{27} := 61.18$	$P_{19} := 145.5$	$Q_{19} := 57.65$
$P_{28} := 158.94$	$Q_{28} := 38.89$	$P_{52} := 42.5$	$Q_{52} := 10.63$
$P_{29} := 160.44$	$Q_{29} := 39.19$	$P_{53} := 50$	$Q_{53} := 12.5$
$P_{30} := 319.14$	$Q_{30} := 87.5$	$P_{32} := 170.82$	$Q_{32} := 48.37$
$P_{31} := 428.32$	$Q_{31} := 123.3$	$P_{33} := 181.8$	$Q_{33} := 50.57$
$P_{40} := 291.74$	$Q_{40} := 89.26$	$P_{34} := 184.78$	$Q_{34} := 51.16$
$P_{44} := 146.37$	$Q_{44} := 36.38$	$P_{35} := 184.78$	$Q_{35} := 51.16$
$P_{45} := 146.37$	$Q_{45} := 36.38$	$P_{36} := 184.78$	$Q_{36} := 51.16$
$P_{49} := 131.94$	$Q_{49} := 33.49$	$P_{37} := 181.8$	$Q_{37} := 50.57$
$P_{50} := 148.18$	$Q_{50} := 36.74$	$P_{38} := 184.78$	$Q_{38} := 51.16$
$P_{51} := 146.94$	$Q_{51} := 36.49$	$P_{39} := 184.78$	$Q_{39} := 51.16$
$P_3 := 291.85$	$Q_3 := 79.66$	$P_{41} := 178.82$	$Q_{41} := 49.97$
$P_{11} := 178.43$	$Q_{11} := 51.53$	$P_{42} := 184.78$	$Q_{42} := 51.16$
$P_{12} := 73.8$	$Q_{12} := 18.72$	$P_{43} := 184.78$	$Q_{43} := 51.16$
$P_{13} := 145.44$	$Q_{13} := 39.78$	$P_{46} := 87.5$	$Q_{46} := 65.63$
$P_{15} := 177.4$	$Q_{15} := 53.3$	$P_{47} := 92$	$Q_{47} := 23$
$P_{17} := 156$	$Q_{17} := 53.65$	$P_{48} := 146.94$	$Q_{48} := 36.49$
$P_{18} := 183.34$	$Q_{18} := 47.36$		
$r_{10} := 3.12$	$x_{10} := 0.099$	$r_{95} := 0.329$	$x_{95} := 0.081$
$r_{16} := 1.95$	$x_{16} := 0.095$	$r_{120} := 0.261$	$x_{120} := 0.08$
$r_{35} := 0.894$	$x_{35} := 0.088$	$r_{150} := 0.208$	$x_{150} := 0.079$
$r_{50} := 0.625$	$x_{50} := 0.085$	$r_{185} := 0.169$	$x_{185} := 0.078$
$r_{70} := 0.447$	$x_{70} := 0.082$		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$\tau := \left(0.124 + \frac{5500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3.979 \times 10^3$$

Расчет электрических нагрузок линий 0,4 кВ

Выбираются кабели марки АПвБШп

ТП№47

ТП№47-5

$$P_{л47_5} := P_5 = 740.5$$

$$Q_{л47_5} := Q_5 = 227.81$$

$$S_{л47_5} := \sqrt{P_{л47_5}^2 + Q_{л47_5}^2} = 774.75$$

$$I_{л.47_5} := \frac{\sqrt{P_{л47_5}^2 + Q_{л47_5}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 559.128$$

$$I_{п.ав.л.47_5} := \frac{\sqrt{P_{л47_5}^2 + Q_{л47_5}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 1.118 \times 10^3$$

Так как послеаварийный ток оказался недопустимо большим принимаем решение запитать здание четырьмя кабелями к разным секциям

$$P_{л47_5.1} := 0.25P_5 = 185.125$$

$$Q_{л47_5.1} := 0.25Q_5 = 56.953$$

$$S_{л47_5.1} := \sqrt{P_{л47_5.1}^2 + Q_{л47_5.1}^2} = 193.688$$

$$I_{л.47_5.1} := \frac{\sqrt{P_{л47_5.1}^2 + Q_{л47_5.1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 139.782$$

$$I_{п.ав.л.47_5.1} := \frac{\sqrt{P_{л47_5.1}^2 + Q_{л47_5.1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 279.564$$

$$k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{загр.па} := 1.1 \quad k := 0.92 \quad I_{доп.дл.табл.120} := 295$$

$$I_{доп.л.47_5} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.120} = 308.989$$

$$I_{п.ав.л.47_5} < I_{доп.л.47_5}$$

Выбираем 4 четырехжильных кабеля марки АПвБШп

Сечение токопроводящей жилы 120 мм²

$$I_{л.47_5} := 0.07$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л47_5}}{S_{л47_5}} = 0.956$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.294$$

$$\Delta U_{47_5} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.47_5.1} \cdot l_{л.47_5} \cdot 100}{400} \cdot (r_{120} \cdot \cos\varphi + x_{120} \cdot \sin\varphi) = 1.157$$

Потери

$$\Delta P_{47_5} := 3 \cdot I_{л.47_5.1}^2 \cdot r_{120} \cdot l_{л.47_5} \cdot 10^{-3} = 1.071$$

ТП№47-6-7

$$P_{л47_6_7} := P_6 + 0.9 \cdot P_7 = 214.08$$

$$Q_{л47_6_7} := Q_6 + 0.9 \cdot Q_7 = 53.03$$

$$S_{л47_6_7} := \sqrt{P_{л47_6_7}^2 + Q_{л47_6_7}^2} = 220.55$$

$$I_{л.47_6_7} := \frac{\sqrt{P_{л47_6_7}^2 + Q_{л47_6_7}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 159.168$$

$$I_{п.ав.л.47_6_7} := \frac{\sqrt{P_{л47_6_7}^2 + Q_{л47_6_7}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 318.337$$

$$I_{доп.дл.табл.150} := 335$$

$$I_{доп.л.47_6_7} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.150} = 350.886$$

$$I_{п.ав.л.47_6_7} < I_{доп.л.57_32} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 150 мм}^2$$

$$l_{л.47_6_7} := 0.078$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л47_6_7}}{S_{л47_6_7}} = 0.971$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.24$$

$$\Delta U_{47_6_7} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.47_6_7} \cdot l_{л.47_6_7} \cdot 100}{400} \cdot (r_{150} \cdot \cos\varphi + x_{150} \cdot \sin\varphi) = 1.188$$

Потери

$$\Delta P_{47_6_7} := 3 \cdot I_{л.47_6_7}^2 \cdot r_{150} \cdot l_{л.47_6_7} \cdot 10^{-3} = 1.233$$

ТП№47-8-9

$$P_{л47_8_9} := P_8 + 0.9 \cdot P_9 = 217.5$$

$$Q_{л47_8_9} := Q_8 + 0.9 \cdot Q_9 = 53.89$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$S_{л47_8_9} := \sqrt{P_{л47_8_9}^2 + Q_{л47_8_9}^2} = 224.077$$

$$I_{л.47_8_9} := \frac{\sqrt{P_{л47_8_9}^2 + Q_{л47_8_9}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 161.713$$

$$I_{п.ав.л.47_8_9} := \frac{\sqrt{P_{л47_8_9}^2 + Q_{л47_8_9}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 323.427$$

$$I_{доп.дл.табл.150} := 335$$

$$I_{доп.л.47_8_9} := k_n \cdot k_t \cdot k_{зар.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.150} = 350.886$$

$$I_{п.ав.л.47_8_9} < I_{доп.л.47_8_9} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 150 мм}^2$$

$$I_{л.47_8_9} := 0.072$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л47_8_9}}{S_{л47_8_9}} = 0.971$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.24$$

$$\Delta U_{47_8_9} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.47_8_9} \cdot l_{л.47_8_9} \cdot 100}{400} \cdot (r_{150} \cdot \cos\varphi + x_{150} \cdot \sin\varphi) = 1.114$$

Потери

$$\Delta P_{47_8_9} := 3 \cdot I_{л.47_8_9}^2 \cdot r_{150} \cdot l_{л.47_8_9} \cdot 10^{-3} = 1.175$$

ТП№41

ТП№41-2-14

$$P_{л41_2_14} := P_2 + 0.9 \cdot P_{14} = 146.97$$

$$Q_{л41_2_14} := Q_2 + 0.9 \cdot Q_{14} = 38.417$$

$$S_{л41_2_14} := \sqrt{P_{л41_2_14}^2 + Q_{л41_2_14}^2} = 151.908$$

$$I_{л.41_2_14} := \frac{\sqrt{P_{л41_2_14}^2 + Q_{л41_2_14}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 109.63$$

$$I_{п.ав.л.41_2_14} := \frac{\sqrt{P_{л41_2_14}^2 + Q_{л41_2_14}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 219.26$$

$$I_{доп.дл.табл.70} := 210$$

$$I_{доп.л.41_2_14} := k_n \cdot k_t \cdot k_{зар.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.70} = 219.958$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$I_{п.ав.л.41_2_14} < I_{доп.л.41_2_14} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы } 70 \text{ мм}^2$$

$$I_{л.41_2_14} := 0.19$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л41_2_14}}{S_{л41_2_14}} = 0.967$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.253$$

$$\Delta U_{41_2_14} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.41_2_14} \cdot l_{л.41_2_14} \cdot 100}{400} \cdot (r_{70} \cdot \cos\varphi + x_{70} \cdot \sin\varphi) = 4.088$$

Потери

$$\Delta P_{41_2_14} := 3 \cdot I_{л.41_2_14}^2 \cdot r_{70} \cdot l_{л.41_2_14} \cdot 10^{-3} = 3.062$$

ТП№41-3

$$P_{л41_3} := P_3 = 291.85$$

$$Q_{л41_3} := Q_3 = 79.66$$

$$S_{л41_3} := \sqrt{P_{л41_3}^2 + Q_{л41_3}^2} = 302.526$$

$$I_{л.41_3} := \frac{\sqrt{P_{л41_3}^2 + Q_{л41_3}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 218.33$$

$$I_{п.ав.л.41_3} := \frac{\sqrt{P_{л41_3}^2 + Q_{л41_3}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 436.659$$

$$P_{л41_3.1} := 0.5P_3 = 145.925$$

$$Q_{л41_3.1} := 0.5Q_3 = 39.83$$

$$S_{л41_3.1} := \sqrt{P_{л41_3.1}^2 + Q_{л41_3.1}^2} = 151.263$$

$$I_{л.41_3.1} := \frac{\sqrt{P_{л41_3.1}^2 + Q_{л41_3.1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 109.165$$

$$I_{п.ав.л.41_3.1} := \frac{\sqrt{P_{л41_3.1}^2 + Q_{л41_3.1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 218.33$$

$$I_{доп.дл.табл.95} := 255$$

$$I_{доп.л.41_3.1} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.95} = 267.092$$

$$I_{п.ав.л.41_3.1} < I_{доп.л.41_3.1} \quad \text{Выбираем 2 четырехжильных кабеля марки АПвБШп}$$

Сечение токопроводящей жилы 95 мм²

$$I_{л.41_3} := 0.098$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$\cos\varphi := \frac{P_{л41_3.1}}{S_{л41_3.1}} = 0.965$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.263$$

$$\Delta U_{41_3} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л41_3.1} \cdot I_{л41_3} \cdot 100}{400} \cdot (r_{95} \cdot \cos\varphi + x_{95} \cdot \sin\varphi) = 1.569$$

Потери

$$\Delta P_{41_3} := 3 \cdot I_{л41_3.1}^2 \cdot r_{95} \cdot I_{л41_3} \cdot 10^{-3} = 1.153$$

ТП№41-4-10

$$P_{л41_4_10} := P_4 + 0.9 \cdot P_{10} = 265.95$$

$$Q_{л41_4_10} := Q_4 + 0.9 \cdot Q_{10} = 85.055$$

$$S_{л41_4_10} := \sqrt{P_{л41_4_10}^2 + Q_{л41_4_10}^2} = 279.22$$

$$I_{л41_4_10} := \frac{\sqrt{P_{л41_4_10}^2 + Q_{л41_4_10}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 201.51$$

$$I_{п.ав.л.41_4_10} := \frac{\sqrt{P_{л41_4_10}^2 + Q_{л41_4_10}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 403.019$$

$$I_{доп.дл.табл.185} := 385$$

$$I_{доп.л.41_4_10} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.185} = 403.257$$

$$I_{п.ав.л.41_4_10} < I_{доп.л.41_4_10} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 185 мм}^2$$

$$I_{л41_4_10} := 0.21$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л41_4_10}}{S_{л41_4_10}} = 0.952$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.305$$

$$\Delta U_{41_4_10} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л41_4_10} \cdot I_{л41_4_10} \cdot 100}{400} \cdot (r_{185} \cdot \cos\varphi + x_{185} \cdot \sin\varphi) = 3.385$$

Потери

$$\Delta P_{41_4_10} := 3 \cdot I_{л41_4_10}^2 \cdot r_{185} \cdot I_{л41_4_10} \cdot 10^{-3} = 4.323$$

ТП№41-11-12

$$P_{л41_11_12} := P_{11} + 0.9 \cdot P_{12} = 244.85$$

$$Q_{л41_11_12} := Q_{11} + 0.9 \cdot Q_{12} = 68.378$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$S_{л41_11_12} := \sqrt{P_{л41_11_12}^2 + Q_{л41_11_12}^2} = 254.219$$

$$I_{л.41_11_12} := \frac{\sqrt{P_{л41_11_12}^2 + Q_{л41_11_12}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 183.466$$

$$I_{п.ав.л.41_11_12} := \frac{\sqrt{P_{л41_11_12}^2 + Q_{л41_11_12}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 366.933$$

$$I_{доп.дл.табл.185} := 385$$

$$I_{доп.л.41_11_12} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.185} = 403.257$$

$$I_{п.ав.л.41_11_12} < I_{доп.л.41_11_12} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 185 мм}^2$$

$$I_{л.41_11_12} := 0.192$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л41_11_12}}{S_{л41_11_12}} = 0.963$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.269$$

$$\Delta U_{41_11_12} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.41_11_12} \cdot I_{л.41_11_12} \cdot 100}{400} \cdot (r_{185} \cdot \cos\varphi + x_{185} \cdot \sin\varphi) = 2.803$$

Потери

$$\Delta P_{41_11_12} := 3 \cdot I_{л.41_11_12}^2 \cdot r_{185} \cdot I_{л.41_11_12} \cdot 10^{-3} = 3.277$$

ТП№41-13

$$P_{л41_13} := P_{13} = 145.44$$

$$Q_{л41_13} := Q_{13} = 39.78$$

$$S_{л41_13} := \sqrt{P_{л41_13}^2 + Q_{л41_13}^2} = 150.782$$

$$I_{л.41_13} := \frac{\sqrt{P_{л41_13}^2 + Q_{л41_13}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 108.818$$

$$I_{п.ав.л.41_13} := \frac{\sqrt{P_{л41_13}^2 + Q_{л41_13}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 217.635$$

$$I_{доп.дл.табл.70} := 210$$

$$I_{доп.л.41_13} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.70} = 219.958$$

$$I_{п.ав.л.41_13} < I_{доп.л.41_13} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 70 мм}^2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$I_{л.41_13} := 0.036$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л41_13}}{S_{л41_13}} = 0.965$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.264$$

$$\Delta U_{41_13} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.41_13} \cdot l_{л.41_13} \cdot 100}{400} \cdot (r_{70} \cdot \cos\varphi + x_{70} \cdot \sin\varphi) = 0.768$$

Потери

$$\Delta P_{41_13} := 3 \cdot I_{л.41_13}^2 \cdot r_{70} \cdot l_{л.41_13} \cdot 10^{-3} = 0.572$$

ТП№35

ТП№35-1

$$P_{л35_1} := P_1 = 205.56$$

$$Q_{л35_1} := Q_1 = 61.3$$

$$S_{л35_1} := \sqrt{P_{л35_1}^2 + Q_{л35_1}^2} = 214.505$$

$$I_{л.35_1} := \frac{\sqrt{P_{л35_1}^2 + Q_{л35_1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 154.806$$

$$I_{п.ав.л.35_1} := \frac{\sqrt{P_{л35_1}^2 + Q_{л35_1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 309.612$$

$$I_{доп.дл.табл.150} := 335$$

$$I_{доп.л.35_1} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.150} = 350.886$$

$$I_{п.ав.л.35_1} < I_{доп.л.35_1} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 150 мм}^2$$

$$I_{л.35_1} := 0.246$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л35_1}}{S_{л35_1}} = 0.958$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.286$$

$$\Delta U_{35_1} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.35_1} \cdot l_{л.35_1} \cdot 100}{400} \cdot (r_{150} \cdot \cos\varphi + x_{150} \cdot \sin\varphi) = 3.659$$

Потери

$$\Delta P_{35_1} := 3 \cdot I_{л.35_1}^2 \cdot r_{150} \cdot l_{л.35_1} \cdot 10^{-3} = 3.679$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

ТП№35-15-16

$$P_{л35_15_16} := P_{15} + 0.8 \cdot P_{16} = 187.4$$

$$Q_{л35_15_16} := Q_{15} + 0.8 \cdot Q_{16} = 60.804$$

$$S_{л35_15_16} := \sqrt{P_{л35_15_16}^2 + Q_{л35_15_16}^2} = 197.017$$

$$I_{л.35_15_16} := \frac{\sqrt{P_{л35_15_16}^2 + Q_{л35_15_16}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 142.185$$

$$I_{п.ав.л.35_15_16} := \frac{\sqrt{P_{л35_15_16}^2 + Q_{л35_15_16}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 284.37$$

$$I_{доп.дл.табл.120} := 295$$

$$I_{доп.л.35_15_16} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.120} = 308.989$$

$$I_{п.ав.л.35_15_16} < I_{доп.л.35_15_16} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 120 мм}^2$$

$$I_{л.35_15_16} := 0.213$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л35_15_16}}{S_{л35_15_16}} = 0.951$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.309$$

$$\Delta U_{35_15_16} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.35_15_16} \cdot I_{л.35_15_16} \cdot 100}{400} \cdot (r_{120} \cdot \cos\varphi + x_{120} \cdot \sin\varphi) = 3.579$$

Потери

$$\Delta P_{35_15_16} := 3 \cdot I_{л.35_15_16}^2 \cdot r_{120} \cdot I_{л.35_15_16} \cdot 10^{-3} = 3.372$$

ТП№35-17

$$P_{л35_17} := P_{17} = 156$$

$$Q_{л35_17} := Q_{17} = 53.65$$

$$S_{л35_17} := \sqrt{P_{л35_17}^2 + Q_{л35_17}^2} = 164.968$$

$$I_{л.35_17} := \frac{\sqrt{P_{л35_17}^2 + Q_{л35_17}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 119.055$$

$$I_{п.ав.л.35_17} := \frac{\sqrt{P_{л35_17}^2 + Q_{л35_17}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 238.11$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$I_{\text{доп.дл.табл.95}} := 255$$

$$I_{\text{доп.л.35}_17} := k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} \cdot k \cdot I_{\text{доп.дл.табл.95}} = 267.092$$

$$I_{\text{п.ав.л.35}_17} < I_{\text{доп.л.35}_17}$$

Сечение токопроводящей жилы 95 мм²

$$l_{\text{л.35}_17} := 0.131$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{\text{л35}_17}}{S_{\text{л35}_17}} = 0.946$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.325$$

$$\Delta U_{\text{35}_17} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{л.35}_17} \cdot l_{\text{л.35}_17} \cdot 100}{400} \cdot (r_{95} \cdot \cos\varphi + x_{95} \cdot \sin\varphi) = 2.279$$

Потери

$$\Delta P_{\text{35}_17} := 3 \cdot I_{\text{л.35}_17}^2 \cdot r_{95} \cdot l_{\text{л.35}_17} \cdot 10^{-3} = 1.833$$

ТП№35-18

$$P_{\text{л35}_18} := P_{18} = 183.34$$

$$Q_{\text{л35}_18} := Q_{18} = 47.36$$

$$S_{\text{л35}_18} := \sqrt{P_{\text{л35}_18}^2 + Q_{\text{л35}_18}^2} = 189.358$$

$$I_{\text{л.35}_18} := \frac{\sqrt{P_{\text{л35}_18}^2 + Q_{\text{л35}_18}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 136.658$$

$$I_{\text{п.ав.л.35}_18} := \frac{\sqrt{P_{\text{л35}_18}^2 + Q_{\text{л35}_18}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 273.315$$

$$I_{\text{доп.дл.табл.95}} := 255$$

$$I_{\text{доп.л.35}_18} := k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} \cdot k \cdot I_{\text{доп.дл.табл.95}} = 267.092$$

$$I_{\text{п.ав.л.35}_18} < I_{\text{доп.л.35}_18}$$

Сечение токопроводящей жилы 95 мм²

$$l_{\text{л.35}_18} := 0.033$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{\text{л35}_18}}{S_{\text{л35}_18}} = 0.968$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.25$$

$$\Delta U_{\text{35}_18} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{л.35}_18} \cdot l_{\text{л.35}_18} \cdot 100}{400} \cdot (r_{95} \cdot \cos\varphi + x_{95} \cdot \sin\varphi) = 0.662$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

Потери

$$\Delta P_{35_18} := 3 \cdot I_{л.35_18}^2 \cdot r_{95} \cdot l_{л.35_18} \cdot 10^{-3} = 0.608$$

ТП№35-19

$$P_{л35_19} := P_{19} = 145.5$$

$$Q_{л35_19} := Q_{19} = 57.65$$

$$S_{л35_19} := \sqrt{P_{л35_19}^2 + Q_{л35_19}^2} = 156.505$$

$$I_{л.35_19} := \frac{\sqrt{P_{л35_19}^2 + Q_{л35_19}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 112.948$$

$$I_{п.ав.л.35_19} := \frac{\sqrt{P_{л35_19}^2 + Q_{л35_19}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 225.895$$

$$I_{доп.дл.табл.95} := 255$$

$$I_{доп.л.35_19} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.95} = 267.092$$

$$I_{п.ав.л.35_19} < I_{доп.л.35_19} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 95 мм}^2$$

$$I_{л.35_19} := 0.09$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л35_19}}{S_{л35_19}} = 0.93$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.368$$

$$\Delta U_{35_19} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.35_19} \cdot l_{л.35_19} \cdot 100}{400} \cdot (r_{95} \cdot \cos\varphi + x_{95} \cdot \sin\varphi) = 1.478$$

Потери

$$\Delta P_{35_19} := 3 \cdot I_{л.35_19}^2 \cdot r_{95} \cdot l_{л.35_19} \cdot 10^{-3} = 1.133$$

ТП№35-20

$$P_{л35_20} := P_{20} = 218.49$$

$$Q_{л35_20} := Q_{20} = 67.46$$

$$S_{л35_20} := \sqrt{P_{л35_20}^2 + Q_{л35_20}^2} = 228.667$$

$$I_{л.35_20} := \frac{\sqrt{P_{л35_20}^2 + Q_{л35_20}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 165.026$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$I_{п.ав.л.35_20} := \frac{\sqrt{P_{л35_20}^2 + Q_{л35_20}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 330.053$$

$$I_{доп.дл.табл.150} := 335$$

$$I_{доп.л.35_20} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.150} = 350.886$$

$$I_{п.ав.л.35_20} < I_{доп.л.35_20} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 150 мм}^2$$

$$I_{л.35_20} := 0.2$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л35_20}}{S_{л35_20}} = 0.955$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.295$$

$$\Delta U_{35_20} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.35_20} \cdot l_{л.35_20} \cdot 100}{400} \cdot (r_{150} \cdot \cos\varphi + x_{150} \cdot \sin\varphi) = 3.173$$

Потери

$$\Delta P_{35_20} := 3 \cdot I_{л.35_20}^2 \cdot r_{150} \cdot l_{л.35_20} \cdot 10^{-3} = 3.399$$

ТП№35-25

$$P_{л35_25} := P_{25} = 135.54$$

$$Q_{л35_25} := Q_{25} = 47.7$$

$$S_{л35_25} := \sqrt{P_{л35_25}^2 + Q_{л35_25}^2} = 143.688$$

$$I_{л.35_25} := \frac{\sqrt{P_{л35_25}^2 + Q_{л35_25}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 103.698$$

$$I_{п.ав.л.35_25} := \frac{\sqrt{P_{л35_25}^2 + Q_{л35_25}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 207.396$$

$$I_{доп.дл.табл.70} := 210$$

$$I_{доп.л.35_25} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.70} = 219.958$$

$$I_{п.ав.л.35_25} < I_{доп.л.35_25} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 70 мм}^2$$

$$I_{л.35_25} := 0.089$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л35_25}}{S_{л35_25}} = 0.943$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.332$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$I_{п.ав.л.35_20} := \frac{\sqrt{P_{л35_20}^2 + Q_{л35_20}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 330.053$$

$$I_{доп.дл.табл.150} := 335$$

$$I_{доп.л.35_20} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.150} = 350.886$$

$$I_{п.ав.л.35_20} < I_{доп.л.35_20} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 150 мм}^2$$

$$l_{л.35_20} := 0.2$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л35_20}}{S_{л35_20}} = 0.955$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.295$$

$$\Delta U_{35_20} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.35_20} \cdot l_{л.35_20} \cdot 100}{400} \cdot (r_{150} \cdot \cos\varphi + x_{150} \cdot \sin\varphi) = 3.173$$

Потери

$$\Delta P_{35_20} := 3 \cdot I_{л.35_20}^2 \cdot r_{150} \cdot l_{л.35_20} \cdot 10^{-3} = 3.399$$

ТПН№35-25

$$P_{л35_25} := P_{25} = 135.54$$

$$Q_{л35_25} := Q_{25} = 47.7$$

$$S_{л35_25} := \sqrt{P_{л35_25}^2 + Q_{л35_25}^2} = 143.688$$

$$I_{л.35_25} := \frac{\sqrt{P_{л35_25}^2 + Q_{л35_25}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0.4} = 103.698$$

$$I_{п.ав.л.35_25} := \frac{\sqrt{P_{л35_25}^2 + Q_{л35_25}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 207.396$$

$$I_{доп.дл.табл.70} := 210$$

$$I_{доп.л.35_25} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot k \cdot I_{доп.дл.табл.70} = 219.958$$

$$I_{п.ав.л.35_25} < I_{доп.л.35_25} \quad \text{Сечение токопроводящей жилы 70 мм}^2$$

$$l_{л.35_25} := 0.089$$

$$\cos\varphi := \frac{P_{л35_25}}{S_{л35_25}} = 0.943$$

$$\sin\varphi := \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.332$$

$$\Delta U_{35_25} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{л.35_25} \cdot l_{л.35_25} \cdot 100}{400} \cdot (r_{70} \cdot \cos\varphi + x_{70} \cdot \sin\varphi) = 1.794$$

Потери

$$\Delta P_{35_25} := 3 \cdot I_{л.35_25}^2 \cdot r_{70} \cdot l_{л.35_25} \cdot 10^{-3} = 1.283$$

Расчет трансформаторов на ТП

Нагрузка наружного освещения

$P_{\text{Вор.}} := 5.22$	$Q_{\text{Вор.}} := 4.7$	$P_{\text{Внут706}} := 2.63$	$Q_{\text{Внут706}} := 2.37$
$P_{\text{Вас.1}} := 2.04$	$Q_{\text{Вас.1}} := 1.84$	$P_{\text{Внут1}} := 2.56$	$Q_{\text{Внут1}} := 2.3$
$P_{\text{Вас.2}} := 2.47$	$Q_{\text{Вас.2}} := 2.22$	$P_{\text{Внут2}} := 2.21$	$Q_{\text{Внут2}} := 1.99$
$P_{\text{Тепл.1}} := 2.35$	$Q_{\text{Тепл.1}} := 2.11$	$P_{\text{Внут3}} := 2.32$	$Q_{\text{Внут3}} := 2.08$
$P_{\text{Тепл.2}} := 2.25$	$Q_{\text{Тепл.2}} := 2.02$	$P_{\text{Внут57}} := 3.012$	$Q_{\text{Внут57}} := 2.71$
$P_{1\text{Тепл.1}} := 2.21$	$Q_{1\text{Тепл.1}} := 1.98$	$P_{\text{Внут47}} := 3.72$	$Q_{\text{Внут47}} := 3.35$
$P_{1\text{Тепл.2}} := 1.34$	$Q_{1\text{Тепл.2}} := 1.21$	$P_{\text{Внут41}} := 3.25$	$Q_{\text{Внут41}} := 2.93$
		$P_{\text{Внут35}} := 3.77$	$Q_{\text{Внут35}} := 3.39$
		$P_{\text{Внут52}} := 2.28$	$Q_{\text{Внут52}} := 2.05$

ТП №47

$$P_{\text{ТП47}} := P_{\text{л47_5}} + P_{\text{л47_6_7}} + P_{\text{л47_8_9}} + P_{\text{Вас.1}} + P_{\text{Внут47}} = 1.178 \times 10^3$$

$$Q_{\text{ТП47}} := Q_{\text{л47_5}} + Q_{\text{л47_6_7}} + Q_{\text{л47_8_9}} + Q_{\text{Вас.1}} + Q_{\text{Внут47}} = 339.92$$

$$S_{\text{ТП47}} := \sqrt{P_{\text{ТП47}}^2 + Q_{\text{ТП47}}^2} = 1.226 \times 10^3$$

$$S_{47\text{тр}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ТП47}}^2 + Q_{\text{ТП47}}^2}}{2 \cdot 0.7} = 875.649$$

$$k_{3.\text{н.р}47} := \frac{\sqrt{P_{\text{ТП47}}^2 + Q_{\text{ТП47}}^2}}{2 \cdot 1000} = 0.613$$

$$k_{3.\text{п.р}47} := \frac{\sqrt{P_{\text{ТП47}}^2 + Q_{\text{ТП47}}^2}}{1000} = 1.226$$

Выбираем трансформатор ТМГ-1000/10 У2

ТП №41

$$P_{\text{ТП41}} := P_{\text{л41_2_14}} + P_{\text{л41_4_10}} + P_{\text{л41_3}} + P_{\text{л41_11_12}} + P_{\text{л41_13}} + P_{\text{Вор.}} + P_{\text{Тепл.1}} + P_{\text{Внут41}} = 1.106 \times 10^3$$

$$Q_{\text{ТП41}} := Q_{\text{л41_2_14}} + Q_{\text{л41_4_10}} + P_{\text{л41_3}} + Q_{\text{л41_11_12}} + Q_{\text{л41_13}} + Q_{\text{Вор.}} + Q_{\text{Тепл.1}} + Q_{\text{Внут41}} = 533.22$$

$$S_{\text{ТП41}} := \sqrt{P_{\text{ТП41}}^2 + Q_{\text{ТП41}}^2} = 1.228 \times 10^3$$

$$S_{41\text{тр}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ТП41}}^2 + Q_{\text{ТП41}}^2}}{2 \cdot 0.7} = 876.942$$

$$k_{3.\text{н.р}41} := \frac{\sqrt{P_{\text{ТП41}}^2 + Q_{\text{ТП41}}^2}}{2 \cdot 1000} = 0.614$$

$$k_{3.\text{п.р}41} := \frac{\sqrt{P_{\text{ТП41}}^2 + Q_{\text{ТП41}}^2}}{1000} = 1.228$$

Выбираем трансформатор ТМГ-1000/10 У2

ТП №35

$$P_{ТП35} := P_{л35_25} + P_{л35_17} + P_{л35_18} + P_{л35_19} + P_{л35_15_16} + P_{л35_1} \dots = 1.236 \times 10^3 \\ + P_{л35_20} + P_{внут35}$$

$$Q_{ТП35} := Q_{л35_25} + Q_{л35_17} + Q_{л35_18} + Q_{л35_19} + Q_{л35_15_16} + Q_{л35_1} \dots = 398.854 \\ + Q_{л35_20} + Q_{внут41}$$

$$S_{ТП35} := \sqrt{P_{ТП35}^2 + Q_{ТП35}^2} = 1.298 \times 10^3$$

$$S_{35тр} := \frac{\sqrt{P_{ТП35}^2 + Q_{ТП35}^2}}{2 \cdot 0.7} = 927.415$$

$$k_{э.н.р35} := \frac{\sqrt{P_{ТП35}^2 + Q_{ТП35}^2}}{2 \cdot 1000} = 0.649$$

$$k_{э.п.р35} := \frac{\sqrt{P_{ТП35}^2 + Q_{ТП35}^2}}{1000} = 1.298$$

Выбираем трансформатор ТМГ-1000/10 У2

ТП №52

$$P_{ТП52} := P_{л52_23} + P_{л52_24} + P_{л52_21} + P_{л52_27} + P_{л52_28} + P_{л52_22} + P_{внут52} = 1.223 \times 10^3$$

$$Q_{ТП52} := Q_{л52_23} + Q_{л52_24} + Q_{л52_21} + Q_{л52_27} + Q_{л52_28} + Q_{л52_22} + Q_{внут52} = 352$$

$$S_{ТП52} := \sqrt{P_{ТП52}^2 + Q_{ТП52}^2} = 1.273 \times 10^3$$

$$S_{52тр} := \frac{\sqrt{P_{ТП52}^2 + Q_{ТП52}^2}}{2 \cdot 0.7} = 909.048$$

$$k_{э.н.р52} := \frac{\sqrt{P_{ТП52}^2 + Q_{ТП52}^2}}{2 \cdot 1000} = 0.636$$

$$k_{э.п.р52} := \frac{\sqrt{P_{ТП52}^2 + Q_{ТП52}^2}}{1000} = 1.273$$

Выбираем трансформатор ТМГ-1000/10 У2

ТП №57

$$P_{ТП57} := P_{л57_26} + P_{л57_29} + P_{л57_30} + P_{л57_31} + P_{л57_32} + P_{внут57} + P_{Тепл.2} = 1.272 \times 10^3$$

$$Q_{ТП57} := Q_{л57_26} + Q_{л57_29} + Q_{л57_30} + Q_{л57_31} + Q_{л57_32} + Q_{внут57} + Q_{Тепл.2} = 361.44$$

$$S_{ТП57} := \sqrt{P_{ТП57}^2 + Q_{ТП57}^2} = 1.322 \times 10^3$$

$$S_{57тр} := \frac{\sqrt{P_{ТП57}^2 + Q_{ТП57}^2}}{2 \cdot 0.7} = 944.39$$

$$k_{э.н.р57} := \frac{\sqrt{P_{ТП57}^2 + Q_{ТП57}^2}}{2 \cdot 1000} = 0.661$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$k_{3.п.р57} := \frac{\sqrt{P_{ТП57}^2 + Q_{ТП57}^2}}{1000} = 1.322$$

Выбираем трансформатор ТМГ-1000/10 У2

ТП №706

$$P_{ТП706} := P_{л706_45} + P_{л706_46} + P_{л706_50_49} + P_{л706_51} + P_{л706_52} \dots = 746.676 \\ + P_{л706_53} + P_{1Тепл.2} + P_{Вас.2} + P_{внут706}$$

$$Q_{ТП706} := Q_{л706_45} + Q_{л706_46} + Q_{л706_50_49} + Q_{л706_51} + Q_{л706_52} \dots = 234.311 \\ + Q_{л706_53} + Q_{1Тепл.2} + Q_{Вас.2} + Q_{внут706}$$

$$S_{ТП706} := \sqrt{P_{ТП706}^2 + Q_{ТП706}^2} = 782.577$$

$$S_{706тр} := \frac{\sqrt{P_{ТП706}^2 + Q_{ТП706}^2}}{2 \cdot 0.7} = 558.984$$

$$k_{3.н.р706} := \frac{\sqrt{P_{ТП706}^2 + Q_{ТП706}^2}}{2 \cdot 630} = 0.621$$

$$k_{3.п.р706} := \frac{\sqrt{P_{ТП706}^2 + Q_{ТП706}^2}}{630} = 1.242$$

Выбираем трансформатор ТМГ-630/10 У2

ТП №1

$$P_{ТП1} := P_{л1_44} + P_{л1_40} + P_{л1_39} + P_{л1_38} + P_{внут1} = 810.23$$

$$Q_{ТП1} := Q_{л1_44} + Q_{л1_40} + Q_{л1_39} + Q_{л1_38} + Q_{внут1} = 230.26$$

$$S_{ТП1} := \sqrt{P_{ТП1}^2 + Q_{ТП1}^2} = 842.314$$

$$S_{1тр} := \frac{\sqrt{P_{ТП1}^2 + Q_{ТП1}^2}}{2 \cdot 0.7} = 601.653$$

$$k_{3.н.р1} := \frac{\sqrt{P_{ТП1}^2 + Q_{ТП1}^2}}{2 \cdot 630} = 0.669$$

$$k_{3.п.р1} := \frac{\sqrt{P_{ТП1}^2 + Q_{ТП1}^2}}{630} = 1.337$$

Выбираем трансформатор ТМГ-630/10 У2

ТП №2

$$P_{ТП2} := P_{л2_41} + P_{л2_42} + P_{л2_43} + P_{л2_47} + P_{л2_48} + P_{внут2} + P_{1Тепл.1} = 791.74$$

$$Q_{ТП2} := Q_{л2_41} + Q_{л2_42} + Q_{л2_43} + Q_{л2_47} + Q_{л2_48} + Q_{внут2} + Q_{1Тепл.1} = 215.75$$

$$S_{ТП2} := \sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2} = 820.61$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$S_{2тр} := \frac{\sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2}}{2 \cdot 0.7} = 586.15$$

$$k_{з.н.р2} := \frac{\sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2}}{2 \cdot 630} = 0.651$$

$$k_{з.п.р2} := \frac{\sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2}}{630} = 1.303$$

Выбираем трансформатор ТМГ-630/10 У2

ТП №3

$$P_{ТП3} := P_{л3_33} + P_{л3_34} + P_{л3_35} + P_{л3_36} + P_{л3_37} + P_{внут3} = 920.26$$

$$Q_{ТП3} := Q_{л3_33} + Q_{л3_34} + Q_{л3_35} + Q_{л3_36} + Q_{л3_37} + Q_{внут3} = 256.7$$

$$S_{ТП3} := \sqrt{P_{ТП3}^2 + Q_{ТП3}^2} = 955.392$$

$$S_{3тр} := \frac{\sqrt{P_{ТП3}^2 + Q_{ТП3}^2}}{2 \cdot 0.7} = 682.423$$

$$k_{з.н.р3} := \frac{\sqrt{P_{ТП3}^2 + Q_{ТП3}^2}}{2 \cdot 1000} = 0.478$$

$$k_{з.п.р3} := \frac{\sqrt{P_{ТП3}^2 + Q_{ТП3}^2}}{1000} = 0.955$$

Выбираем трансформатор ТМГ-1000/10 У2

Потери в трансформаторах

$$P_{xx630} := 1.24$$

$$P_{xx1000} := 1.6$$

$$P_{к630} := 7.6$$

$$P_{к1000} := 10.8$$

$$I_{xx630} := 0.8$$

$$I_{xx1000} := 0.75$$

$$u_{к630} := 5.5$$

$$u_{к1000} := 5.5$$

ТП47

$$\Delta P_{Т47} := \left[\frac{P_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП47}}{2} \right)^2}{1000^2} + P_{xx1000} \right] \cdot 2 = 11.315$$

$$\Delta Q_{Т47} := \left[\frac{u_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП47}}{2} \right)^2}{1000 \cdot 100} + \frac{I_{xx1000} \cdot 1000}{100} \right] \cdot 2 = 56.328$$

ТП41

$$\Delta P_{T41} := \left[\frac{P_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП41}}{2} \right)^2}{1000^2} + P_{xx1000} \right] \cdot 2 = 11.339$$

$$\Delta Q_{T41} := \left[\frac{u_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП41}}{2} \right)^2}{1000 \cdot 100} + \frac{I_{xx1000} \cdot 1000}{100} \right] \cdot 2 = 56.451$$

ТП35

$$\Delta P_{T35} := \left[\frac{P_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП35}}{2} \right)^2}{1000^2} + P_{xx1000} \right] \cdot 2 = 12.303$$

$$\Delta Q_{T35} := \left[\frac{u_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП35}}{2} \right)^2}{1000 \cdot 100} + \frac{I_{xx1000} \cdot 1000}{100} \right] \cdot 2 = 61.359$$

ТП52

$$\Delta P_{T52} := \left[\frac{P_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП52}}{2} \right)^2}{1000^2} + P_{xx1000} \right] \cdot 2 = 11.946$$

$$\Delta Q_{T52} := \left[\frac{u_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП52}}{2} \right)^2}{1000 \cdot 100} + \frac{I_{xx1000} \cdot 1000}{100} \right] \cdot 2 = 59.541$$

ТП57

$$\Delta P_{T57} := \left[\frac{P_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП57}}{2} \right)^2}{1000^2} + P_{xx1000} \right] \cdot 2 = 12.64$$

$$\Delta Q_{T57} := \left[\frac{u_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП57}}{2} \right)^2}{1000 \cdot 100} + \frac{I_{xx1000} \cdot 1000}{100} \right] \cdot 2 = 63.072$$

ТП706

$$\Delta P_{T706} := \left[\frac{P_{к630} \cdot \left(\frac{S_{ТП706}}{2} \right)^2}{630^2} + P_{xx630} \right] \cdot 2 = 8.343$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$\Delta Q_{T706} := \left[\frac{u_{к630} \cdot \left(\frac{S_{ТП706}}{2} \right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{I_{xx630} \cdot 630}{100} \right] \cdot 2 = 36.813$$

ТП1

$$\Delta P_{T1} := \left[\frac{P_{к630} \cdot \left(\frac{S_{ТП1}}{2} \right)^2}{630^2} + P_{xx630} \right] \cdot 2 = 9.273$$

$$\Delta Q_{T1} := \left[\frac{u_{к630} \cdot \left(\frac{S_{ТП1}}{2} \right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{I_{xx630} \cdot 630}{100} \right] \cdot 2 = 41.05$$

ТП2

$$\Delta P_{T2} := \left[\frac{P_{к630} \cdot \left(\frac{S_{ТП2}}{2} \right)^2}{630^2} + P_{xx630} \right] \cdot 2 = 8.927$$

$$\Delta Q_{T2} := \left[\frac{u_{к630} \cdot \left(\frac{S_{ТП2}}{2} \right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{I_{xx630} \cdot 630}{100} \right] \cdot 2 = 39.474$$

ТП3

$$\Delta P_{T3} := \left[\frac{P_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП3}}{2} \right)^2}{1000^2} + P_{xx1000} \right] \cdot 2 = 8.129$$

$$\Delta Q_{T3} := \left[\frac{u_{к1000} \cdot \left(\frac{S_{ТП3}}{2} \right)^2}{1000 \cdot 100} + \frac{I_{xx1000} \cdot 1000}{100} \right] \cdot 2 = 40.101$$

$$P_{P.ТП47.ВН} := P_{ТП47} + \Delta P_{T47} = 1.189 \times 10^3$$

$$Q_{P.ТП47.ВН} := Q_{ТП47} + \Delta Q_{T47} = 396.248$$

$$S_{P.ТП47.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП47.ВН}^2 + Q_{P.ТП47.ВН}^2} = 1.253 \times 10^3$$

$$P_{P.ТП41.ВН} := P_{ТП41} + \Delta P_{T41} = 1.117 \times 10^3$$

$$Q_{P.ТП41.ВН} := Q_{ТП41} + \Delta Q_{T41} = 589.671$$

$$S_{P.ТП41.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП41.ВН}^2 + Q_{P.ТП41.ВН}^2} = 1.263 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$P_{P.ТП35.ВН} := P_{ТП35} + \Delta P_{T35} = 1.248 \times 10^3$$

$$Q_{P.ТП35.ВН} := Q_{ТП35} + \Delta Q_{T35} = 460.213$$

$$S_{P.ТП35.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП35.ВН}^2 + Q_{P.ТП35.ВН}^2} = 1.33 \times 10^3$$

$$P_{P.ТП52.ВН} := P_{ТП52} + \Delta P_{T52} = 1.235 \times 10^3$$

$$Q_{P.ТП52.ВН} := Q_{ТП52} + \Delta Q_{T52} = 411.541$$

$$S_{P.ТП52.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП52.ВН}^2 + Q_{P.ТП52.ВН}^2} = 1.302 \times 10^3$$

$$P_{P.ТП57.ВН} := P_{ТП57} + \Delta P_{T57} = 1.284 \times 10^3$$

$$Q_{P.ТП57.ВН} := Q_{ТП57} + \Delta Q_{T57} = 424.512$$

$$S_{P.ТП57.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП57.ВН}^2 + Q_{P.ТП57.ВН}^2} = 1.353 \times 10^3$$

$$P_{P.ТП706.ВН} := P_{ТП706} + \Delta P_{T706} = 755.019$$

$$Q_{P.ТП706.ВН} := Q_{ТП706} + \Delta Q_{T706} = 271.124$$

$$S_{P.ТП706.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП706.ВН}^2 + Q_{P.ТП706.ВН}^2} = 802.224$$

$$P_{P.ТП1.ВН} := P_{ТП1} + \Delta P_{T1} = 819.503$$

$$Q_{P.ТП1.ВН} := Q_{ТП1} + \Delta Q_{T1} = 271.31$$

$$S_{P.ТП1.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП1.ВН}^2 + Q_{P.ТП1.ВН}^2} = 863.246$$

$$P_{P.ТП2.ВН} := P_{ТП2} + \Delta P_{T2} = 800.667$$

$$Q_{P.ТП2.ВН} := Q_{ТП2} + \Delta Q_{T2} = 255.224$$

$$S_{P.ТП2.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП2.ВН}^2 + Q_{P.ТП2.ВН}^2} = 840.362$$

$$P_{P.ТП3.ВН} := P_{ТП3} + \Delta P_{T3} = 928.389$$

$$Q_{P.ТП3.ВН} := Q_{ТП3} + \Delta Q_{T3} = 296.801$$

$$S_{P.ТП3.ВН} := \sqrt{P_{P.ТП3.ВН}^2 + Q_{P.ТП3.ВН}^2} = 974.678$$

Определение точки потокораздела

Участок РП-ТП706-ТП1-ТП3-ТП57-ТП2-РП

Определяем потоки мощности на головных участках:

$$I_{РП_ТП706} := 0.262 \quad I_{ТП3_ТП57} := 0.376$$

$$I_{ТП706_ТП1} := 0.449 \quad I_{ТП57_ТП2} := 0.236$$

$$I_{ТП1_ТП3} := 0.281 \quad I_{ТП2_РП} := 0.291$$

$$I_{\text{общ}} := I_{РП_ТП706} + I_{ТП706_ТП1} + I_{ТП1_ТП3} + I_{ТП3_ТП57} + I_{ТП57_ТП2} + I_{ТП2_РП} = 1.895$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$S_{P\Pi_T\Pi706} := \frac{S_{P_T\Pi706.BH} \cdot (l_{T\Pi706_T\Pi1} + l_{T\Pi1_T\Pi3} + l_{T\Pi3_T\Pi57} + l_{T\Pi57_T\Pi2} + l_{T\Pi2_P\Pi}) \dots + S_{P_T\Pi1.BH} \cdot (l_{T\Pi1_T\Pi3} + l_{T\Pi3_T\Pi57} + l_{T\Pi57_T\Pi2} + l_{T\Pi2_P\Pi}) \dots + S_{P_T\Pi3.BH} \cdot (l_{T\Pi3_T\Pi57} + l_{T\Pi57_T\Pi2} + l_{T\Pi2_P\Pi}) \dots + S_{P_T\Pi57.BH} \cdot (l_{T\Pi57_T\Pi2} + l_{T\Pi2_P\Pi}) \dots + S_{P_T\Pi2.BH} \cdot (l_{T\Pi2_P\Pi})}{I_{\text{общ}}} = 2.2 \times 10^3$$

$$S_{P\Pi_T\Pi2} := \frac{S_{P_T\Pi2.BH} \cdot (l_{T\Pi57_T\Pi2} + l_{T\Pi3_T\Pi57} + l_{T\Pi1_T\Pi3} + l_{T\Pi706_T\Pi1} + l_{P\Pi_T\Pi706}) \dots + S_{P_T\Pi57.BH} \cdot (l_{T\Pi3_T\Pi57} + l_{T\Pi1_T\Pi3} + l_{T\Pi706_T\Pi1} + l_{P\Pi_T\Pi706}) \dots + S_{P_T\Pi3.BH} \cdot (l_{T\Pi1_T\Pi3} + l_{T\Pi706_T\Pi1} + l_{P\Pi_T\Pi706}) \dots + S_{P_T\Pi1.BH} \cdot (l_{T\Pi706_T\Pi1} + l_{P\Pi_T\Pi706}) \dots + S_{P_T\Pi706.BH} \cdot (l_{P\Pi_T\Pi706})}{I_{\text{общ}}} = 2.633 \times 10^3$$

$$S_{P\Pi_T\Pi706} + S_{P\Pi_T\Pi2} = 4.833 \times 10^3$$

$$S_{P_T\Pi706.BH} + S_{P_T\Pi1.BH} + S_{P_T\Pi3.BH} + S_{P_T\Pi57.BH} + S_{P_T\Pi2.BH} = 4.833 \times 10^3$$

$$S_{P_T\Pi706_T\Pi1} := S_{P\Pi_T\Pi706} - S_{P_T\Pi706.BH} = 1.398 \times 10^3$$

$$S_{P_T\Pi1_T\Pi3} := S_{P_T\Pi706_T\Pi1} - S_{P_T\Pi1.BH} = 534.898$$

$$S_{P_T\Pi3_T\Pi57} := S_{P_T\Pi1_T\Pi3} - S_{P_T\Pi3.BH} = -439.78$$

$$S_{P_T\Pi2_T\Pi57} := S_{P\Pi_T\Pi2} - S_{P_T\Pi2.BH} = 1.793 \times 10^3$$

$$S_{P_T\Pi57_T\Pi3} := S_{P_T\Pi2_T\Pi57} - S_{P_T\Pi57.BH} = 439.78$$

Точка 3 - точка поточкораздела, петлевая схема будет разомкнута в нормальном режиме на участке 3-57

Выбор сечений жил кабелей 10 кВ

$$r_{70} := 0.53 \quad x_{70} := 0.098 \quad Q_{P_T\Pi52.BH} = 411.541$$

$$I_{P.35.52} := \frac{I_{T\Pi35 - T\Pi52} \cdot \sqrt{P_{P_T\Pi52.BH}^2 + Q_{P_T\Pi52.BH}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 37.578$$

$$I_{\text{ЭК}} := 1.7$$

$$S_3 := \frac{I_{P.35.52}}{I_{\dots}} = 22.105$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг с сечением токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{п.а.35_52} := \frac{\sqrt{P_{P_T\Pi52.BH}^2 + Q_{P_T\Pi52.BH}^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75.156$$

$$k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1 \quad I_{\text{доп.дл.табл.70}} = 210$$

$$I_{\text{доп.л.35_52}} := k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} \cdot I_{\text{доп.дл.табл.70}} = 239.085$$

$$I_{п.а.35_52} < I_{\text{доп.л.35_52}}$$

$$l_{T\Pi35_T\Pi52} := 0.164$$

$$\Delta U_{35_52} := \frac{(P_{P_T\Pi52.BH} \cdot r_{70} + Q_{P_T\Pi52.BH} \cdot x_{70}) \cdot l_{T\Pi35_T\Pi52}}{10} = 11.396$$

$$\Delta U\%_{35_52} := \frac{\Delta U_{35_52} \cdot 100}{10000} = 0.114$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$S_{РП_ТП706} := \frac{S_{Р.ТП706.ВН} \cdot (l_{ТП706_ТП1} + l_{ТП1_ТП3} + l_{ТП3_ТП57} + l_{ТП57_ТП2} + l_{ТП2_РП}) \dots + S_{Р.ТП1.ВН} \cdot (l_{ТП1_ТП3} + l_{ТП3_ТП57} + l_{ТП57_ТП2} + l_{ТП2_РП}) \dots + S_{Р.ТП3.ВН} \cdot (l_{ТП3_ТП57} + l_{ТП57_ТП2} + l_{ТП2_РП}) \dots + S_{Р.ТП57.ВН} \cdot (l_{ТП57_ТП2} + l_{ТП2_РП}) \dots + S_{Р.ТП2.ВН} \cdot (l_{ТП2_РП})}{l_{общ}} = 2.2 \times 10^3$$

$$S_{РП_ТП2} := \frac{S_{Р.ТП2.ВН} \cdot (l_{ТП57_ТП2} + l_{ТП3_ТП57} + l_{ТП1_ТП3} + l_{ТП706_ТП1} + l_{РП_ТП706}) \dots + S_{Р.ТП57.ВН} \cdot (l_{ТП3_ТП57} + l_{ТП1_ТП3} + l_{ТП706_ТП1} + l_{РП_ТП706}) \dots + S_{Р.ТП3.ВН} \cdot (l_{ТП1_ТП3} + l_{ТП706_ТП1} + l_{РП_ТП706}) \dots + S_{Р.ТП1.ВН} \cdot (l_{ТП706_ТП1} + l_{РП_ТП706}) \dots + S_{Р.ТП706.ВН} \cdot (l_{РП_ТП706})}{l_{общ}} = 2.633 \times 10^3$$

$$S_{РП_ТП706} + S_{РП_ТП2} = 4.833 \times 10^3$$

$$S_{Р.ТП706.ВН} + S_{Р.ТП1.ВН} + S_{Р.ТП3.ВН} + S_{Р.ТП57.ВН} + S_{Р.ТП2.ВН} = 4.833 \times 10^3$$

$$S_{Р.ТП706_ТП1} := S_{РП_ТП706} - S_{Р.ТП706.ВН} = 1.398 \times 10^3$$

$$S_{Р.ТП1_ТП3} := S_{Р.ТП706_ТП1} - S_{Р.ТП1.ВН} = 534.898$$

$$S_{Р.ТП3_ТП57} := S_{Р.ТП1_ТП3} - S_{Р.ТП3.ВН} = -439.78$$

$$S_{Р.ТП2_ТП57} := S_{РП_ТП2} - S_{Р.ТП2.ВН} = 1.793 \times 10^3$$

$$S_{Р.ТП57_ТП3} := S_{Р.ТП2_ТП57} - S_{Р.ТП57.ВН} = 439.78$$

Точка 3 - точка потокоораздела, петлевая схема будет разомкнута в нормальном режиме на участке 3-57

Выбор сечений жил кабелей 10 кВ

$$r_{70} := 0.53 \quad x_{70} := 0.098 \quad Q_{Р.ТП52.ВН} = 411.541$$

$$I_{Р.35_52} := \frac{I_{Р.ТП52.ВН}}{I_{н.а.35_52}} = 37.578$$

$$I_{эк} := 1.7$$

$$S_3 := \frac{I_{Р.35_52}}{I_{н.а.35_52}} = 22.105$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг с сечением токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{н.а.35_52} := \frac{I_{Р.ТП52.ВН}}{I_{н.а.35_52}} = 75.156$$

$$k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{загр.па} := 1.1 \quad I_{доп.дл.табл.70} = 210$$

$$I_{доп.л.35_52} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot I_{доп.дл.табл.70} = 239.085$$

$$I_{н.а.35_52} < I_{доп.л.35_52}$$

$$l_{ТП35_ТП52} := 0.164$$

$$\Delta U_{35_52} := \frac{(P_{Р.ТП52.ВН} \cdot r_{70} + Q_{Р.ТП52.ВН} \cdot x_{70}) \cdot l_{ТП35_ТП52}}{10} = 11.396$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$\Delta U\%_{35_52} := \frac{\Delta U_{35_52} \cdot 100}{10000} = 0.114$$

Потери в линиях

$$\Delta P_{35_52} := \frac{\left(P_{P.ТП52.ВН}^2 \cdot r_{70} + Q_{P.ТП52.ВН}^2 \cdot r_{70} \right) \cdot l_{ТП35_ТП52} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 1.473$$

$$\Delta Q_{35_52} := \frac{\left(P_{P.ТП52.ВН}^2 \cdot x_{70} + Q_{P.ТП52.ВН}^2 \cdot x_{70} \right) \cdot l_{ТП35_ТП52} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.272$$

$$\Delta S_{35_52} := \sqrt{\Delta P_{35_52}^2 + \Delta Q_{35_52}^2} = 1.498$$

ТП41 – ТП35

$$S_{P.ТП52.ВН} = 1.302 \times 10^3 \quad S_{P.ТП35.ВН} = 1.33 \times 10^3$$

$$I_{P.41.35} := \frac{S_{P.ТП35.ВН} + S_{P.ТП52.ВН} + \Delta S_{35_52}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 76.017$$

$$I_{зк} := 1.7$$

$$S_{зк} := \frac{I_{P.41.35}}{I_{зк}} = 44.716$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг с сечением токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{п.а.41_35} := \frac{S_{P.ТП35.ВН} + S_{P.ТП52.ВН} + \Delta S_{35_52}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 152.033$$

$$I_{доп.дл.табл.70} = 210$$

$$I_{доп.л.41_35} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot I_{доп.дл.табл.70} = 239.085$$

$$I_{п.а.41_35} < I_{доп.л.41_35}$$

$$l_{ТП41_ТП35} := 0.224$$

$$\Delta U_{41_35} := \frac{\left[\left(P_{P.ТП35.ВН} + P_{P.ТП52.ВН} + \Delta P_{35_52} \right) \cdot r_{70} \dots + \left(Q_{P.ТП35.ВН} + Q_{P.ТП52.ВН} + \Delta Q_{35_52} \right) \cdot x_{70} \right] \cdot l_{ТП41_ТП35}}{10} = 31.408$$

$$\Delta U\%_{41_35} := \frac{\Delta U_{41_35} \cdot 100}{10000} = 0.314$$

Потери в линиях

$$\Delta P_{41_35} := \frac{\left[\left(P_{P.ТП35.ВН} + P_{P.ТП52.ВН} + \Delta P_{35_52} \right)^2 \cdot r_{70} \dots + \left(Q_{P.ТП35.ВН} + Q_{P.ТП52.ВН} + \Delta Q_{35_52} \right)^2 \cdot x_{70} \right] \cdot l_{ТП41_ТП35} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 8.23$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$\Delta Q_{41_35} := \frac{\left[(P_{P_ТП35_ВН} + P_{P_ТП52_ВН} + \Delta P_{35_52})^2 \cdot r_{70} \dots \right] \cdot l_{ТП41_ТП35} \cdot 10^{-3} + (Q_{P_ТП35_ВН} + Q_{P_ТП52_ВН} + \Delta Q_{35_52})^2 \cdot r_{70}}{10^2} = 1.522$$

$$\Delta S_{41_35} := \sqrt{\Delta P_{41_35}^2 + \Delta Q_{41_35}^2} = 8.37$$

РП – ТП41

$$S_{P_ТП52_ВН} = 1.302 \times 10^3 \quad S_{P_ТП35_ВН} = 1.33 \times 10^3 \quad S_{P_ТП41_ВН} = 1.263 \times 10^3$$

$$I_{P_РП41} := \frac{S_{P_ТП35_ВН} + S_{P_ТП52_ВН} + \Delta S_{35_52} + S_{P_ТП41_ВН} + \Delta S_{41_35}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 112.726$$

$$I_{ЭК} := 1.7$$

$$S_{ЭК} := \frac{I_{P_РП41}}{I_{ЭК}} = 66.309$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг с сечением токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{п.а.РП_41} := \frac{S_{P_ТП35_ВН} + S_{P_ТП52_ВН} + \Delta S_{35_52} + S_{P_ТП41_ВН} + \Delta S_{41_35}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 225.452$$

$$I_{доп.дл.табл.70} = 210$$

$$I_{доп.л.РП_41} := k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} \cdot I_{доп.дл.табл.70} = 239.085$$

$$I_{п.а.РП_41} < I_{доп.л.РП_41}$$

$$l_{РП_ТП41} := 0.02$$

$$\Delta U_{РП_41} := \frac{\left[(P_{P_ТП35_ВН} + P_{P_ТП52_ВН} + \Delta P_{35_52} + P_{P_ТП41_ВН} + \Delta P_{41_35})^2 \cdot r_{70} \dots \right] \cdot l_{РП_ТП41} + (Q_{P_ТП35_ВН} + Q_{P_ТП52_ВН} + \Delta Q_{35_52} + Q_{P_ТП41_ВН} + \Delta Q_{41_35})^2 \cdot r_{70}}{10} = 4.113$$

$$\Delta U\%_{РП_41} := \frac{\Delta U_{РП_41} \cdot 100}{10000} = 0.041$$

Потери в линиях

$$\Delta P_{РП_41} := \frac{\left[(P_{P_ТП35_ВН} + P_{P_ТП52_ВН} + \Delta P_{35_52} + P_{P_ТП41_ВН} + \Delta P_{41_35})^2 \cdot r_{70} \dots \right] \cdot l_{РП_ТП41} \cdot 10^{-3} + (Q_{P_ТП35_ВН} + Q_{P_ТП52_ВН} + \Delta Q_{35_52} + Q_{P_ТП41_ВН} + \Delta Q_{41_35})^2 \cdot r_{70}}{10^2} = 1.608$$

$$\Delta Q_{РП_41} := \frac{\left[(P_{P_ТП35_ВН} + P_{P_ТП52_ВН} + \Delta P_{35_52} + P_{P_ТП41_ВН} + \Delta P_{41_35})^2 \cdot r_{70} \dots \right] \cdot l_{РП_ТП41} \cdot 10^{-3} + (Q_{P_ТП35_ВН} + Q_{P_ТП52_ВН} + \Delta Q_{35_52} + Q_{P_ТП41_ВН} + \Delta Q_{41_35})^2 \cdot r_{70}}{10^2} = 0.297$$

$$\Delta S_{РП_41} := \sqrt{\Delta P_{РП_41}^2 + \Delta Q_{РП_41}^2} = 1.635$$

РП – ТП47

$$I_{P_РП47} := \frac{\sqrt{P_{P_ТП47_ВН}^2 + Q_{P_ТП47_ВН}^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 36.184$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет в программе MathCad15

$$I_{\text{эк}} := 1.7$$

$$S_{\text{эк}} := \frac{I_{\text{Р.РП.47}}}{I_{\text{эк}}} = 21.284$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг с сечением токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{\text{п.а.РП.47}} := \frac{\sqrt{P_{\text{Р.ТП47.ВН}}^2 + Q_{\text{Р.ТП47.ВН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72.367$$

$$I_{\text{доп.дл.табл.70}} = 210$$

$$I_{\text{доп.л.РП.47}} := k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot k_{\text{загр.па}} \cdot I_{\text{доп.дл.табл.70}} = 239.085$$

$$I_{\text{п.а.РП.47}} < I_{\text{доп.л.РП.47}}$$

$$I_{\text{РП.ТП47}} := 0.305$$

$$\Delta U_{\text{РП.47}} := \frac{[(P_{\text{Р.ТП47.ВН}} \cdot r_{70} + Q_{\text{Р.ТП47.ВН}} \cdot x_{70})] \cdot I_{\text{РП.ТП47}}}{10} = 20.407$$

$$\Delta U\%_{\text{РП.47}} := \frac{\Delta U_{\text{РП.47}} \cdot 100}{10000} = 0.204$$

Потери в линиях

$$\Delta P_{\text{РП.47}} := \frac{(P_{\text{Р.ТП47.ВН}}^2 \cdot r_{70} + Q_{\text{Р.ТП47.ВН}}^2 \cdot r_{70}) \cdot I_{\text{РП.ТП47}} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 2.54$$

$$\Delta Q_{\text{РП.47}} := \frac{(P_{\text{Р.ТП47.ВН}}^2 \cdot x_{70} + Q_{\text{Р.ТП47.ВН}}^2 \cdot x_{70}) \cdot I_{\text{РП.ТП47}} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.47$$

$$\Delta S_{\text{РП.47}} := \sqrt{\Delta P_{\text{РП.47}}^2 + \Delta Q_{\text{РП.47}}^2} = 2.583$$