

Министерство образования и науки 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 «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о.зав.кафедрой

 Н.В. Савина

« 08 » 02 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения жилого района города
Тында с центром питания подстанция «Шахтаум»

Исполнитель
студент группы
442 узб


31.01.2018

А.П. Иванов

подпись дата

Руководитель
профессор, канд. техн.
наук


02.02.2018

Ю.В. Мясослов

подпись дата

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


02.02.2018

А.Б. Булгаков

подпись дата

Нормоконтроль
доцент, канд. техн.
наук


08.02.2018

А.Н. Козлов

подпись дата

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 30 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента: Иванова Андрея Петровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения жилого района города Тынды с центром питания подстанция «Шахтаум»

(утверждена приказом от 27.10.2017 №2651-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018.

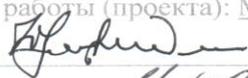
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения жилого района города Тынды с центром питания подстанция «Шахтаум».

4. Содержание выпускной квалификационной работы) (перечень подлежащих разработке вопросов): Трансформаторная подстанция, выключатель, предохранитель, молниезащита, расчетная нагрузка, надежность электроснабжения, распределительное устройство, коэффициент участия в максимуме нагрузки, петлевая схема электроснабжения, кабельная линия, воздушная линия, центр питания, релейная защита, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 101 с, 11 рисунков, 45 таблиц, 1 приложение, 27 источников. Программный продукт Microsoft: Word, Excel, Visio, Matsoft: Mathcad..

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящиеся к ним разделов): Булгаков Андрей Борисович, доцент, кандидат технических наук

7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы (проекта): Мясоедов Юрий Викторович
профессор, кандидат технических наук 

Задание принял к исполнению (дата, подпись) 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 94 с, 11 рисунков, 45 таблиц, 1 приложение, 27 источников.

ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОЭФФИЦИЕНТ УЧАСТИЯ В МАКСИМУМЕ НАГРУЗКИ, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЦЕНТР ПИТАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

Объект разработки - сети 0,4-10 кВ района города Тынды с центром питания ПС «Шахтаум». Так как сети 0,4-10 кВ выполнены проводами и кабелями, выработавшими нормативный срок эксплуатации, то для качественного электроснабжения потребителей АО «ДРСК» необходимо заменить оборудование в сетях уровнем напряжения НН и СН-2. Целью проекта является проведение реконструкции изношенных сетей 10-0,4 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях. Характеристики сетей 10-0,4 кВ получены расчётным способом. Конфигурация сети выбрана на основе технико-экономического сравнения вариантов сети и представляет собой петлевую схему сети. Применён провод СИП-3 на железобетонных опорах и кабель АВВГ-ХЛ. Расчётное время безотказной работы сети - 20 лет.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Энергоэкономическая характеристика района проектирования	9
2 Проектирование низковольтного электроснабжения	10
2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых домов	10
2.2 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий	12
2.3 Выбор количества линий 0,4 кВ и трасс их прохождения	13
2.4 Выбор площади сечения линий 0,4 кВ	13
2.5 Расчёт наружного освещения	16
2.6 Расчёт электрических нагрузок ТП	17
2.7 Проектирование ТП напряжением 10/0,4 кВ	19
2.8 Компенсация реактивной мощности на ТП	20
2.9 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	20
2.10 Расчёт токов короткого замыкания в сетях напряжением 0,4 кВ и на шинах ТП напряжением 0,4 кВ	21
2.11 Выбор и проверка аппаратуры 0,4 кВ	25
2.11.1 Предохранители и автоматические выключатели 0,4 кВ	25
2.11.2 Проверка линий 0,4 кВ	29
2.12 Схемы электроснабжения жилых и общественных зданий	31
2.12.1 Схема электроснабжения жилых зданий	31
2.12.2 Схема электроснабжения общественных зданий	32
3 Выбор схемы подключения ТП к ПС	33
4 Выбор сечений линий 10 кВ	36
5 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ	43
6 Выбор электрического оборудования 10 кВ	46
6.1 Выбор КРУ	46
6.2 Выключатели КРУ	47
6.3 Разъединители	49

6.4 Выключатели нагрузки 10 кВ	50
6.5 Предохранители 10 кВ	52
6.6 Трансформаторы тока	52
6.7 Трансформаторы напряжения	56
6.8 Ограничители перенапряжения	57
6.9 Шины 10 кВ	60
6.10 Выбор опорных изоляторов	63
6.11 Проверка проводов 10 кВ	64
7 Нагрузка и оборудование центра питания	66
7.1 Нагрузка центра питания	66
7.2 Компенсация реактивной мощности	66
7.3 Компенсация емкостных токов	67
8 Расчёт надёжности сети 10 кВ	68
9 Релейная защита и автоматика	74
9.1 Токовая отсечка без выдержки времени	74
9.2 Максимальная токовая защита линий	76
9.3 Защита от однофазных замыканий на землю	77
9.4 Устройства автоматического включения резерва	78
10 Молниезащита	79
10.1 Определение стационарного и импульсного сопротивления	79
10.2 Молниезащита ОРУ ПС	82
11 Безопасность, экологичность и чрезвычайные ситуации	86
11.1 Безопасность	86
11.2 Экологичность	87
11.3 Чрезвычайные ситуации	88
Заключение	91
Список использованных источников	92
Приложение А. Расчёт надёжности сети 10 кВ	95

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

ВРУ – вводное распределительное устройство;

ЗНЗ – защита от замыкания на землю;

РЗ - релейная защита;

ЛЭП – линия электропередачи;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

АО – акционерное общество;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция.

ВВЕДЕНИЕ

Город Тында расположен на севере Амурской области на берегу р. Тынды и является центром Тындинского района. Расстояние до областного центра – 881 км. Площадь города – 132,12 кв. км., [1].

Актуальность проекта состоит в том, что износ сетей 10-0,4 кВ приводит к большой величине потерь электроэнергии в сетях города Тынды. В рамках данного проекта предусматривается перевод питания части сетей 10 кВ с ПС «Эльга» на ПС «Шахтаум». Сети 10 кВ выполняются проводом СИП-3 для увеличения надёжности сетей 10 кВ. Проводится замена проводов марки АС, С, А в сетях 0,4 кВ на провода марки СИП-2А для снижения воровства электроэнергии.

Цель дипломного проекта – реконструкция системы электроснабжения города Тынды с центром питания (ЦП) ПС «Шахтаум».

По порядку расчётов решаются задачи:

- определение нагрузок на стороне 0,4 кВ зданий и сооружений;
- выбор схемы питания 0,4 кВ для электроприёмников;
- проверка и подбор устройств сети 0,4-10 кВ;
- определение токов короткого замыкания в рассматриваемой сети, опираясь на данные руководящих документов;
- расчёт средств защиты и автоматики для сетей 10 кВ;
- определение надёжности сети 10 кВ;
- расчет заземления и защиты от ударов молнии питающей подстанции;
- указание мер безопасности, экологического воздействия на окружающую среду при реконструкции сетей 0,4-10 кВ.

Определяются пути решения задач для реализации цели проекта:

- Определение параметров нагрузок электроприёмников 0,4 кВ, для выбора схемы подключения электроприёмников 0,4 кВ используется инструкция по проектированию городских сетей.

– Определение токов короткого замыкания в реконструируемой сети выполняется согласно руководящим указаниям по определению уровня токов КЗ, с учётом некоторых допущений.

– Надёжность сети 10 кВ определяется аналитическим методом и выполнена посредством внедрения проводов СИП-3 на железобетонных опорах.

– Заземление и защита от молний определены согласно Руководству по защите электрических сетей 6-10 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.

Результаты работы:

– Выбранные и проверенные сечения проводов и кабелей сетей 0,4 – 10 кВ;

– Выбранные и проверенные устройства и аппараты 10 кВ монтируемые в центре питания;

– Рассчитанные уставки средств РЗА;

– Высокая надёжность реконструируемой сети 10 кВ из-за применения эффективной конфигурации сети.

Расчёт и оформление проекта проводится в программах: Mathcad 2007; Microsoft Office Word 2007; Microsoft Office Excel 2007; Microsoft Office Visio 2007.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Краткая характеристика города Тынды приведена в таблице 1, [2].

Таблица 1 – Краткая характеристика города

	Единица измерения	на 01.01.2017 года
Торговля		
Оборот розничной торговли	млн. руб.	8839,94
Оборот общественного питания (по крупным и средним организациям)	млн. руб.	305,20
- на душу населения	тыс. руб.	9,16
Число магазинов	единиц	332
Торговая площадь магазинов – всего,	тыс. кв. м.	18,31
Промышленность		
Количество хозяйствующих субъектов, выпускающих хлебобулочные изделия	единиц	13
Количество хозяйствующих субъектов, производящих кулинарную продукцию и полуфабрикаты	единиц	9
Количество хозяйствующих субъектов, производящих квас живого брожения	единиц	1
Количество хозяйствующих субъектов, производящих бутилированную воду	единиц	1
Количество хозяйствующих субъектов, осуществляющих деревообработку	единиц	1
Количество хозяйствующих субъектов, осуществляющих полиграфическую деятельность	единиц	4
Сельское хозяйство		
Количество личных подворий граждан, зарегистрированных в похозяйственной книге муниципального образования город Тынды	единиц	27
Количество крестьянско-фермерских хозяйств, зарегистрированных в похозяйственной книге муниципального образования город Тынды	единиц	3
Электроснабжение		
Количество трансформаторных подстанций (ТП)	единиц	68
Количество КТП (комплектных трансф. подст.)	единиц	77
Протяженность воздушных линий 10 квт	км	73,8
Протяженность кабельных линий 10 квт	км	99,9
Протяженность воздушных линий 0,4 квт	км	181,6
Протяженность кабельных линий 0,4 квт	км	157,6

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых домов

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, выбора защиты сетей и электрооборудования.

Применяем инструкцию по проектированию городских электрических сетей [4] так как город Тында относится к малым городам в соответствии с [3], ввиду того, что его численность менее 50 тыс. жителей.

Так как по экспликации площадь частных домов менее 150 м^2 , то используем данные таблицы 2 для нахождения расчётных нагрузок жилых домов.

Таблица 2 – Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв

Потребители электроэнергии	Количество квартир													
	1--3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14,5	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62

Для промежуточного числа квартир удельные нагрузки жилых домов определяются интерполяцией при промежуточном значении аргумента x_1 , функция $f(x_1)$ определяется по формуле:

$$f(x_1) = f(x_0) + \frac{x_1 - x_0}{x_2 - x_0} \cdot (f(x_2) - f(x_0)). \quad (1)$$

Для примера при количестве квартир – 80, удельная мощность находится как, кВт/кв:

$$f(x_1) = 2,8 + \frac{80-60}{100-60} \cdot (2,8-1,95) = 2,38.$$

Составляем план района проектирования, данные по проектируемым жилым зданиям сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Нагрузки жилых зданий

Наименование и обозначение	Этажность	единица измерения	Расчётная нагрузка			Коэффициент мощности $tg\varphi$	Категория по надёжности
			P, кВт	Q, кВАр	S, кВА		
Жилой дом	1	кВт/кв	14,5	2,9	15	0,2	3
Жилой дом 80 кв	5	кВт/кв	190,4	38,08	194	0,2	2

Активная мощность для жилого 80 квартирному дома:

$$P_{P_{жд}} = P_{P_{уд}} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

$$P_{P_{жд}} = 2,38 \cdot 80 = 190,4 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность для жилого 80 квартирному дома:

$$Q_{P_{жд}} = P_{P_{жд}} \cdot tg\varphi \quad (3)$$

$$Q_{P_{жд}} = 190,4 \cdot 0,2 = 38,08 \text{ кВАр},$$

Полная мощность для жилого 80 квартирному дома:

$$S_{P_{жд}} = \sqrt{P_{P_{жд}}^2 + Q_{P_{жд}}^2} \quad (4)$$

$$S_{P_{жд}} = \sqrt{190,4^2 + 38,08^2} = 194 \text{ кВА}.$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности для жилых домов, принимается 0,2 по инструкции [4].

Нагрузка силовых электроприёмников не учитывается.

2.2 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий

Удельная нагрузка общественных сооружений указана в Инструкции и зависит от количества мест/площади/посещаемости общественных строений. Нагрузка медицинского учреждения на 200 мест в таком случае рассчитывается следующим образом:

$$P_{P_мед} = P_{уд_мед} \cdot n_{мест} \quad (5)$$

$$P_{P_мед} = 0,46 \cdot 200 = 92 \text{ кВт},$$

$$Q_{P_мед} = P_{P_мед} \cdot \text{tg}\varphi \quad (6)$$

$$Q_{P_мед} = 92 \cdot 0,75 = 69 \text{ кВАр},$$

$$S_{P_мед} = \sqrt{P_{P_мед}^2 + Q_{P_мед}^2} \quad (7)$$

$$S_{P_мед} = \sqrt{92^2 + 69^2} = 115 \text{ кВА},$$

где $P_{уд\ рц}$ - удельная нагрузка по инструкции [4], принимается 0,46 кВт/место;
 $n_{мест}$ - количество мест, 200 мест. В качестве мест может использоваться площадь/число посещений.

Итоговые величины по расчёту нагрузок показываем в таблице 4.

Таблица 4 – Расчётные нагрузки общественных зданий

Наименование и обозначение	Этажность	единица измерения	Расчётная нагрузка			Коэффициент мощности tgφ	Категория по надёжности
			P, кВт	Q, кВАр	S, кВА		
СОК Энергетик 50 мест	1	0,46 кВт/место	46	19,8	50	0,43	3
медучилище 200 мест	1	0,46 кВт/место	92	69	115	0,75	2
магазин смешанных товаров 150 м ²	1	0,2 кВт/м ²	30	18	35	0,6	3
детский сад-ясли 140 мест	1	0,46 кВт/место	69	17,3	71	0,25	2
гараж			10	8,5	13	0,85	3
контора			15	9	17	0,6	3
досааф			32	20	38	0,63	3

2.3 Выбор количества линий 0,4 кВ и трасс их прохождения

Питающие проводники 0,4 кВ выполняем проводом СИП-2А. Данные линии прокладываются на железобетонных опорах по направлению проездов с одной стороны проезжей части.

Количество линий 0,4 кВ от комплектных ТП – до 8 присоединений. ВЛ-0,4 кВ выполняются одинарным проводом СИП-2А, КЛ-0,4 кВ выполняются двумя кабелями одинакового сечения для обеспечения категорийности потребителей. Кабели прокладываются в земле в траншеях. Где это возможно, (по токовой нагрузке кабелей) используется магистральная схема.

2.4 Выбор площади сечения линий 0,4 кВ

Выбор проводим по нагреву длительно допустимым током

$$I_{\text{рабочий макс}} \leq I_{\text{доп}} \quad (8)$$

Расчётная нагрузка линии 2 от ТП51 определяется по формуле:

$$\begin{aligned} P_{P \text{ лин2 ТП51}} &= P_{\text{уд кв}} \cdot n_{\text{кв}} \\ P_{P \text{ лин2 ТП51}} &= 14,5 \cdot 3 = 43,5 \text{ кВт}, \\ S_{P \text{ лин2 ТП51}} &= \frac{P_{P \text{ лин2 ТП51}}}{\cos \varphi}, \\ S_{P \text{ лин2 ТП51}} &= \frac{43,5}{0,98} = 44,36 \text{ кВА}, \end{aligned} \quad (9)$$

где $P_{\text{уд кв}}$ - удельная нагрузка квартиры, для 3х домов по инструкции [4], принимается 14,5 кВт/кв;

$n_{\text{кв}}$ - количество квартир, подключенных по линии.

Расчётный ток определяем по формуле:

$$I_{P \text{ лин2 ТП51}} = \frac{S_{P \text{ лин2 ТП51}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} \quad (10)$$

$$I_{P \text{ лин2 ТП51}} = \frac{44,36}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 64 \text{ А} .$$

Принимается провод СИП-2А сечением 16 мм² с допустимым током 100 А, условие проверки: $I_{\text{рабочий макс}} \leq I_{\text{доп}}$, $64 \leq 100$, выполняется.

Для прокладки в траншеях, учитывая городские условия, выбираем марку кабеля АВВГ-ХЛ [6]:

А- алюминиевые жилы,

ВВ - изоляция и оболочка поливинилхлоридный пластикат с низкой температурой стеклования,

Г - защитный покров - шланг из ПВХ-пластиката с низкой температурой стеклования. Номинальная толщина защитного шланга соответствует требованиям ГОСТ 31996-2012.

Эксплуатация кабелей марки АВВГ-ХЛ возможна при температуре окружающей среды от – 60°С до +50°С, поэтому применение кабелей данной марки обоснованно.

При прокладке в земле необходимо учитывать поправочные коэффициенты, [5].

Допустимый ток кабельных линий с учётом поправочных коэффициентов определяется по формуле:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп справочный}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}} . \quad (11)$$

Справочную величину $I_{\text{доп справочный}}$ берём в [6]. Просчитаем допустимый ток с учётом поправочных коэффициентов по формуле (11), результаты покажем в таблице 5.

Таблица 5 – Поправка на условия прокладки кабелей

F, мм ²	$I_{\text{ДОП СПРАВОЧНЫЙ}}, \text{ A}$	$I_{\text{ДОП СПРАВОЧНЫЙ}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}}, \text{ A}$	г, Ом/км	х, Ом/км
25	115	132	1,250	0,0662
35	140	161	0,894	0,0637
50	175	201	0,625	0,0625
70	210	242	0,447	0,0612
95	255	293	0,329	0,0602
120	295	339	0,261	0,0602
150	335	385	0,208	0,0596
185	385	443	0,169	0,0596
240	440	506	0,129	0,077

Выбираем кабель для линии 1 от ТП143:

$$I_{P, \text{л1 ТП143}} = \frac{369.14}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 267 \text{ A} .$$

Принимается кабель АВВГ-ХЛ сечением 95 мм² с допустимым током 293 А, условие проверки: $I_{\text{рабочий макс}} \leq I_{\text{доп}}$, $267 \leq 293$, выполняется.

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 6.

Таблица 6 - Выбор линий 0,4 кВ

Участок сети	№ линии	Здания, подключенные на линию 0,4 кВ	S_p , кВА	P_p , кВт	I_p , А	$I_{доп}$, А	Тип проводника:
ТП 88	линия 1	2 конторы	33,33	30,00	48	100	СИП
	линия 2	дом, 9 гаражей	110,00	104,50	159	195	СИП
	линия 3	дом	14,80	14,50	21	100	СИП
ТП 79	линия 1	контора, 4 дома	89,13	82,00	129	160	СИП
	линия 2	14 домов, 3 гаража	117,05	111,20	169	290	СИП
	линия 3	11 домов, 3 гаража	103,37	98,20	149	240	СИП
ТП 143	линия 1	2 дома	369,14	361,76	267	293	кабель
	линия 2	2 дома	369,14	361,76	267	293	кабель
	линия 3	11 домов, гараж	83,89	79,70	121	240	СИП
	линия 4	14 домов, 4 гаража	113,68	108,00	164	240	СИП
ТП 51	линия 1	дом	194,17	190,40	281	293	кабель
	линия 2	3 дома	44,36	43,50	64	100	СИП
	линия 3	5 домов	54,08	53,00	78	130	СИП
	линия 4	7 домов, энергетик	82,33	74,10	119	240	СИП
ТП 144	линия 1	медучилище	115,00	92,00	166	201	кабель
	линия 2	садик	71,12	69,00	103	132	кабель
	линия 3	4 дома, магазин, 5 гаражей	100,00	90,00	145	195	СИП
	линия 4	12 домов, 3 гаража	100,00	98,00	145	240	СИП
ТП 140	линия 1	10 домов, гараж	78,95	75,00	114	195	СИП
	линия 2	6 домов, гараж	59,58	56,60	86	195	СИП

2.5 Расчёт наружного освещения

Наружное освещение на воздушных линиях 0,4 кВ выполненных проводом СИП-2А осуществляется подключением отдельного осветительного провода к шинам ТП.

Воспользуемся оценочным методом расчёта нагрузки освещения улиц от ТП88:

$$P_{освТП1} = P_{осв,уд} \cdot l, \quad (12)$$

$$P_{освТП1} = 7 \cdot 0,25 = 1,75 \text{ кВт},$$

где $P_{oc,yd}$ – удельная мощность нагрузки освещения принимаем 7 кВт/км, [7];
 l – длина, км.

Нагрузку освещения улиц учитываем при определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 7.

Таблица 7 - Нагрузка освещения улиц

Участок сети	Назначение	P_p , кВт	I_p , А	L , км
ТП 88	подключение уличного света	1,75	3	0,25
ТП 79	подключение уличного света	5,74	8	0,82
ТП 143	подключение уличного света	4,55	7	0,65
ТП 51	подключение уличного света	4,55	7	0,65
ТП 144	подключение уличного света	3,5	5	0,5
ТП 140	подключение уличного света	4,55	7	0,65

2.6 Расчёт электрических нагрузок ТП

Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП определяются по формуле:

$$P_{p \text{ ТП}} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} P_{зди}; \quad (13)$$

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых от ТП, кВт;

$P_{зди}$ - расчетные нагрузки других зданий, питаемых от ТП, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок, [4].

Рассмотрим порядок расчета нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП-79.

От шин 0,4 кВ ТП-79 питаются в совокупности 29 домов. По инструкции [4] удельная нагрузка домов принимается 4 кВт/кВ:

$$P_{P \text{ кВ ТП79}} = P_{yd \text{ кВ}} \cdot n_{кв},$$

$$P_{P \text{ кВ ТП79}} = 4 \cdot 29 = 116 \text{ кВт}.$$

Дополнительно от ТП-79 питаются:

- 6 гаражей, $k_y = 0,6$;
- контора, $k_y = 1$;
- нагрузка освещения улиц, по таблице 11 $P_{освТП-79} = 5,74$ кВт.

Определяем расчётную нагрузку на шинах ТП-79:

Активная нагрузка:

$$P_{P \text{ ТП79}} = P_{P \text{ кв ТП79}} + k_y \cdot P_{\text{гараж}} + k_y \cdot P_{\text{контора}} + P_{освТП79}$$

$$P_{P \text{ ТП79}} = 116 + 0,6 \cdot 6 \cdot 10 + 1 \cdot 32 + 5,74 = 189,74 \text{ кВт.}$$

Полная мощность приведенная к шинам 0,4 кВ ТП-79:

$$S_{P \text{ ТП79}} = \frac{P_{P \text{ ТП79}}}{\cos \varphi},$$

$$S_{P \text{ ТП79}} = \frac{189,74}{0,94} = 201,85 \text{ кВА. ,}$$

где $\cos \varphi$ - средний коэффициент мощности из числа отходящих линий.

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 8.

Таблица 8 – Расчётные нагрузки ТП на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	$P_{P \text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$	$Q_{P \text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$	$S_{P \text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$
88	123	43	130
79	189,74	69	202
143	844,78	230	875
51	296,25	86	309
144	291,00	130	319
140	105,75	35	111

2.7 Компенсация реактивной мощности на ТП

Для каждой ТП определяется $tg\varphi$ по формуле для ТП-79:

$$tg\varphi_{79} = \frac{Q_{p.ТП79}}{P_{p.ТП79}}.$$

$$tg\varphi_{79} = \frac{69}{189,7} = 0.36.$$

Согласно приказу №380 Минэнерго допустимая величина для шин 0,4 кВ - 0,35.

Требуемая мощность КУ для ТП-79, квар:

$$Q_{\text{треб.ТП79}} = Q_{p.ТП79} - P_{p.ТП79} \cdot tg\varphi_{\text{пред}},$$

$$Q_{\text{треб.ТП1}} = 69 - 189,7 \cdot 0,35 = 2.$$

При отрицательной мощности КУ их установка не требуется. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 9.

Таблица 9 – КРМ в сети 0,4 кВ

№ ТП	tgφ	Q _{тр} , квар	Мощность КУ, квар
88	0,35	0	0
79	0,36	2	0
143	0,27	-66	0
51	0,29	-17	0
144	0,45	29	30
140	0,33	-2	0

Установка КУ не производится на всех ТП кроме ТП-144, на ней устанавливается КУ типа.АУКРМ-30-0,4/10.

2.8 Проектирование ТП напряжением 10/0,4 кВ

При выборе типа ТП учитываются следующие факторы:

- категорийность потребителей - 2,3;
- расположение потребителей - частный сектор, крупные потребители не всегда вдоль дорог и проездов);
- нагрузки потребителей – преимущественно частный сектор, присутствуют крупные потребители бытового сектора
- сейсмичность района проектирования - однотрансформаторные ТП столбового типа мощностью до 100 кВА нецелесообразно использовать в районе с большой сейсмической активностью
- нагрузка ТП на стороне 0,4 кВ – мощность применяемых трансформаторов более 160 кВА.

Таким образом применяются одно и двухтрансформаторные комплектные ТП киоскового типа мощностью до 630 кВА, что выполнит категорийность потребителей при условии питания ТП с двух сторон.

2.9 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле, для ТП-79:

$$S_{P_{ТП79}} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{OIT}}, \quad (14)$$

$$S_{P_{ТП79}} = \frac{202}{1 \cdot 0,8} = 252 \text{ кВА} ,$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, по таблице 12, кВА;

n_T - число трансформаторов;

K_3^{OIT} - коэффициент загрузки, принимаем 0,8.

Номинальная мощность трансформатора должна соответствовать типовому значению ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна выбираться больше расчётной.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП-79:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМТР}} \cdot N_{\text{ТР}}} ; \quad (15)$$

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{202}{250 \cdot 1} = 0,81 \geq 0,5 ;$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМТР}} \cdot (N_{\text{ТР}} - 1)} ; \quad (16)$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{202}{250 \cdot 1} = 0,81 \leq 1,5 .$$

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор трансформаторов

№ ТП	$S_{p \text{ 0,4 кВ ТП}}$, кВА	$N_{\text{ТР}}$	$K_3^{\text{опт}}$	$S_{p \text{ ТП}}$, кВА	$S_{\text{НОМ ТП}}$, кВА	$K_3^{\text{норм}}$	$K_3^{\text{на}}$
88	130	1	0,80	162	160	0,81	0,81
79	202	1	0,80	252	250	0,81	0,81
143	875	2	0,80	547	630	0,69	1,39
51	309	2	0,80	193	250	0,62	1,23
144	319	2	0,80	199	250	0,64	1,28
140	111	1	0,80	139	160	0,70	0,70

Все трансформаторы выбраны правильно.

2.10 Расчёт токов короткого замыкания в сетях напряжением 0,4 кВ и на шинах ТП напряжением 0,4 кВ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики, [8].

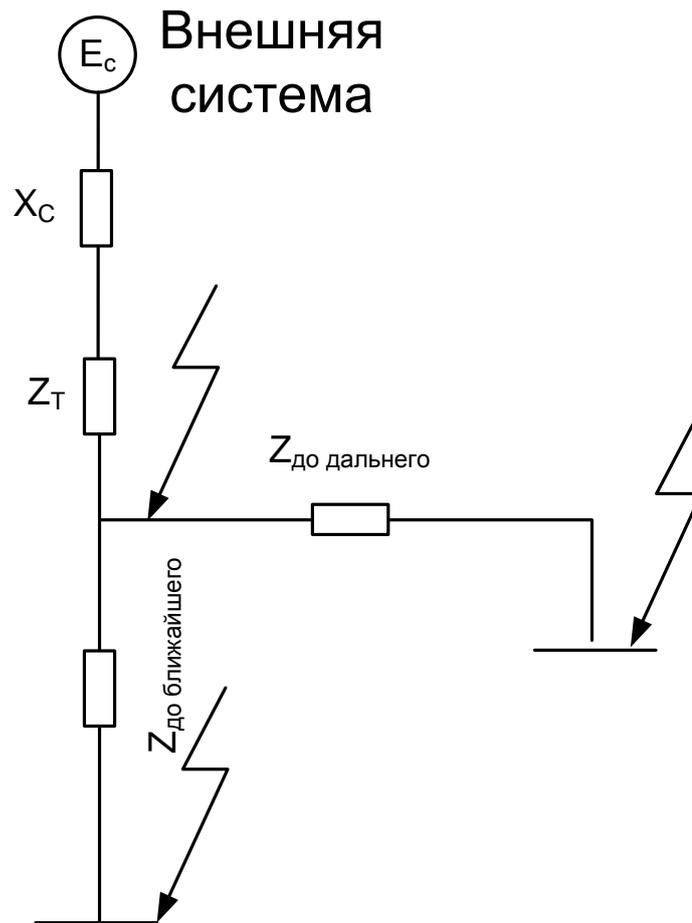


Рисунок 1 - Схема замещения сети 0,4 кВ

Сопротивление системы определяется по следующей формуле при учёте отключающей способности выключателя нагрузки на стороне ВН ТП, Ом:

$$x_c = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot I_{Кс}^{(3)}}, \quad (17)$$

$$x_c = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,022,$$

где $U_{НН}$ - напряжение НН ТП, кВ.

Активные и индуктивные сопротивления участков линий 0,4 кВ до ближнего и дальнего потребителя от шин 0,4 кВ ТП-88, Ом:

$$X_{Л1} = x_{уд} \cdot L;$$

$$X_{Л1} = 0,1 \cdot 0,05 = 0,005 ;$$

$$R_{Л1} = r_{y\partial} \cdot L,$$

$$R_{Л1} = 1,91 \cdot 0,05 = 0,1,$$

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

L – длина участка, км.

Сопротивление трансформатора ТМ-160: $R_{ТМ160} = 0,0166, X_{ТМ160} = 0,0417$.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТП88, кА:

$$I_{ПО\ ТП88} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{ТМ160})^2 + (X_{ТМ160} + x_C)^2}}; \quad (18)$$

$$I_{ПО\ ТП88} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0166)^2 + (0,0417 + 0,022)^2}} = 3,34,$$

$$I_{ПО\ Л1} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{ТМ160} + R_{Л1})^2 + (X_{ТМ160} + x_C + X_{Л1})^2}}$$

$$I_{ПО\ Л1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0166 + 0,1)^2 + (0,0417 + 0,022 + 0,005)^2}} = 1,67,$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_{ТП88} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}; \quad (19)$$

$$T_{ТП88} = \frac{(0,0417 + 0,022)}{0,0166 \cdot 314} = 0,008 \text{ с},$$

$$T_1 = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314} = \frac{(0,0417 + 0,022 + 0,005)}{(0,0166 + 0,1) \cdot 314} = 0,001 \text{ с}.$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{y\partial\Pi88} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\Pi88}}} . \quad (20)$$

$$K_{y\partial\Pi88} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,008}} = 1,29 .$$

$$K_{y\partial1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,00 .$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial\Pi88} = K_{y\partial\Pi88} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Pi0\Pi88} \quad (21)$$

$$i_{y\partial\Pi88} = 1,29 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,34 = 6,07 ,$$

$$i_{y\partial1} = K_{y\partial1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Pi01} = 1,00 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,67 = 2,36 ,$$

Для проверки чувствительности вставок предохранителей, дополнительно необходимо найти ток однофазного КЗ, кА:

$$I_{\Pi0\Pi88}^{(1)} = \frac{U_{HH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (22)$$

$$I_{\Pi0\Pi88}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0166)^2 + (0,0417 + 0,022)^2}} = 1,63 ,$$

$$I_{\Pi01}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0166 + 0,005 \cdot 10)^2 + (0,0417 + 0,022 + 0,096 \cdot 2)^2}} = 0,97 ,$$

где $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$ - сопротивления обратной последовательности, для всех имеющих элементов равно сопротивлению прямой последовательности;

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

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0л} = 3 - 5 \cdot X_{лл}, R_{0л} = 10 \cdot R_{лл}$, [9].

Расчёт ведётся по данному алгоритму для каждой ТП. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 11.

Таблица 11 – Токи КЗ в сети 0,4 кВ

Подстанция	$S_{тр ном},$ кВА	L, км	R _л , Ом	X _л , Ом	R _т , Ом	X _т , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ТП 88 (шины НН)	160				0,0166	0,0417	0,066	3,34	1,63	0,008	1,29	6,07
наиболее близкий	160	0,05	0,10	0,005	0,0166	0,0417	0,131	1,67	0,97	0,001	1,00	2,36
наиболее удаленный	160	0,15	0,10	0,015	0,0166	0,0417	0,137	1,60	0,95	0,002	1,00	2,27
ТП 79 (шины НН)	250				0,0094	0,0272	0,050	4,39	2,54	0,009	1,34	8,30
наиболее близкий	250	0,05	0,04	0,005	0,0094	0,0272	0,076	2,90	1,10	0,002	1,01	4,13
наиболее удаленный	250	0,32	0,14	0,032	0,0094	0,0272	0,171	1,29	0,67	0,001	1,00	1,82
ТП 143 (шины НН)	630				0,0034	0,014	0,036	6,07	5,08	0,013	1,47	12,60
наиболее близкий	630	0,05	0,02	0,005	0,0034	0,014	0,046	4,82	2,33	0,003	1,04	7,07
наиболее удаленный	630	0,35	0,15	0,035	0,0034	0,014	0,173	1,27	0,63	0,001	1,00	1,80
ТП 51 (шины НН)	250				0,0094	0,0272	0,050	4,39	2,54	0,009	1,34	8,30
наиболее близкий	250	0,10	0,03	0,01	0,0094	0,0272	0,073	3,02	1,15	0,003	1,03	4,38
наиболее удаленный	250	0,35	0,15	0,035	0,0094	0,0272	0,184	1,19	0,58	0,001	1,00	1,69
ТП 144 (шины НН)	250				0,0094	0,0272	0,050	4,39	2,54	0,009	1,34	8,30
наиболее близкий	250	0,10	0,06	0,01	0,0094	0,0272	0,094	2,35	0,76	0,002	1,00	3,33
наиболее удаленный	250	0,30	0,13	0,03	0,0094	0,0272	0,162	1,36	0,52	0,001	1,00	1,92
ТП 140 (шины НН)	160				0,0166	0,0417	0,066	3,34	1,63	0,008	1,29	6,07
наиболее близкий	160	0,10	0,06	0,01	0,0166	0,0417	0,109	2,01	0,71	0,002	1,01	2,87
наиболее удаленный	160	0,35	0,22	0,035	0,0166	0,0417	0,260	0,84	0,46	0,001	1,00	1,19

2.11 Выбор и проверка аппаратуры 0,4 кВ

2.11.1 Предохранители и автоматические выключатели 0,4 кВ

Выбор предохранителей производится по расчетному току. Для защиты фидеров 0,4 кВ принимаем предохранители марки НПН и ПН2.

Условие выбора на примере линии 1 ТП-88:

$$I_{расч} \leq I_{ВСТ} \leq I_{номПР}, \quad (23)$$

$$48 \leq 60 \leq 60$$

где $I_{ВСТ}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Выбор автоматического выключателя ВА 51-35 производится по расчетному току для примера на ТП-88:

$$I_{ном. расч} \geq I_p, \quad (24)$$

$$200 \geq 188.,$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Номинальные параметры показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Номинальные токи предохранителей 0,4 кВ и автоматических выключателей 0,4 кВ

Тип коммутационного аппарата	$I_{ном}$, А
НПН –60	60,50,40,30,20,10,6
ПН2 –100	100,80
ПН2 –250	250,200,150
ПН2 –400	400,300
ПН2 –600	500,600
ВА 51-25	100
ВА 51-35	250
ВА 51-37	400
ВА 51-39	630
ВА 51-41	1000

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор предохранителей 0,4 кВ и автоматических выключателей 0,4 кВ

Участок сети	№ линии	I_p , А	$I_{вст}$, А	Тип коммутационного аппарата
ТП 88	линия 1	48	60	НПН –60
	линия 2	159	200	ПН2 –250
	линия 3	21	40	НПН –60
	провод освещения	3	6	ВА 51-25
	шины ТП	188	200	ВА 51-35
ТП 79	линия 1	129	150	ПН2 –250
	линия 2	169	200	ПН2 –250
	линия 3	149	200	ПН2 –250
	провод освещения	8	16	ВА 51-25
	шины ТП	292	400	ВА 51-37
ТП 143	линия 1	267	300	ПН2 –400
	линия 2	267	300	ПН2 –400
	линия 3	121	150	ПН2 –250
	линия 4	164	200	ПН2 –250
	провод освещения	7	16	ВА 51-25
	шины ТП	1265	1600	ВА 55-43
ТП 51	линия 1	281	300	ПН2 –400
	линия 2	64	80	ПН2 –100
	линия 3	78	100	ПН2 –100
	линия 4	119	150	ПН2 –250
	провод освещения	7	10	ВА 51-25
	шины ТП	446	630	ВА 51-39
ТП 144	линия 1	166	200	ПН2 –250
	линия 2	103	150	ПН2 –250
	линия 3	145	150	ПН2 –250
	линия 4	145	150	ПН2 –250
	провод освещения	5	6	ВА 51-25
	шины ТП	461	630	ВА 51-39
ТП 140	линия 1	114	150	ПН2 –250
	линия 2	86	100	ПН2 –100
	провод освещения	7	10	ВА 51-25
	шины ТП	161	200	ВА 51-35

Предохранители для ближайшего потребителя на ТП88 проверяются:
по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон}; \quad (25)$$

$$40 \leq 540.$$

по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк}; \quad (26)$$

$$1,7 \leq 20$$

по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B; \quad (27)$$

$$0,968 \geq 0,12$$

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 14. Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично.

Таблица 14 – Проверка предохранителей 0,4 кВ

Потребитель	по согласованию с сечением проводника:		по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	I _B , А	3I _{дл доп} , А	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I _{отк} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	3I _B , кА
ТП 88 (шины НН)						
наиболее близкий	40	210,0	1,7	20	0,968	0,12
наиболее удаленный	200	540,0	1,6	20	0,946	0,6
ТП 79 (шины НН)						
наиболее близкий	150	420,0	2,9	20	1,104	0,45
наиболее удаленный	200	750,0	1,3	20	0,666	0,6
ТП 143 (шины НН)						
наиболее близкий	300	726,0	4,8	20	2,327	0,9
наиболее удаленный	150	750,0	1,3	20	0,632	0,45
ТП 51 (шины НН)						
наиболее близкий	300	603,8	3,0	20	1,155	0,9
наиболее удаленный	150	750,0	1,2	20	0,584	0,45
ТП 144 (шины НН)						
наиболее близкий	200	603,8	2,3	20	0,756	0,6
наиболее удаленный	150	1032,0	1,4	20	0,515	0,45
ТП 140 (шины НН)						
наиболее близкий	150	1032,0	2,0	20	0,715	0,45
наиболее удаленный	100	1032,0	0,8	20	0,460	0,3

Таким образом, проверив предохранители на характерных ТП, делаем вывод о том, что они соответствуют условиям проверки.

Автоматические выключатели на ТП88 проверяются:

по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк} ; \quad (28)$$

$$3,34 \leq 15.$$

по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{расц} ; \quad (29)$$

$$1,63 \geq 1,5.$$

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

Подстанция	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}$, кА	$1,25I_{расц}$, кА
ТП 88 (шины НН)	3,34	15,00	1,63	1,5
ТП 79 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	2
ТП 143 (шины НН)	6,07	15,00	5,08	4
ТП 51 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	2,3625
ТП 144 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	1,575
ТП 140 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	1,575

Проверяются автоматические выключатели в характерных точках сети. Для характерных точек сети защитные автоматы выбраны правильно.

2.11.2 Проверка линий 0,4 кВ

Проверка линий осуществляется по потери напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)) \cdot \frac{100}{U_{ном}} , \quad (30)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А;

$r_{уд}, x_{уд}$ – удельные сопротивления линии, Ом/км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

В нормальном режиме допустимая потеря 10%.

Для примера, проверим линию 1 на ТП88:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 48 \cdot 0,05 \cdot (1,91 \cdot 0,9 + 0,1 \cdot 0,44) \cdot \frac{100}{400} = 1,9\%.$$

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 16.

Таблица 16 – Потери напряжения по линиям 0,4 кВ

Участок сети	№ линии	I_p , А	Тип проводника:	L, км	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	R, Ом/км	X, Ом/км	Потеря напряжения, %
ТП 88	линия 1	48	СИП	0,05	0,90	0,44	1,91	0,100	1,9
	линия 2	159	СИП	0,15	0,95	0,31	0,64	0,09	6,9
	линия 3	21	СИП	0,05	0,98	0,20	1,91	0,1	0,9
ТП 79	линия 1	129	СИП	0,20	0,92	0,39	0,87	0,09	9,8
	линия 2	169	СИП	0,30	0,95	0,31	0,32	0,09	7,7
	линия 3	149	СИП	0,32	0,95	0,31	0,44	0,09	9,7
ТП 143	линия 1	267	кабель	0,20	0,98	0,20	0,33	0,06	8,1
	линия 2	267	кабель	0,10	0,98	0,20	0,33	0,06	4,1
	линия 3	121	СИП	0,35	0,95	0,31	0,44	0,09	8,6
	линия 4	164	СИП	0,30	0,95	0,31	0,44	0,09	10,0
ТП 51	линия 1	281	кабель	0,10	0,98	0,20	0,33	0,06	4,3
	линия 2	64	СИП	0,15	0,98	0,20	1,91	0,1	8,3
	линия 3	78	СИП	0,15	0,98	0,20	1,2	0,09	6,4
	линия 4	119	СИП	0,35	0,90	0,44	0,44	0,09	8,3
ТП 144	линия 1	166	кабель	0,10	0,80	0,60	0,63	0,06	4,1
	линия 2	103	кабель	0,10	0,97	0,24	1,25	0,07	5,8
	линия 3	145	СИП	0,20	0,90	0,44	0,64	0,09	8,1
	линия 4	145	СИП	0,30	0,98	0,20	0,44	0,09	8,9
ТП 140	линия 1	114	СИП	0,30	0,95	0,31	0,64	0,09	9,9
	линия 2	86	СИП	0,35	0,95	0,31	0,64	0,09	8,7

Наибольшая потеря напряжения достигает значения 10%, все фидера проходят проверку по ГОСТ 32144-2013.

2.12 Схемы электроснабжения жилых и общественных зданий

2.12.1 Схема электроснабжения жилых зданий

Так как в проектируемом районе имеются жилые многоквартирные 5-и этажные дома 80 квартир, то от ВРУ здания выполняется один стояк на подъезд с подключением стояков подъезда к разным секциям ВРУ.

Данные дома относятся к потребителям II категории надёжности.

На рисунке 2 приведена схема, при которой на вводах в здание устанавливают переключатели. Недостатком схемы является то, что в каждый дом (кроме тупикового) необходимо заводить четыре кабеля. Достоинством данной схемы является высокая надёжность представленной схемы.

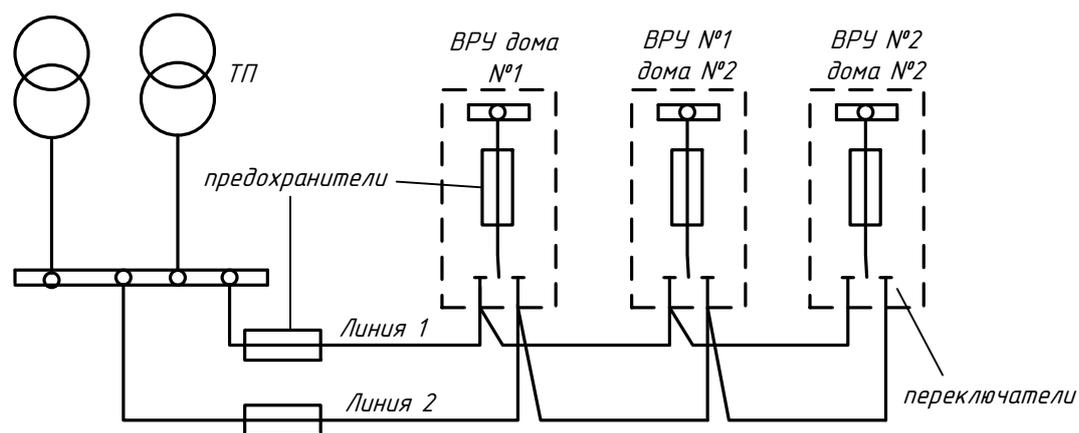


Рисунок 2 - Принципиальная схема электроснабжения жилых домов от ТП-143 высотой до 5 этажей с переключателями на вводах:

На отходящей от ВРУ линии устанавливают автоматические выключатели или предохранители; аппарат управления устанавливают на несколько линий одного назначения.

Учет электроэнергии, расходуемой общедомовыми потребителями, осуществляется с помощью трехфазных счетчиков, которые устанавливают на ответвлениях и присоединяют к соответствующим секциям шин.

В жилых зданиях квартирного типа устанавливают один однофазный счетчик на каждую квартиру. Допускается установка одного трехфазного счет-

чика. Расчетные квартирные счетчики рекомендуется разметать совместно с аппаратами защиты (предохранителями, автоматическими выключателями) и выключателями (для счетчиков) на общих квартирных щитках. Для безопасной замены счетчика перед ним должен быть установлен рубильник или двухполюсный выключатель, располагаемый на квартирном щитке.

Медучреждение от ТП-144 подключается аналогично, так как является потребителем II категории надёжности.

2.11.2 Схема электроснабжения общественных зданий

Для потребителей III категории надёжности электроснабжения устанавливаются однострансформаторные ТП. Распределение электроэнергии в общественных зданиях производится по радиальным или магистральным схемам.

На рисунке 3 представлена схема питания гаража и конторы, электроприемники которых относятся к III категории надёжности. Здание гаража и конторы питается от однострансформаторной ТП, от щита 0,4 кВ которой отходит питающая линия к ВРУ здания. От ВРУ отходят питающие линии к распределительным пунктам силовых электроприемников.

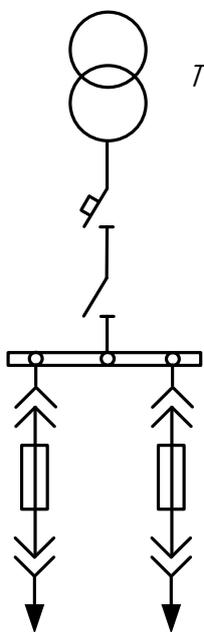


Рисунок 3 - Схема электроснабжения гаража и конторы от однострансформаторной подстанции ТП-79

3 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТП К ПС

Схему сети 10 кВ выполняют с учётом категории по надёжности потребителей, преимущественно по петлевым схемам [9]. Для выбранного района города характерно наличие двух центров питания (ЦП) – шины 10 кВ ПС 35/10 «Шахтаум» и ПС 110/10 «Эльга».

Согласно [9], плечи петлевой схемы могут питать до трёх ТП мощностью свыше 630 кВА.

По плану местности есть возможность выполнить петлевую схему с резервной связью от ПС «Эльга». Данная схема максимально приближена к фактической схеме, рисунок 4.

Дополнительно составляется вариант, в котором используется петлевая схема с запиткой от ПС «Шахтаум» для обоснования разгрузки ПС «Эльга», рисунок 5.

Категорийность потребителей по надёжности - 2,3.

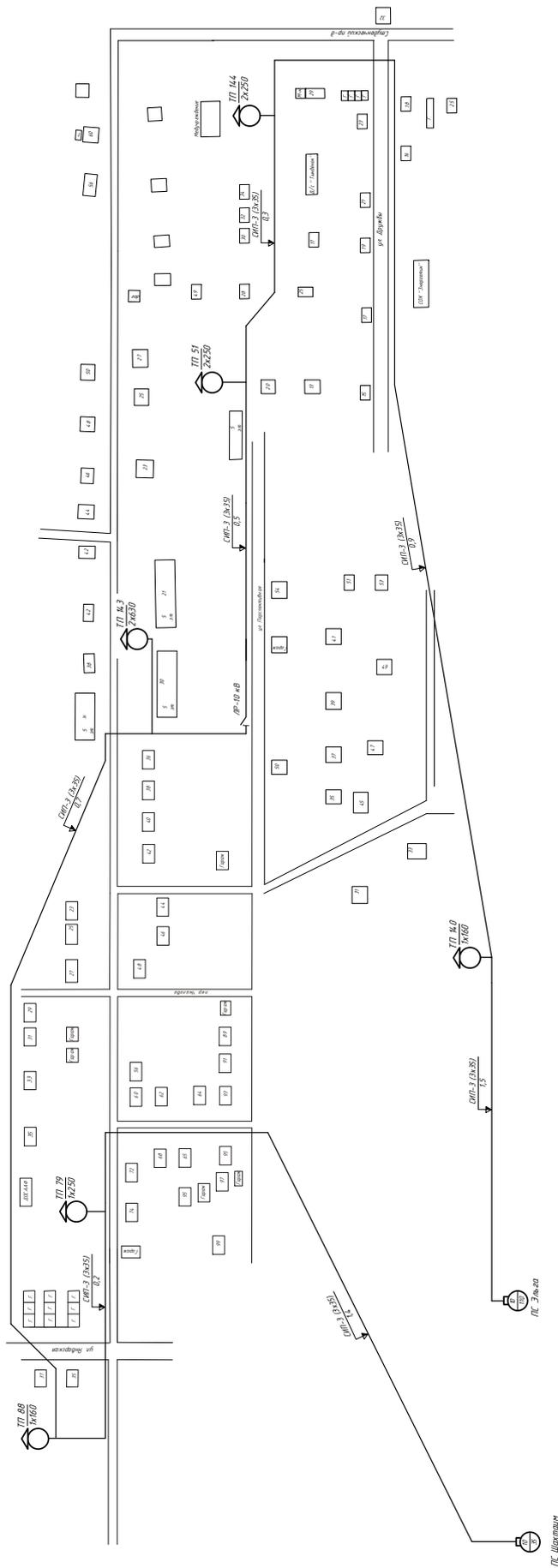


Рисунок 4 – Вариант сети 10 кВ №1

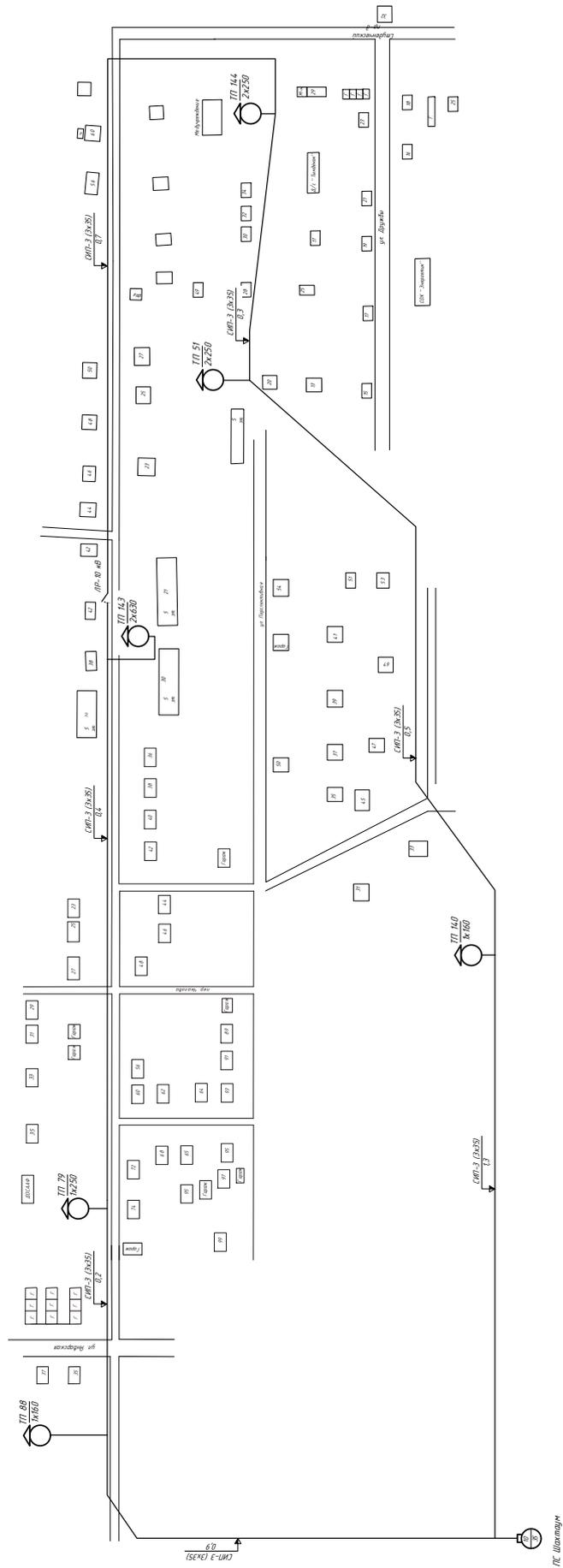


Рисунок 5 – Вариант сети 10 кВ №2

4 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ 10 КВ

Полные потери активной мощности вычисляются по выражению, для однотрансформаторной ТП-88:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (31)$$

$$\Delta P_T = 0,56 + 0,81^2 \cdot 2,65 = 2,3 \text{ кВт} ,$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, справочная величина [10];

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, справочная величина [10].

Полные потери реактивной мощности вычисляются по выражению, для однотрансформаторной ТП-88:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (32)$$

$$\Delta Q_T = 3,84 + 0,81^2 \cdot 7,2 = 8,6 \text{ квар} ,$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода, находим как:

$$\Delta Q_X = S_{\text{ном.т}} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (33)$$

$$\Delta Q_X = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ квар} ,$$

где $S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, справочная величина, %;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания. находим как

$$\Delta Q_K = S_{\text{ном.т}} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (34)$$

$$\Delta Q_K = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ квар},$$

где U_K - напряжение короткого замыкания, %.

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, суммируем с ранее определёнными нагрузками по формуле, для ТП-88:

$$S_{BH \text{ ТП88}} = \sqrt{(P_{\text{ТП88}} + \Delta P_{\text{Т88}})^2 + (Q_{\text{ТП88}} + \Delta Q_{\text{ТП88}})^2}, \quad (35)$$

$$S_{BH \text{ ТП88}} = \sqrt{(123 + 2,3)^2 + (43 + 8,6)^2} = 135 \text{ кВА}.$$

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 17.

Таблица 17 – Пересчёт нагрузки на ТП

№ ТП	$P_{p \text{ 0,4 кВ}}$ ТП, кВА	$Q_{p \text{ 0,4}}$ кВ ТП, кВА	$S_{p \text{ 0,4 кВ}}$ ТП, кВА	$N_{\text{тр}}$	$S_{\text{ном}}$ ТП, кВА	Кз	$\Delta P_{\text{Х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	U_K , %	I_X , %	$\Delta P_{\text{Т}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{Т}}$, кВт	$P_{p \text{ 10 кВ}}$ ТП, кВА	$Q_{p \text{ 10 кВ}}$ ТП, кВА	$S_{p \text{ 10 кВ}}$ ТП, кВА
88	123	43	130	1	160	0,81	0,56	2,65	4,5	2,4	2,3	8,6	125	52	135
79	190	69	202	1	250	0,81	0,82	3,7	4,5	2,3	3,2	13,1	193	82	210
143	845	230	875	2	630	0,69	1,56	7,6	5,5	2	5,0	33,6	855	297	905
51	296	86	309	2	250	0,62	0,82	3,7	4,5	2,3	2,3	13,6	301	114	322
144	291	130	319	2	250	0,64	0,82	3,7	4,5	2,3	2,4	13,8	296	158	335
140	106	35	111	1	160	0,70	0,56	2,65	4,5	2,4	1,8	7,3	108	42	116

Расчётная нагрузка линий 10 кВ в соответствии с РД по расчёту городских нагрузок допускается определять по приближенному коэффициенту мощности $\cos \varphi = 0,98 (tg \varphi = 0,2)$.

Согласно [4], расчётная нагрузка линий 10 кВ определяется по формуле, для линии ПС Шахтаум-ТП 79-ТП 88-ТП 143 по варианту 1:

$$P_p = \kappa_{\text{совм}} \cdot P_{\text{ТП}} \quad (36)$$

$$P_p = 0,9 \cdot 1173 = 1055 \text{ кВт},$$

$$Q_p = \kappa_{\text{совм}} \cdot Q_{\text{ТП}} \quad (37)$$

$$Q_p = 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ квар}.$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (38)$$

$$S_p = \sqrt{1055^2 + 387^2} = 1124 \text{ кВА.}$$

где $\kappa_{\text{совм}}$ - коэффициент совмещения максимумов нагрузок, $\kappa_{\text{совм}} = 0,9$ [4];

$P_{\text{ТП}}, Q_{\text{ТП}}$ - суммарная нагрузка линии, принимается по таблице 5.

Расчётный ток линии находится по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_p = \frac{1124}{\sqrt{3} \cdot 10} = 65 \text{ А.}$$

В проекте используем провод марки СИП-3, [11]. Допустимый ток провода СИП-3 сечением 35 мм² 200 А. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 18.

Таблица 18 – Вариант сети 10 кВ №1 и №2

Вариант №1											
Участок сети	P _{сум} , кВт	Q _{сум} , кВАр	S _{сум} , кВА	Ко	P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	I _p , А	I _{доп} , А	марка провода	F, мм ²
ПС Шахтаум-ТП 79-ТП 88-ТП 143	1173	430	1249	0,90	1055	387	1124	65	200	СИП-3	35
ПС Эльга-ТП 140-ТП 144-ТП 51	704	314	771	0,90	634	282	694	40	200	СИП-3	35
ПС Эльга-ТП 140-ТП 144-ТП 51-ТП 143-ТП 88-ТП 79 (аварийный режим)	1877	744	2019	0,90	1689	670	1817	105	200	СИП-3	35
Вариант №2											
ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143	1173	430	1249	0,90	1055	387	1124	65	200	СИП-3	35
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144	704	314	771	0,90	634	282	694	40	200	СИП-3	35
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144-ТП 143-ТП 79-ТП 88 (аварийный режим)	1877	744	2019	0,90	1689	670	1817	105	200	СИП-3	35

Потери напряжения линии ПС Шахтаум-ТП 79-ТП 88-ТП 143 оцениваем по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_{р\text{ лин}} \cdot r_{уд} \cdot l + Q_{р\text{ лин}} \cdot x_{уд} \cdot l}{N_{ц}} \cdot \frac{100}{U_{ном}}, \quad (39)$$

$$\Delta U = \frac{1055 \cdot 0,99 \cdot 2,3 + 387 \cdot 0,1 \cdot 2,3}{1} \cdot \frac{100}{10000} = 2,5\% ,$$

где $P_{р\text{ лин}}, Q_{р\text{ лин}}$ - расчётная нагрузка по линии, кВт, кВар;

$N_{ц}$ - число цепей линии;

$r_{уд}, x_{уд}$ - удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км,

[11].

Данные по вариантам сети 10 кВ сводим в таблицу 19.

Таблица 19 – Проверка сети 10 кВ по вариантам №1 и №2

Вариант №1									
Участок сети	I_p, A	$I_{доп}, A$	марка провода	$F, мм^2$	$L, км$	$n_{ц}$	$R_{л}, Ом/км$	$X_{л}, Ом/км$	$\Delta U_{л}, \%$
ПС Шахтаум-ТП 79-ТП 88-ТП 143	65	200	СИП-3	35	2,3	1	0,99	0,10	2,5
ПС Эльга-ТП 140-ТП 144-ТП 51	40	200	СИП-3	35	2,7	1	0,99	0,10	1,8
ПС Эльга-ТП 140-ТП 144-ТП 51-ТП 143-ТП 88-ТП 79 (аварийный режим)	105	200	СИП-3	35	4,1	1	0,99	0,10	7,1
Вариант №2									
ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143	65	200	СИП-3	35	1,5	1	0,99	0,10	1,6
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144	40	200	СИП-3	35	2,1	1	0,99	0,10	1,4
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144-ТП 143-ТП 79-ТП 88 (аварийный режим)	105	200	СИП-3	35	3,4	1	0,99	0,10	5,9

По данным таблица потеря напряжение не превышает допустимой величины 10% по ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{Л} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{Л} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{Л}) \cdot 10^{-3}, \quad (40)$$

где $E = 0,1$ - норматив дисконтирования, принимается 0,1;

$K_{Л}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость линий и выключателей соответственно;

$C_0 = 0,85$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, [12];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание:

$$a_{ам.выкл} = 5,9\%;$$

$$a_{ам.ЛЭП} = 0,5\%;$$

$\Delta W_{Л}$ - потери электроэнергии в линиях 10 кВ.

Для линии ПС Шахтаум-ТП 79-ТП 88-ТП 143 рассчитываем потери энергии по формуле:

$$\Delta W_{Л} = \frac{P_{р.лин}^2 + Q_{р.лин}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{уд} + i \cdot x_{уд}) \cdot l \cdot \tau, \quad (41)$$

$$\Delta W_{Л} = \frac{1055^2 + 387^2}{10^2} \cdot (0,99 + i \cdot 0,1) \cdot 2,3 \cdot 3525 = 148856 \text{ кВтч},$$

где τ – время максимальных потерь, при расчёте τ для нормального режима принимается 7760 ч в год, для послеаварийного 1000 ч в год, [4]:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot 8760, \quad (42)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5500}{10000}\right)^2 \cdot 7760 = 3525 \text{ ч}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5500}{10000}\right)^2 \cdot 1000 = 454 \text{ ч}$$

где T_m – число часов максимума нагрузки, по [4] принимается 5500 ч.

Результаты расчёта потерь электроэнергии сведены в таблицу 20.

Таблица 20 - Результаты расчёта потерь электроэнергии в сети 10 кВ

Вариант №1							
Участок сети	P _p , кВт	Q _p , кВАр	L, км	n _ц	R _л , Ом/км	X _л , Ом/км	ΔW _л , кВтч
ПС Шахтаум-ТП 79-ТП 88-ТП 143	1055	387	2,3	1	0,99	0,10	101026
ПС Эльга-ТП 140-ТП 144-ТП 51	634	282	2,7	1	0,99	0,10	45193
ПС Эльга-ТП 140-ТП 144-ТП 51-ТП 143-ТП 88-ТП 79 (аварийный режим)	1689	670	4,1	1	0,99	0,10	60639
Вариант №2							
ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143	1055	387	1,5	1	0,99	0,10	65887
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144	634	282	2,1	1	0,99	0,10	35150
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144-ТП 143-ТП 79-ТП 88 (аварийный режим)	1689	670	3,4	1	0,99	0,10	50286

Приведенные затраты для варианта 1 определяются по формуле (40):

$$Z = 0,1 \cdot (990 + 360) + (0,005 \cdot 990 + 0,059 \cdot 360) + 0,717 \cdot (206858) \cdot 10^{-3} = 278 \text{ тыс. руб.}$$

Более подробно расчёт для обоих вариантов представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

№ Вар	1	2
$N_{\text{ВЫКЛ}}$, ШТ	2	2
$C_{\text{ВЫКЛ}}$, тыс руб	180	180
$K_{\text{ВЫКЛ}}$, тыс руб	360	360
$L_{\text{СИП-3}}$, км	5,5	4,3
$C_{\text{СИП-3}}$, тыс руб	180	180
$K_{\text{СИП-3}}$, тыс руб	990	774
$I_{\text{ЭКС}}$, тыс руб	5	4
$I_{\text{ЭКСП ВЫКЛ}}$, тыс руб	21	21
$I_{\text{ам}}$, тыс руб	68	57
$\Delta W_{\text{Л}}$, кВт*ч	206858	151323
$C_{\text{п}}$ руб/кВт*ч	0,717	0,717
$I_{\text{п}}$, тыс руб	145	108
Z , тыс руб	278	226

Вариант 1 дороже на 19%. Выбираем вариант 2.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10 КВ

Находим исходные данные для расчёта, сопротивление системы определяем по отключающей способности выключателя 12,5 кА.

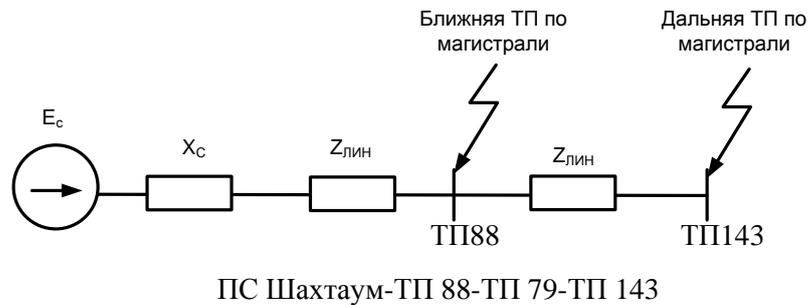


Рисунок 6 - Схема замещения сети 10 кВ

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (43)$$

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,486 \text{ Ом},$$

где U_H - напряжение системы, кВ.

Сопротивления участков линий 10 кВ до ТП88:

$$R_{ЛП88} = r_{y\delta} \cdot L, \quad (44)$$

$$R_{ЛП88} = 0,99 \cdot 0,9 = 0,89 \text{ Ом},$$

$$X_{ЛП88} = x_{y\delta} \cdot L, \quad (45)$$

$$X_{ЛП88} = 0,8 \cdot 0,9 = 0,72 \text{ Ом},$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТП88:

$$I_{\text{ПО ПП88}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{ПП88}})^2 + (x_C + X_{\text{ПП88}})^2}}, \quad (46)$$

$$I_{\text{ПО ПП88}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,89)^2 + (0,486 + 0,72)^2}} = 4,06 \text{ кА},$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_{\text{ПП88}} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (47)$$

$$T_{\text{ПП88}} = \frac{0,486 + 0,72}{0,89 \cdot 314} = 0,004 \text{ с},$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{\text{удПП88}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{ПП88}}}}, \quad (48)$$

$$K_{\text{удПП88}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1,1,$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{удПП88}} = K_{\text{удПП88}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО ПП88}}^{(3)}, \quad (49)$$

$$i_{\text{удПП88}} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,06 = 6,3 \text{ кА}.$$

Дополнительно для сети 10 кВ находим ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{ноПП}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ноПП}}^{(3)}. \quad (50)$$

$$I^{(2)}_{\text{по ТП88}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,06 = 3,53 \text{ кА.}$$

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 22.

Таблица 22 – Токи КЗ в сети 10 кВ

Линия	L, км	R _{уд} , Ом	R _{экв} , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽²⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ПС Шахтаум -ТП 88-ТП 79-ТП 143									
ближняя ТП 88	0,90	0,99	0,89	1,50	4,06	3,53	0,004	1,10	6,3
дальняя ТП 143	1,50	0,99	1,48	2,24	2,71	2,36	0,004	1,06	4,1
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144									
ближняя ТП 140	0,3	0,99	0,30	0,78	7,75	6,74	0,008	1,28	14,0
дальняя ТП 144	1,1	0,99	1,08	1,74	3,48	3,03	0,004	1,08	5,3

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ

6.1 Выбор КРУ

Так как на действующей подстанции Шахтаум РУ-10 кВ реализовано на базе ячеек наружной установки, то целесообразно провести монтаж КРУН К-59, общий вид ячеек показан на рисунке 7.



Рисунок 7 – КРУН К-59

Для установки принимаем КРУ с током главных цепей 630 А для соблюдения условия выбора по допустимому току:

Для линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{P \text{ лин}} \leq I_{P \text{ КРУ}}, 65 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

Для линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$I_{P \text{ лин}} \leq I_{P \text{ КРУ}}, 40 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

Послеаварийный режим ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144-ТП 143-ТП 79-ТП 88:

$$I_{P \text{ лин}} \leq I_{P \text{ КРУ}}, 105 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

6.2 Выключатели КРУ

На отходящих присоединениях устанавливаем выключатели ВВ-Тел-10-20 (31,5)/630 УЗ встраиваемые в КРУН. Секционный и вводные выключатели не выбираются, так как нагрузка по ПС в целом не рассчитывается.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:
по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (51)$$

по длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}, I_{мах} \leq I_{ном}; \quad (52)$$

по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл \text{ ном}}; \quad (53)$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$B_k = 4,06^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 26 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045\text{с}$, с учётом ступени селективности 0,5 с для каждой ТП.

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

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}}, \quad (54)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА},$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40\%$;

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right); \quad (55)$$

$$\sqrt{2} \cdot 4,06 + 4,06 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$7,9 \leq 39,2 \text{ кА}.$$

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор выключателя 10 кВ линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 65 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,3 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$

Для выключателя линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$B_{\text{к}} = 7,75^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0.5 + 0.5 + 0.5) = 93 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 7,75 + 7,75 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$15,1 \leq 39,2 \text{ кА.}$$

Результат выбора выключателя 10 кВ линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144 и итоговые величины по расчёту показываем в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор выключателя 10 кВ линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 40 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 7,75 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 7,75 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

6.3 Разъединители

На отходящих присоединениях устанавливаем разъединители РЛНД-1-10-1- УХЛ1 с ПР-01. Управление разъединителем РЛНД осуществляется ручным приводом ПР-01, [10].

Проведем проверку по термической устойчивости разъединителя линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$B_{\text{к}} = 4,06^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 26 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{к.ном}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с};$$

Результат выбора разъединителя линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143 и итоговые величины по расчёту показываем в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор 10 кВ разъединителя линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП
143

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{рmax} = 65 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 6,3 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.ном} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$

Проведем проверку по термической устойчивости разъединителя линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$B_{к} = 7,75^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 93 \text{ кА}^2\text{с},$$

Результат выбора разъединителя линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144 и итоговые величины по расчёту показываем в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор 10 кВ разъединителя линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{рmax} = 40 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 14 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.ном} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,75 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$

По данным сравнения выбранная марка разъединителя подходит.

6.4 Выключатели нагрузки 10 кВ

На всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки ВНП - 10/400. Паспортные данные берём в [10].

Проверим выключатели нагрузки для ТП-140, так как на данной ТП наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ из всех линий.

$$B_{кр} = I_{ПОТП140}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a);$$

$$B_{кр} = 7,75^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 33 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$B_{Кном} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя нагрузки, принимаем $t_{отк} = 0,055\text{с};$

$t_{терм}$ - время допустимого термического воздействия по номинальным данным, 1,0 с;

$I_{терм}$ - допустимый ток термического воздействия, по номинальным данным, 12,5 кА.

Результаты проверки и итоговые величины по расчёту показываем в таблице 27.

Таблица 27 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	I_P ТП, А	I_H , А	$B_{кр}$, $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{Кн}$, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
88	9	400	6	156	3,0	32
79	14	400	11	156	4,1	32
143	73	400	16	156	6,3	32
51	29	400	60	156	14,0	32
144	29	400	8	156	6,3	32
140	9	400	33	156	14,0	32

По данным сравнения выбранная марка выключателей нагрузки подходит.

6.5 Предохранители 10 кВ

На стороне 10 кВ ТП защита трансформаторов ТП осуществляется предохранителем. Выбираем предохранители марки ПКТ101-10, [13]. Определяем ток на стороне ВН ТП88:

$$I_{P \text{ ВНТП88}} = \frac{S_{\text{НОМ ТП88}}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$
$$I_{P \text{ ВНТП88}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный тока предохранителя 20 А, ток вставки принимаем 10 А.

Расчёт и итоговые величины по расчёту показываем в таблице 28. Паспортные данные берём в [13].

Таблица 28– Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	S _{НОМ ТП} , кВА	I _{P ВНТП} , А	I _{НОМПР} , А	I _{ВСТ} , А	Тип предохранителя
88	160	9	20	10	ПКТ 101 – 10
79	250	14	20	20	ПКТ 101 – 10
143	630	73	80	80	ПКТ 101 – 10
51	250	29	80	40	ПКТ 101 – 10
144	250	29	80	40	ПКТ 101 – 10
140	160	9	20	10	ПКТ 101 – 10

По данным сравнения выбранная марка предохранителей подходит.

6.6 Трансформаторы тока

Проверяем по электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин} \tag{56}$$

где $I_{дин}$ - ток динамической стойкости, справочная величина.

Проверяем по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (57)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт.}} \quad (58)$$

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Данные по вторичной нагрузке сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	РиМ 889.01	0.2		0.2
Ватметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.2	0.5	1.2

Из таблицы 29 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по формуле (26)
Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=12.5 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} \text{ Ом.} \quad (59)$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \text{ Ом.} \quad (60)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.2}{5^2} = 0.048 \text{ Ом.}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \text{ Ом,} \quad (61)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{КОНТ}} = 0.1 \text{ Ом}$).

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

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.048 = 0.183 \text{ Ом.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости ТТ линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$B_K = 4,06^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 26 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с;}$$

В КРУ устанавливаем ТТ марки ТОЛ 10-1. Результат выбора ТТ линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143 и итоговые величины по расчёту показываем в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор трансформатора тока 10 кВ линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_{P_{\text{макс}}} = 65 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P_{\text{макс}}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.183 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Для ТТ линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$B_K = 7,75^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 93 \text{ кА}^2\text{с},$$

Результат выбора ТТ линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144 и итоговые величины по расчёту показываем в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор трансформатора тока 10 кВ линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_{P_{\text{макс}}} = 40 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P_{\text{макс}}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.183 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,75 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Выбранные ТТ проходят проверку по всем условиям.

6.7 Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются как ТТ, но вторичная нагрузка ТН измеряется в ВА:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (62)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (63)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Составляем таблицу нагрузок (таблица 32) и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч.}}$.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P,Вт	Q,В*А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	РиМ 889.01	5 ВА	4	0.38	0.925	7,6	19
Счетчик РЭ	РиМ 889.01	5 ВА	4	0.38	0.925	7,6	19
Итого	-	-	-	-	-	20,2	37

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2расч}$ можно определить по выражению (63), при этом должно соблюдаться условие (62).

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-10У3 по [10].

По таблице 32:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{20,2^2 + 37^2} = 42 \text{ ВА}.$$

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 33.

Таблица 33– Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 42 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 75 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

ТН выбранной марки удовлетворяют условиям проверки.

6.8 Ограничители перенапряжения

Выбор ОПН проводится [14]:

1. По длительно допустимому рабочему напряжению

$$U_{HPO} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{HC},$$

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

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

Согласно ГОСТ 1516.3-96 наибольшее рабочее линейное напряжение сети 10 кВ не должно превышать 12 кВ. При этом длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не менее:

$$1,05 \cdot U_{HC} = 12,6 \text{ кВ}.$$

Выбираем ОПН с $U_{HPO} = 12,7 \text{ кВ}$.

2. По условию обеспечения взрывобезопасности

$$I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3},$$

где I_{BB} – ток взрывобезопасности ОПН, $I_{BB} = 20$ кА;

I_{K3} – наибольший из токов КЗ, $I_{K3} = 7,75$ кА.

$20 \text{ кА} > 1,2 \cdot 7,75 = 9,3 \text{ кА}$ – условие выполняется.

3. По уровню ограничения коммутации при грозовом импульсе

$$U_{OCT.GP} < U_{OCT.PB},$$

где $U_{OCT.GP}$ – остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, $U_{OCT.GP} = 37,2$ кВ;

$U_{OCT.PB}$ – остающееся напряжение на разряднике при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, $U_{OCT.PB} = 45$ кВ.

$37,2 \text{ кВ} < 45 \text{ кВ}$ – условие выполняется

4. По уровню ограничения коммутационных перенапряжений

$$U_{OCT} \leq U_{KI} / (1,15-1,20),$$

где U_{OCT} – остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 0,5 кА, формой 30/60 мкс, $U_{OCT} = 29,5$ кВ;

U_{KI} – испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого оборудования, кВ.

$$U_{KI} = K_I \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп},$$

где $U_{ИСП}$ – испытательное напряжение внутренней изоляции силовых трансформаторов, $U_{ИСП} = 31,5$ кВ;

K_I – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса по сравнению с испытательным одномоментным воздействием, $K_I = 1,35$;

K_K – коэффициент куммулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений, $K_K = 0,9$.

$$U_{КИ} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5 = 54,1 \text{ кВ};$$

$$29,5 \text{ кВ} < 54,1/1,2 = 45,1 \text{ кВ} \text{ – условие выполняется}$$

5. По длине пути утечки внешней изоляции ОПН

Длина пути утечки внешней изоляции ОПН должна быть не менее указанной в ГОСТ 9920-89. Для номинального напряжения сети 10 кВ и степени загрязнения III длина пути утечки внешней изоляции составляет 2,5 см/кВ.

Для ОПН-П/ЗЭУ-К-10/12/10/650(II) УХЛ2 длина пути утечки $L_y=39$ см, тогда соотношение примет вид:

$$L_y/U_{НОМ} = 39/10 = 3,9 \text{ см/кВ},$$

$$3,9 \geq 2,5 \text{ – условие выполняется}$$

6. Выбор энергоемкости ОПН

Энергоемкость ОПН выбирается от величины емкостного тока замыкания на землю, на данном этапе проектирования сеть 10 кВ не известна. Принимаем к установке в ЗРУ 10 кВ ОПН энергоемкостью 4 кДж/кВ.

7. Выбранный ОПН 10 кВ - ОПН-П/ЗЭУ-К-10/12/10/650(II) УХЛ2, где:

О - ограничитель;

П – перенапряжений;

Н – нелинейный;

П – полимерный;

ЗЭУ - фирма-изготовитель (Завод энергозащитных устройств);

10 – класс напряжения сети, кВ;

12 - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение (действующее значение), $U_{НР}$, кВ;

10 - минимальный разрядный ток, кА;

II - с пропускной способности ОПН;

650 – ток пропускной способности, А;

УХЛ1 – климатическое исполнение.

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 34., [14].

Таблица 34 – Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_{уст.опн} = 10$ кВ	$U_H \geq U_{уст.опн}$
$1,05 \cdot U_{НС} = 12,6$ кВ	$U_{НРО} = 12,7$ кВ	$U_{НРО} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{НС}$
$1,2 \cdot I_{КЗ} = 9,3$ кА	$I_{ВВ} = 20$ кА	$I_{ВВ} \geq (1,15 - 1,2) \cdot I_{КЗ}$
$U_{ост.рв} = 45$ кВ	$U_{ост.гп} = 37,2$ кВ	$U_{ост.гп} < U_{ост.рв}$
$U_{ки} / 1,2 = 45,1$ кВ	$U_{ост} = 29,5$ кВ	$U_{ост} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,20)$
		$\Delta = 4$ кДж/кВ

6.9 Шины 10 кВ

Принимаются однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения 60×8 мм² марки АД0 - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{дон} = 1025$ А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 105 \text{ А} \leq I_{дон} = 1025. \quad (64)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости находится по формуле для ячейки КРУ линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} \quad (65)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{26 \cdot 10^3}}{91} = 1,7 \text{ мм}^2.$$

Для ячейки КРУ линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{93 \cdot 10^3}}{91} = 3,4 \text{ мм}^2.$$

Принимается расположение шин плашмя (рисунок 8).

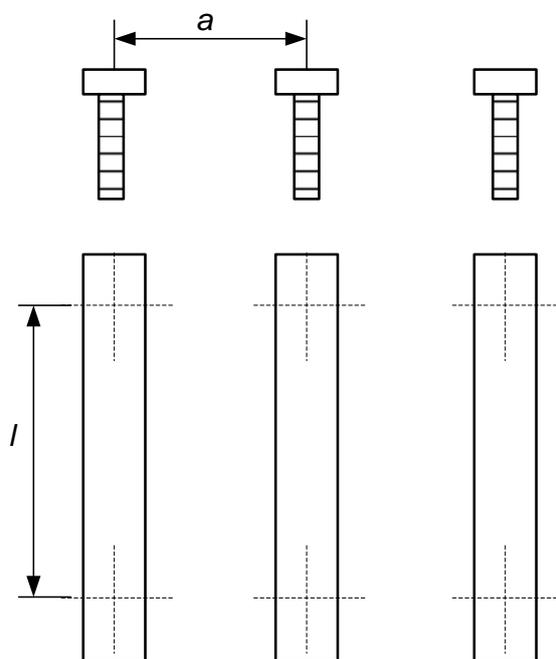


Рисунок 8 - Расположение шин

Минимальная длина пролёта l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \frac{J}{q}}, \quad (66)$$

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \frac{1440}{480}} = 1,2,$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} - \text{момент инерции шины}; \quad (67)$$

$$J = \frac{80 \cdot 6^3}{12} = 1440 \text{ мм}^4$$

где b - ширина полосы шины, принимается 80 мм;

h - толщина полосы шины, принимается 8 мм;

q - поперечное сечение шины, равное 480 мм².

По полученному условию длины пролёта, для ячейки КРУН К-59 расстояние между пролётами (по вертикали) принимается 0,7 м.

Механическое напряжение в материале шины ячейки КРУ линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143 определяется по формуле:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (68)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{6300^2 \cdot 0,7^2}{0,64 \cdot 0,45} = 1,2 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{0,8^2 \cdot 6}{6} = 0,64$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

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

l - длина пролета, м.

Для ячейки КРУ линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{14000^2 \cdot 0,7^2}{0,64 \cdot 0,45} = 2,3 \text{ МПа},$$

Выбранный тип шин проходит по всем условиям. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 35-36.

Таблица 35 – Выбор жёстких шин 10 кВ ячейки КРУ линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 105 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{\text{расч}} = 1,2 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q_{\min} = 1,8 \text{ мм}^2$	$q = 480 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

Таблица 36– Выбор жёстких шин 10 кВ ячейки КРУ линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 105 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{\text{расч}} = 2,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q_{\min} = 3,3 \text{ мм}^2$	$q = 480 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

Выбранные шины проверку проходят.

6.10 Выбор опорных изоляторов

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

Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора для линии ПС Шахтаум-ТП

88-ТП 79-ТП 143:

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

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{6300^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 5 \text{ Н}.$$

Для линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{14000^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 12 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр}.$$

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

Выбранный тип изолятора проходит по всем условиям. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 37-38.

Таблица 37 – Выбор опорных изоляторов линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 5 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 2400 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Таблица 38 – Выбор опорных изоляторов линии ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 12 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 2400 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбранные изоляторы проверку проходят.

6.11 Проверка проводов 10 кВ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{Bк}}{C_T}, \quad (69)$$

где $Bк$ - тепловой импульс, $\text{кА}^2\text{с}$;

C_T - температурный коэффициент, равный 95.

$$Bк = I_{п0}^{(3)2} \cdot t_{п},$$

где $I_{по}^{(3)}$ - значение тока трёхфазного КЗ, посчитан в п.5, кА;

t_{II} - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с), с учётом ступени селективности 0,5 с;

$F_{СИПЗ\ факт}$ выбрано ранее, составляет 35 мм².

Для участка сети 10 кВ до ТП-88:

$$B_k = 4,06^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5) = 9 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}.$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{9 \cdot 1000000}}{95} = 32 \text{ мм}^2.$$

Сечение линии проверку проходит. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 3*.

Таблица 39 – Проверка сечений кабелей 10 кВ

Линия	$I_{по}^{(3)}$, кА	t_i , с	K_T	F_{\min} , мм ²	$F_{СИПЗ\ факт}$, мм ²
ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143					
ближняя ТП 88	4,06	(0,045+0,01+0,5)	95	31,8	35
дальняя ТП 143	2,71	(0,045+0,01+1,5)	95	35,5	35
ПС Шахтаум -ТП 140-ТП 51-ТП 144					
ближняя ТП 140	7,75	(0,045+0,01+0,5)	95	40,8	35
дальняя ТП 144	3,48	(0,045+0,01+1,5)	95	37,7	35

Анализируя данные таблицы, видно что для участка схемы ПС Шахтаум -ТП 140-ТП 51-ТП 144 ранее выбранные сечения линии не удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ. Для всей схемы сети 10 кВ принимается сечение 50 мм².

7 НАГРУЗКА ЦЕНТРА ПИТАНИЯ

7.1 Нагрузка центра питания

Расчётная нагрузка ЦП, согласно [4], определяется по формуле:

$$P_{P\text{ ЦП}} = \kappa_{\text{СОВМ}} \cdot (P_{P\text{ ТП88}} + P_{P\text{ ТП79}} + P_{P\text{ ТП143}} + P_{P\text{ ТП140}} + P_{P\text{ ТП51}} + P_{P\text{ ТП144}}),$$

$$P_{P\text{ ЦП}} = 0,9 \cdot (125 + 193 + 855 + 301 + 296 + 108) = 1689 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ ЦП}} = \kappa_{\text{СОВМ}} \cdot (Q_{P\text{ ТП88}} + Q_{P\text{ ТП79}} + Q_{P\text{ ТП143}} + Q_{P\text{ ТП140}} + Q_{P\text{ ТП51}} + Q_{P\text{ ТП144}}),$$

$$Q_{P\text{ ЦП}} = 0,9 \cdot (52 + 82 + 297 + 114 + 158 + 42) = 670 \text{ квар}.$$

где $\kappa_{\text{СОВМ}}$ - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, который зависит от характера нагрузки и количества трансформаторов, $\kappa_{\text{СОВМ}} = 0,9$ [4].

Полная нагрузка ЦП:

$$S_{P\text{ ЦП}} = \sqrt{P_{P\text{ ЦП}}^2 + Q_{P\text{ ЦП}}^2},$$

$$S_{P\text{ ЦП}} = \sqrt{1689^2 + 670^2} = 1817 \text{ кВА}.$$

7.2 Компенсация реактивной мощности

Требуемая реактивная мощность:

$$Q_{KV} = Q_P - P_P \cdot \text{tg}\phi_{\text{Э}}, \quad (70)$$

$$Q_{KV} = 670 - 1689 \cdot 0,4 = -6 \text{ квар},$$

где $\text{tg}\phi_{\text{ПД}}$ - предельно допустимый коэффициент реактивной мощности, для питающей ПС «Шахтаум» на стороне 10 кВ $\text{tg}\phi_{\text{ПД}} = 0,4$, [15].

Для подключаемой нагрузки к ПС «Шахтаум» КРМ не требуется.

7.3 Компенсация емкостных токов

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10} \quad (71)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 4,3}{10} = 5,8 \text{ A}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина ВЛ, км.

Так как рассчитанное значение емкостного тока замыкания на землю не превышает допустимой ПУЭ величины 20 А для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

8 РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ СЕТИ 10 КВ

Интенсивность отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (72)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по [17], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (73)$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле, для трансформатора 10/0,4 кВ:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_2}; \quad (74)$$

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_2} = \frac{0,016 \cdot 50}{8760} = 0,00009132;$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}}. \quad (75)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1, \quad (76)$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Вэка}}}. \quad (77)$$

Определяем возможность отключения системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом возможность отключения системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (78)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная возможность отключения, при условии отсутствия отказа неисправного аппарата и отсутствие отказа во включении вспомогательного аппарата;

$q(S / A_1' A_2)$ - условная возможность отключения, при условии не успешного отключения неисправного аппарата и отсутствия отказа во включении вспомогательного аппарата;

$q(S / A_1 A_2')$ - условная возможность отключения, при условии успешного автоматического отключения неисправного аппарата и отказа при включении резервного;

$q(S / A_1' A_2')$ - условная возможность отключения, при условии неуспешного автоматического отключения неисправного аппарата и не успешного автоматического включения вспомогательного аппарата;

$p(A_1)$ - возможность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении неисправного аппарата;

$p(A_2)$ - возможность того, что не произошел отказ в автоматическом включении вспомогательного аппарата;

$q(A'_1)$ - возможность того, что произошел отказ при автоматическом отключении неисправного аппарата;

$q(A'_2)$ - возможность того, что произойдет отказ в автоматическом включении вспомогательного аппарата.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле, для нормальной схемы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}. \quad (79)$$

$$T_c = \frac{1}{0,033} = 30,1 \text{ лет}.$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}. \quad (80)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,033} = 3,2 \text{ лет}.$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c \cdot T_z}{\omega_c}. \quad (81)$$

$$t_{BC} = \frac{0,00012 \cdot 360}{0,033} = 1,3 \text{ час}.$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760 , \quad (82)$$

$$W_{нед} = 1689 \cdot 0,00012 \cdot 8760 = 1776 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Ограничения мощности определяется по выражению:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c , \quad (83)$$

$$P_{нед} = 1776 \cdot 0,00012 = 0,2 \text{ кВт}.$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению:

$$U = C \cdot W_{нед} , \quad (84)$$

$$U = 2,14 \cdot 1776 = 3800 \text{ руб}.$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,14 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности по формулам (72) – (84) для нормальной и аварийной схемы сети 10 кВ. Схемы сети и схемы замещения для расчёта надёжности приведены на рисунках 9-10.

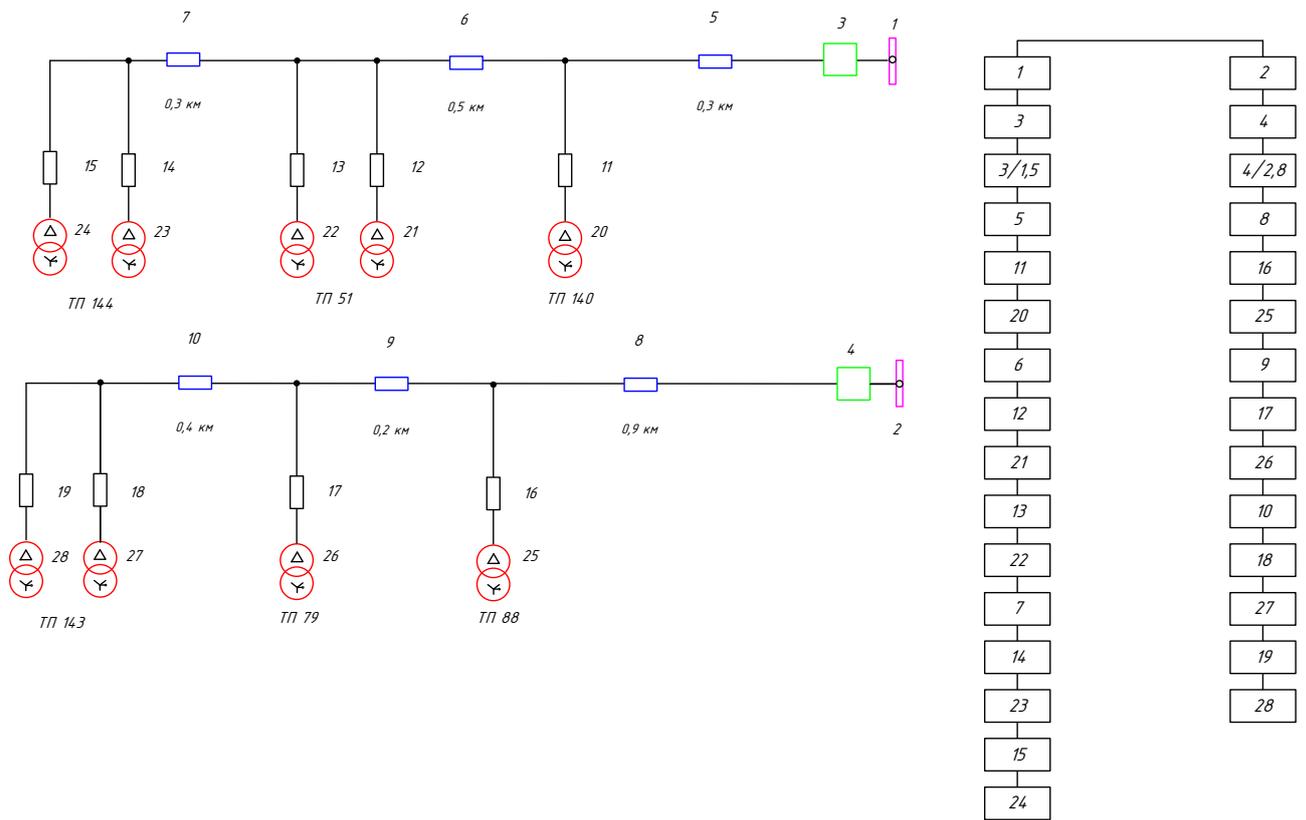


Рисунок 9- Схема сети (слева) и схема замещения(справа) для расчёта надёжности в нормальном режиме

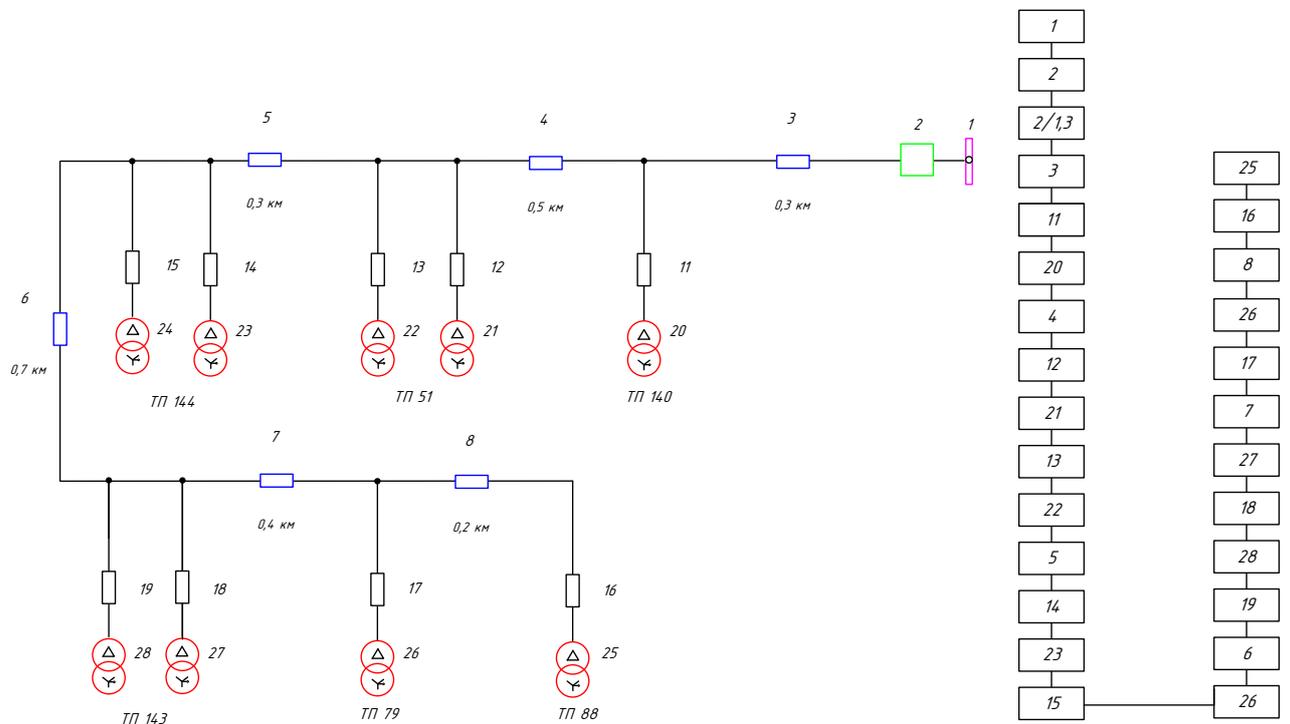


Рисунок 10 - Схема сети (слева) и схема замещения(справа) для расчёта надёжности в аварийном режиме

Расчёты произведены в программе Mathcad 2014 по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А. Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 40-41.

Таблица 40 – Результаты расчёта надёжности сети 10 кВ в нормальном режиме

Показатели надёжности	Значение показателя
Параметр потока отказов системы	0,033
Коэффициент простоя системы	0,00012
Среднее время безотказной работы, лет	30,1
Время восстановления, час	1,3
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	1776
Ограничения мощности, кВт	0,2
Ущерб от недоотпуска за год, руб	3800

Таблица 41 – Результаты расчёта надёжности сети 10 кВ в аварийном режиме

Показатели надёжности	Значение показателя
Параметр потока отказов системы	0,411
Коэффициент простоя системы	0,0009
Среднее время безотказной работы, лет	2,4
Время восстановления, час	9,8
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	13448
Ограничения мощности, кВт	1,5
Ущерб от недоотпуска за год, руб	28780

Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям в аварийном режиме почти в $28780/3800 \approx 8$ раз выше, поэтому не допускается эксплуатация сети в аварийном режиме дольше 10 часов.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита ВЛ 10 кВ со стороны источников питания осуществляется как от многофазных коротких замыканий, так и от однофазных замыканий на землю.

Защита от многофазных КЗ со стороны источников питания предусматривается в двухфазном исполнении (схема неполной звезды), причем трансформаторы тока включаются в одни и те же фазы во всей электрической сети выбранного напряжения для обеспечения отключения в ряде случаев двойных замыканий на землю только, одного из двух мест однофазных замыканий на землю. Как правило, защита выполняется двухрелейной. Защита от многофазных КЗ со стороны источников питания выполняется, как правило, одноступенчатой в виде максимальной токовой защиты. Токовые отсечки применяются на неактивированных линиях при необходимости быстрого отключения КЗ вызывающих снижение напряжения ниже 0,5 - 0,6 номинального на шинах ИП.

Для примера рассчитаем защиту линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143. Используем ход расчёта подробно описанный в [20].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_t = \frac{I_{ТТВН}}{I_{ТТНН}} .$$
$$n_t = \frac{120}{5} = 24 .$$

9.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)} \tag{85}$$
$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 4,06 = 4,46 \text{ кА},$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1, [20];
 $I_{к.маx}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах ТП88.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \leq 2, \quad (86)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,36}{4,46} = 0,53 \leq 2$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты.

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}}. \quad (87)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{4461}{24} = 186 \text{ A}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{\text{с.з.}} \approx 0 \text{ с}$.

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 42.

Таблица 42 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)\text{по}}$, кА	$I_{(2)\text{по}}$, кА	$I_{\text{р}}$, А	$I_{\text{Н ТТ}}$, А	$I_{\text{с.з.}}$, кА	n_{T}	$I_{\text{с.р.}}$, А	$K_{\text{ч}}$
ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143	4,06	2,36	64	120	4,461	24	186	0,53
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144	7,75	3,03	64	120	8,526	24	355	0,36

9.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_{в} \quad (88)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$, [19];

$k_{c.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1, [19];

$k_{в}$ – коэффициент возврата, $k_{в} = 0,95$, [19];

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен:

$$I_{c.з.} = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{c.р.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T, \quad (89)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, $k_{cx} = 1$, [21];

Ток срабатывания реле равен:

$$I_{c.р.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T = 232 \cdot 1 / (24) = 10 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з.}} \geq 1,5, \quad (90)$$

$$K_{ч} = \frac{2,36}{0,232} = 10 \geq 1,5,$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с. Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t + t_{ОТСЕЧКИ}, \quad (91)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 + 0 = 0,525 \text{ с},$$

где $t_{ОТСЕЧКИ}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени.

Реле при данной ступени защиты сработает через 1,025 с. после возникновения КЗ.

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 43.

Таблица 43 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	I_p , А	$I_{НТТ}$, А	$I_{с.з.}$ кА	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$
ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143	4,06	2,36	64	120	0,232	10	10
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144	7,75	3,03	64	120	0,232	10	13

9.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛ равен 1,5 по выражению:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (92)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л}, \quad (93)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 5,8$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143 равен:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 1,35 \cdot 1,5}{10} = 2,03 \text{ А.}$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен:

$$I_{ТНП.повр.л} = 5,8 - 2,03 = 3,78 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{с.з.} = 3,78 / 1,5 = 2,5 \text{ А.}$$

Итоговые величины по расчёту показываем в таблице 44.

Таблица 44 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{повр.л}$, А	$I_{ТНП.повр.л}$, А	$I_{с.з.}$, А
ПС Шахтаум-ТП 88-ТП 79-ТП 143	2,03	3,78	2,52
ПС Шахтаум-ТП 140-ТП 51-ТП 144	2,84	2,97	1,98

9.4 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \tag{94}$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

10 МОЛНИЕЗАЩИТА

10.1 Определение стационарного и импульсного сопротивления

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с наличием потенциала электрического поля.

Рассчитываемое ОРУ 35 кВ имеет размеры $A = 45$ м, $B = 50$ м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), \quad (95)$$

$$S = (45 + 2 \cdot 1.5) \cdot (50 + 2 \cdot 1.5) = 2544 \text{ м}^2$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимаем диаметр равный $d = 16$ мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

- проверка сечения прутка по условиям механической прочности

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2; \quad (96)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 8^2 = 201, \text{ мм}^2;$$

- проверка сечения прутка по условиям термической стойкости

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{отк}}{400 \cdot \beta}}, \quad (97)$$

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{12500^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 43,1 \text{ мм}^2,$$

где $t_{отк} = 0.1$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$I_{\hat{E}\zeta}$ - значение тока КЗ ПС «Шахтаум», 12500 А.

- проверка сечения на коррозионную стойкость, мм²:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (98)$$

где $S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k$,

$T = 240$ мес – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:

$a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\hat{E}\text{I}\text{B}} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (16 + 2,024) = 114 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{\text{мн}} \geq F_{\text{мин}} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}, \quad (99)$$

$$201 \geq 114 + 43,1,$$

$$201 \geq 157,7 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{\text{п-п}} = 5$ м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_T = \frac{45 + 2 \cdot 1.5}{5} \cdot (50 + 2 \cdot 1.5) + \frac{50 + 2 \cdot 1.5}{5} \cdot (45 + 2 \cdot 1.5) = 1218 \text{ м}. \quad (100)$$

$$\text{Количество горизонтальных полос: } \frac{45 + 2 \cdot 1.5}{5} + \frac{50 + 2 \cdot 1.5}{5} = 20.$$

Принимаем общее число горизонтальных полос $n_T = 20$.

Определяем количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a = 2 \cdot l_{\text{п-п}} = 10 \text{ м}$.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (101)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2544}}{10} = 20.$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя по двухслойной модели грунта: $\rho_1 = 500 \text{ Ом*м}$, $\rho_2 = 1000 \text{ Ом*м}$, $l_{\hat{A}}$ - длина вертикальных электродов, принимаем 3 м; A - коэффициент подобия, принимается по [20] для принятой длины вертикальных электродов 3 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}},$$

$$\frac{3}{\sqrt{2544}} = 0.06.$$

Принимается $A = 0.4$.

Расчёт ведётся для одного слоя с сопротивлением $\rho_{\text{ЭКВ}} = \rho_2 \cdot 0,9 = 900$, [21].

$$R_S = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right),$$

$$R_S = 900 \cdot \left(\frac{0.3}{\sqrt{2544}} + \frac{1}{1218 + 20 \cdot 3} \right) = 7,8 \text{ Ом}.$$

Находятся импульсные коэффициенты

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}; \quad (102)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2544}}{(900 + 320) \cdot (12500 + 45000)}} = 0.03;$$

Импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции, Ом:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (103)$$

$$R_u = 7,8 \cdot 0,03 = 0,26.$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям [23] должно быть не более 0.5 Ом.

Для исключения возможности попадания персонала под действие шагового напряжения, согласно [23], вокруг фундаментов оборудования на глубине 0,5 м устраивается замкнутый контур и подключается к основному контуру заземления ОРУ ПС.

10.2 Молниезащита ОРУ ПС

В соответствии с [22], защита ОРУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Молниеотводы устанавливаем на линейных порталах, так как на них предусмотрена установка стойки под молниеотвод. На рисунке 11 показывается план расстановки молниеотводов по территории ОРУ.

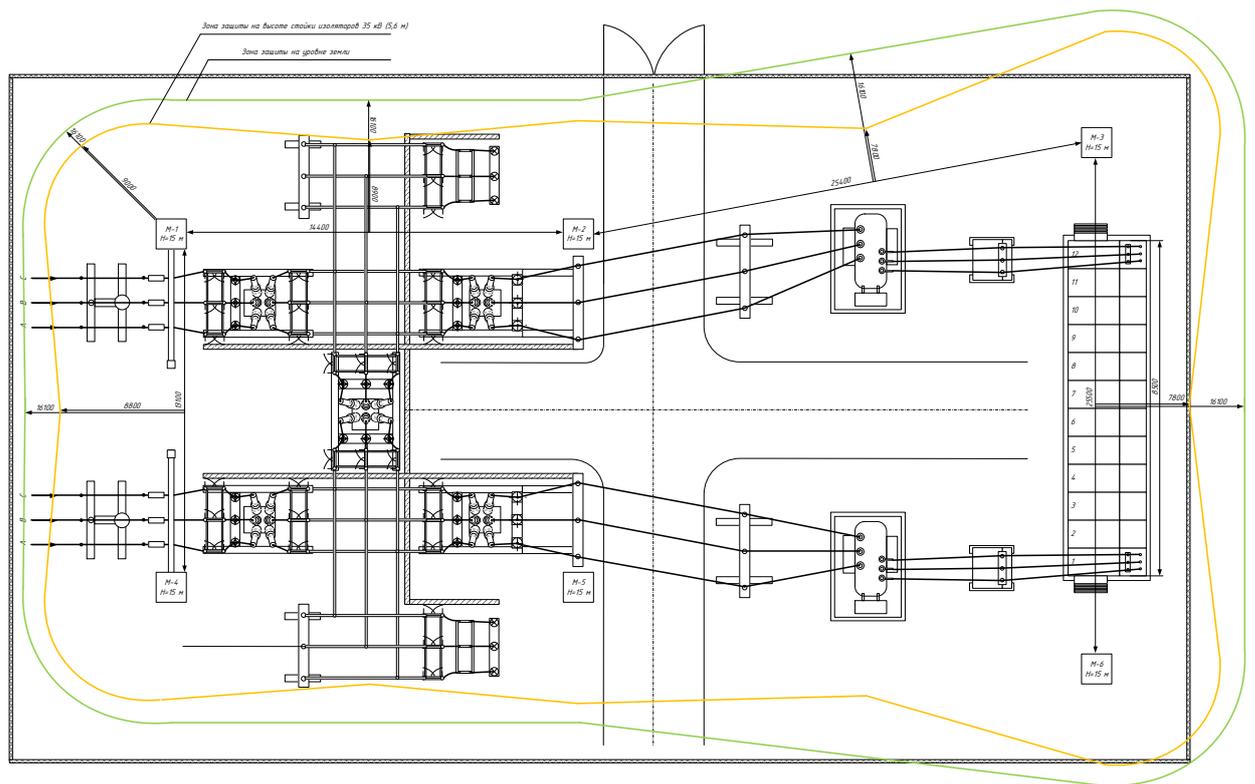


Рисунок 11 - План расстановки молниеотводов

Используется система из 6 молниеотводов высотой 15 м. Рассчитывается система молниеотводов 1-2.

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 15 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0.85 \cdot H ; \tag{104}$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0.85 \cdot 15 = 12,8 \text{ м;}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot H) H ; \tag{105}$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,1 \text{ м;}$$

Высота защищаемого объекта принимается для стойки с изоляторами перед силовыми трансформаторами:

$$h_i = 5,6 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L = 14,4 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих МО при $L \leq 2 \cdot H$, $14,4 \leq 30$:

$$r_{C0} = r_0 = 15 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (H - L), \quad (106)$$

$$h_{CX} = 12,8 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (15 - 14,4) = 12,6 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (107)$$

$$r_X = 16,1 \cdot \left(1 - \frac{5,6}{12,8}\right) = 9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}}\right), \quad (108)$$

$$r_{cx} = 16,1 \cdot \left(\frac{12,6 - 5,6}{12,6} \right) = 8,9 \text{ м.}$$

По указанному порядку попарно рассчитываются остальные системы молниеотводов, результат расчёта показан в таблице 45.

Таблица 45 – Зоны защиты на высоте 5,6 м

Характеристика молниезащиты	Система молниеотводов 1-2, 4-5	Система молниеотводов 2-3, 5-6	Система молниеотводов 3-6	Система молниеотводов 1-4
Принимаем высоту молниеотвода H , м	15,0	15,0	15,0	15,0
Высота зоны защиты при высоте МО $h_{эф}$, м	12,8	12,8	12,8	12,8
Радиус круга зоны защиты на уровне земли r_0 , м	16,1	16,1	16,1	16,1
Высота защищаемого объекта h_i , м	5,6	5,6	5,6	5,6
Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_x , м	9,0	9,0	9,0	9,0
Расстояние между молниеотводами L , м	14,4	25,4	25,5	13,1
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли r_{c0} , м	16,1	16,1	16,1	16,1
Минимальная высота зоны защиты h_{cx} , м	12,6	10,9	10,9	12,4
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта r_{cx} , м	8,9	7,8	7,8	8,8

11 БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Система электроснабжения выбранного района города должна реконструироваться с соблюдением мер безопасности. Проектом предусматривается эксплуатация ячеек РУ-10 кВ на ПС «Шахтаум», строительство ВЛ-0,4 кВ с изолированным проводом СИП, установка подстанций.

Также необходимо определить влияние реконструируемой сети 10-0,4 кВ на окружающую среду. В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на ПС «Шахтаум».

11.1 Безопасность

В ходе работы на РУ-10 кВ ПС «Шахтаум», при осмотрах, ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок». Лица, которым проведен инструктаж по технике безопасности могут осуществлять монтаж аппаратов в РУ.

Соблюдение следующих правил является обязательным:

- электрические аппараты РУ-10 кВ ПС «Шахтаум» должно удовлетворять условиям работы при номинальных режимах, коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках;

- требуется проводить контроль соответствия класса изоляции электрооборудования номинальному напряжению сети, а устройств защиты от перенапряжений - уровню изоляции электрооборудования;

- температура воздуха в здании РУ ПС «Шахтаум». Летом следует следить за тем, что температура была ниже 40°C. При превышении нужно принимать меры для снижения температуры оборудования или охлаждать воздух. Эксплуатационно-техническая документация изготовителя распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) регламентирует температуру в помещении комплектных РУ;

- следует принимать меры по исключению попадания животных и птиц в помещение РУ ПС «Шахтаум», камеры КРУ;

- помещение РУ ПС «Шахтаум», помещения для их ремонта и технического обслуживания следует изолировать от других помещений и улицы. Пыленепроницаемая краска должна быть нанесена на стены, пол и потолок. Вентиляцией с отсосом воздуха снизу обязательно должна присутствовать в помещениях. Фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли следует располагать по пути воздух приточной вентиляции;

- негоряемый материал для уплотнения кабельных каналов, туннелей, этажей и переходов между кабельными отсеками, следует помещать в указанные места, негоряемые плиты устанавливаются над кабельными каналами и наземными лотками РУ;

- за температурой контактных соединений шин в РУ следует проводить контроль по утвержденному графику;

- переносное устройство для наложения заземлений в РУ-10 кВ ПС «Шахтаум» используется исходя из компоновки или конструкции, а также если стационарные заземляющие ножи не могут быть установлены;

- заземляющие ножи, окрашивают в черный цвет, рукоятки приводов заземляющих ножей - в красный цвет;

- защитные и противопожарные средства, переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев в обязательном порядке размещаются в РУ ПС «Шахтаум».

11.2 Экологичность

В данном разделе рассматривается влияние элегаза на окружающую среду, так как на ПС «Шахтаум» имеется элегазовое оборудование.

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освобожденные атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF [26].

Со временем в процессе эксплуатации элегазового оборудования, в результате производства коммутаций в элегазе образуются газообразные твердые продукты разложения (фториды), являющиеся результатом взаимодействия его при высоких температурах с парами воды, примесями кислорода, парами металла и материала камеры.

Около 90% фторидов задерживаются фильтром, часть твердых фторидов оседает на внутренних стенках камеры, а оставшаяся часть газообразных фторидов находится в элегазе.

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы. При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание [26].

11.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования ПС «Шахтаум» могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые мо-

гут привести к тяжелым последствиям. Одной из самых опасных ситуаций является возникновение пожара на подстанции [27].

Наличие на ПС «Шахтаум» маслонаполненного оборудования требует специальных противопожарных мероприятий и принятия особых мер при пожаре.

Для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца трансформаторы, реакторы и конденсаторы наружной установки должны окрашиваться в светлые тона красками, стойкими к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов в соответствии с ПУЭ на реконструируемых подстанциях устроены все необходимые маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии в пределах бортовых сооружений маслоприемника. Меры безопасности на работающем маслонаполненном оборудовании обязательны к соблюдению при выявлении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике.

Указываем порядок обеспечения пожарной безопасности на ПС «Шахтаум».

Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водопроводов, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на ПС «Шахтаум» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем.

На ПС «Шахтаум» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен [27]:

- а) Порошковыми огнетушителями ОП 5/4 – 2 шт;
- б) Углекислотным огнетушителем ОУ 5/3 – 2 шт;
- в) Крюком с деревянной рукояткой – 1 шт;
- г) Комплектом для резки электропроводов – 1 шт;
- д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком – 1 шт;
- е) Лопатой совковой – 1 шт;
- ж) Ящиком с песком – 1 шт.

Для тушения мазута, масла, красок, небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей применяется песок. Способ его хранения - ящиках вместе с лопатой вблизи трансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Объем бочки для хранения воды не менее 0,2 м³, располагаются рядом с пожарным щитом, в комплекте обязательно ведра.

Огнетушители красятся масляной краской в красный цвет, устанавливаются в легкодоступных и заметных местах. Воздействие прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов не допускается.

Знаки местонахождения первичных средств тушения пожара обязательно должны соответствовать действующему государственному стандарту и крепиться на видных местах.

Работники объектовой пожарной охраны проходят регулярный контроль, следят за содержанием хорошего эстетического вида и содержат в постоянной готовности к действию первичные средства тушения пожара на ПС «Шахтаум».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно плану города Тынды, проведена реконструкция системы электроснабжения 10-0,4 кВ питающейся от ПС «Шахтаум».

Выполнено:

- Рассчитана нагрузка потребителей;
- Выбраны проводники 0,4-10 кВ и проверены по потере напряжения и устойчивости к токами КЗ;
- Для подключения к центру питания ПС «Шахтаум» выбраны аппараты и проверены по устойчивости к токам КЗ, применяются ячейки тика КРУН К-59 в вакуумными выключателями ВВ-Тэл;
- Рассчитана надёжность проектируемой сети 10 кВ;
- Выбраны уставки срабатывания РЗиА;
- Рассчитана молниезащита и стационарное и импульсное сопротивление заземлителя ПС «Шахтаум» для соответствия требованиям ПУЭ;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL: <http://gorod.tynda.ru/index.php/pasport-goroda> (доступ от 20.01.2018)
2. Паспорт города Тында URL: <http://gorod.tynda.ru/images/stories/administracia/Nash%20gorod/pasport.rar> (доступ от 20.01.2018)
3. Козлов В. А. Электроснабжение городов/В.А.Козлов. –Санкт-Петербург.: Энергия, 2007.
4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва, 2002 г.
6. URL: https://www.samaracable.ru/catalog/vid/kabeli-silovye-dlya-rayonov-s-kholodnym-klimatom-/avvg-hl/#item_4 (доступ от 10.01.2018)
7. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.
8. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 2010.—576 с.
9. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2015. – 96 с.; ил.
10. Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1). Электроэнергетические системы и сети Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2015. — 53 с.
11. URL: <http://sibelz.ru/catalog/id/42/> (доступ от 10.01.2018)
12. Приложение 1 к приказу №184-пр/3 от 27.12.2018г. Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области.
13. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. — 120

с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).

14. Иманов, Г. М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. Г. М. Иманов, Ф. Х. Халилов, А. И. Таджибаев. – СПб. : ПЭИПК, 2004. — 58 с.

15. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

16. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

17. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 1997. — 240 с: ил.

18. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

19. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

20. Ротачёв Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.

21. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

22. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

23. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.

24. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г.

25. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.-144 с.

26. URL: <https://stroystandart.info/index.php?name=pages&op=view&id=1391> (доступ от 6.02.2018).

27. URL:http://www.coolreferat.com/Тушение_пожаров_на_электроустановках,_электростанциях_и_подстанциях (доступ от 6.02.2018).

Расчёт надёжности сети 10 кВ
 Нормальная схема электроснабжения 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.004$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.B} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.B} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{o.п}$	$a_{o.п} := 0.0022$

Воздушные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.076$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.л} := 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.л} := 5$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.сш} := 7$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.сш} := 5$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр} := 0.016$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.тр} := 50$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр} := 0.25$
	$T_{r.тр} := 28$

РУ 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{яч} := 0.0005$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.яч} := 4$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{яч} := 0.1$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.яч} := 3$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л5} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л6} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.5 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л7} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л8} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.9 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л5} = 5.205 \times 10^{-6} \quad q_{Л6} = 8.676 \times 10^{-6} \quad q_{Л7} = 5.205 \times 10^{-6} \quad q_{Л8} = 1.562 \times 10^{-5}$$

$$q_{Л9} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.2 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л10} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.4 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л9} = 3.47 \times 10^{-6} \quad q_{Л10} = 6.941 \times 10^{-6}$$

$$q_{ЯЧ} := \frac{\omega_{ЯЧ} \cdot T_{В.ЯЧ}}{8760} \quad q_{ЯЧ} = 2.283 \times 10^{-7}$$

$$q_{ТР} := \frac{\omega_{ТР} \cdot T_{В.ТР}}{8760} \quad q_{ТР} = 9.132 \times 10^{-5}$$

$$q_{СШ} := \frac{\omega_{СШ} \cdot T_{В.СШ}}{8760} \quad q_{СШ} = 2.397 \times 10^{-5}$$

$$q_{ВСТ} := \frac{\omega_{В} \cdot T_{В.В}}{8760}$$

$$q_{РЗШИН} := 0.002$$

$$q_{РЗЛИН} := 0.0012$$

$$q_{РЗТР} := 0.0012$$

$$\omega_{РЗВ} := 0.0012$$

$$q_{ВЗ} := q_{ВСТ} \dots$$

$$+ a_{КЗ} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{РЗШИН}) \cdot (1 - q_{РЗЛИН}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л5}) \right] \dots$$

$$+ a_{О.П} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{ВЗ} = 3.738 \times 10^{-6}$$

$$q_{B4} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3\text{шин}}) \cdot (1 - q_{P3\text{лин}})] \cdot [1 - (1 - q_{CШ}) \cdot (1 - q_{Л8})] \dots \\ + a_{O.П} \cdot \frac{\mu_{CШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{B4} = 3.738 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B3} + q_{Л5} + q_{Л6} + q_{Л7} \dots \\ + q_{CШ} + q_{Тр} \cdot 5 + q_{Яч} \cdot 5 \quad q_1 = 5.046 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B4} + q_{Л8} + q_{Л9} + q_{Л10} \dots \\ + q_{CШ} + q_{Тр} \cdot 4 + q_{Яч} \cdot 4 \quad q_2 = 4.199 \times 10^{-4}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot 0.3 \omega_{Л} \cdot (\omega_{CШ}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{CШ} + \mu_{Л}) \quad \omega_{B3} = 4.7400208 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B4} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot 0.9 \omega_{Л} \cdot (\omega_{CШ}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{CШ} + \mu_{Л}) \quad \omega_{B4} = 4.7416624 \times 10^{-3}$$

$$\omega_1 := \omega_{CШ} + \omega_{B3} + \omega_{Л} \cdot (0.3 + 0.5 + 0.3) + 3\omega_{Тр} + 3\omega_{Яч}$$

$$\omega_1 = 0.168$$

$$\omega_2 := \omega_{CШ} + \omega_{B4} + \omega_{Л} \cdot (0.9 + 0.2 + 0.4) + 3\omega_{Тр} + 3\omega_{Яч}$$

$$\omega_2 = 0.198$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{\text{сист}} := \omega_1 \cdot \omega_2$$

$$\omega_{\text{сист}} = 0.0332729$$

Коэффициент

$$K_{ПР1} := 1 - e^{-\frac{T_{P.Тр}}{T_{B.Тр}}} \quad K_{ПР1} = 0.429$$

$$K_{ПР2} := 1 - e^{-\frac{T_{P.Тр}}{T_{B.Тр}}} \quad K_{ПР2} = 0.429$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сбезАВР}} := q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр}1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр}2} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{\text{сбезАВР}} = 0.00007$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{ВЗ}}) \cdot [(1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})]$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{Вст}}) \cdot (0.91)$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сбезАВР}} \cdot p_1 \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_2) \cdot p_1 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot (1 - p_2)$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.00012$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00012$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.99988$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 360}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 1.298 \quad \text{час}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{Р}} = 3.2 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{С}} = 30.1 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1689 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1689 \cdot 8760 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 1775.5 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1689 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 0.2027 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.14$$

$$Y_{\text{нед}} = 3799.5 \quad \text{руб}$$

Аварийная схема электроснабжения 10 кВ

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{\text{Л11}} := \frac{\omega_{\text{Л}} \cdot 0.7 \cdot T_{\text{В.Л}}}{8760}$$

$$q_{\text{Л11}} = 1.215 \times 10^{-5}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{\text{ВЗ}} + q_{\text{Л5}} + q_{\text{Л6}} + q_{\text{Л7}} + q_{\text{Л8}} + q_{\text{Л9}} + q_{\text{Л10}} + q_{\text{Л11}} \dots \quad q_1 = 0.000909$$
$$+ q_{\text{СШ}} + q_{\text{Тр}} \cdot 9 + q_{\text{Яч}} \cdot 9$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_1 := \omega_{\text{СШ}} + \omega_{\text{ВЗ}} + \omega_{\text{Л}} \cdot (0.9 + 0.2 + 0.4 + 0.7 + 0.3 + 0.5) + 9\omega_{\text{Тр}} + 9\omega_{\text{Яч}}$$

$$\omega_1 = 0.411$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_1$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00090894$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.99909$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 360}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 9.8 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_1} \quad T_{\text{Р}} = 0.3 \quad \text{лет}$$

$$\text{Среднее время безотказной работы} \quad T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_1} \quad T_{\text{С}} = 2.4 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1689 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1689 \cdot 8760 \text{ КПС}$$

$$W_{\text{нед}} = 13448.4 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1689 \text{ КПС}$$

$$P_{\text{огр}} = 1.5352 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.14$$

$$Y_{\text{нед}} = 28779.6 \quad \text{руб}$$

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.004$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.B} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.B} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{o.п}$	$a_{o.п} := 0.0022$

Воздушные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.076$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.л} := 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.л} := 5$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.сш} := 7$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.сш} := 5$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр} := 0.016$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.тр} := 50$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр} := 0.25$
	$T_{r.тр} := 28$

РУ 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{яч} := 0.0005$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.яч} := 4$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{яч} := 0.1$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.яч} := 3$