

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения Селемджинского района Амурской области с центром питания подстанция Коболдо напряжением 110/35/6 кВ

Исполнитель

студент группы 742-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.А. Симоненко

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_

г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Симоненко Максима Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения Селемджинского района Амурской области с центром питания подстанция Коболдо напряжением 110/35/6

кВ

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.09.2021 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электроснабжения с. Коболдо, результаты контрольных замеров по ПС

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): возможность создать целесообразную систему электроснабжения с. Коболдо

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части

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

7. Дата выдачи задания 20.04.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов

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

профессор, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 стр., 13 рисунков, 46 таблиц, 27 источников, 4 листа графического материала.

ПОТРЕБИТЕЛЬСКАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ, НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ, ЭКВИВАЛЕНТНАЯ МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, РАЗЪЕДИНИТЕЛИ.

Цель работы – Перевод подстанции "Коболдо" на проектное напряжение 10 кВ с целью снижения дефицита мощности.

В процессе выполнения работы проведено:

- расчет потребляемой мощности с. Коболдо;
- выбор главной схемы СП;
- расчёт режимов КЗ;
- выбор коммутационной аппаратуры;
- выбор трансформаторов ТП, ГПП и автоматики ПС.

Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010, для промежуточных расчетов использовалась программа Microsoft Excel 2010, Mathcad 15. Графическая часть выполнена в редакторе Microsoft Visio 2010.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Характеристика проектируемого района	8
2 Расчет электрических нагрузок	11
2.1. Определение расчётных нагрузок жилых зданий	11
2.2 Выбор количества, мощности и местоположение распределительных подстанций 10/0,4 кВ	15
2.3 Разработка схем электрических сетей 0,4 кВ и 10 кВ	21
2.4 Выбор силового трансформатора и КТП10/0,4 кВ	28
2.5 Расчет сети 0,4 кВ	30
2.6 Расчет сети 10 кВ	33
2.7 Проверка ВЛ 0,4 кВ по условию пуска электродвигателя	34
2.8 Компенсация реактивной мощности на ТП	41
3 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	43
3.1 Выбор защитной аппаратуры	45
3.2 Защита ВЛ 10 кВ	46
3.3 Защита трансформатора 10/0,4 кВ	47
3.4 Защита ВЛ 0,4 кВ	48
4 Расчет ГПП 110/35/10	49
4.1 Выбор принципиальной схемы подстанции	49
5 Технико-экономический расчёт подстанции	50
5.1 Расчет нагрузок	50
5.2 Выбор трансформатора	56
5.3 Расчёт потерь электроэнергии для двух вариантов	60
5.4 Приведенные затраты	62
6 Расчет токов короткого замыкания	64
6.1 Построение расчетной и схемы замещения	64
7 Выбор оборудования	70

7.1 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей	70
7.2 Выбор и проверка разъединителей	75
7.3 Выбор ограничителей перенапряжений	76
7.4 Выбор и проверка сборных шин	78
7.5 Выбор опорных изоляторов	81
7.6 Выбор проходных изоляторов	82
7.7 Выбор и проверка трансформаторов тока	83
7.8 Выбор и проверка трансформатора напряжения	90
8 Безопасность и экологичность	94
8.1 Безопасность	94
8.2 Экологичность	97
8.3 Пожарная безопасность	100
Заключение	104
Список литературы	105

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МТП – Мачтовая трансформаторная подстанция;

НН – низкое напряжение;

РУ – распределительное устройство;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция.

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие сельскохозяйственного производства, его интенсификация предполагает широкое внедрение электрической энергии во все технологические процессы. Сельское хозяйство получает электроэнергию в основном от электрических систем. Воздушными линиями охвачены практически все населенные пункты.

Электрические нагрузки в сельском хозяйстве – постоянно меняющаяся величина: подключаются новые потребители, постепенно растет нагрузка на вводе в дома, так как увеличивается насыщение бытовыми приборами, в тоже время прекращают существование крупные животноводческие комплексы, уступая место мелким фермам. Если электрическая нагрузка увеличивается, то пропускная способность электрических сетей становится недостаточной и появляется необходимость в их реконструкции. При этом часть воздушных линий заменяют подземными кабелями или воздушными линиями с изолированными самонесущими проводами. Основное преимущество таких сетей – высокая надежность и большой срок службы. Проводят работы по реконструкции электрических сетей.

При реконструкции широко внедряются мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельских потребителей, которая еще далеко не достаточна.

Научно- технологический прогресс в сельском хозяйстве вызывает необходимость дальнейшего совершенствования, подготовки специалистов по электрификации сельскохозяйственного производства, чему способствует данный курсовой проект. Целью курсового проекта является закрепление теоретических знаний по дисциплине и приобретение навыков проектирования электроснабжения населенного пункта.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО РАЙОНА

Муниципальное образование сельское поселение «Коболдинский сельсовет» входит в состав Селемджинского района Амурской области. В состав территории сельского поселения «Коболдинский сельсовет» входит один населенный пункт село Коболдо, являющиеся административным центром.

Всего населения в сельском поселении «Коболдинский сельсовет» с. Коболдо -391 человека.

В муниципальном образовании сельское поселение «Коболдинский сельсовет» с. Коболдо один источник соответствующий условию запуска мощного двигателя котельная «Центральная», работающая на угле с установленной мощностью 2,2 Гкал/ч.

Исходным материалом для проектирования системы электроснабжения служит архитектурный план села, с экспликацией жилых домов и общественных зданий (рисунок 1).

Источником электроснабжения села является подстанция "Коболдо" 110/35/6 с двумя трансформаторами ТДТНТ 20000/110/35/6, которая находится на расстоянии 0,5 км к северу от проектируемого жилого района. Присоединяемая нагрузка - 15000 кВт, 6 кВ – с. Коболдо, 35 кВ – горное оборудование АО ЗДП «Коболдо». Большая величина нагрузки связана с подключением АО ЗДП «Коболдо» выполняющее горные работы по добыче золота, (в расчетах не учитываем т.к. данный потребитель не является элементом сети электроснабжения села Коболдо).

Подстанция "Коболдо" подключена к двухцепной воздушной линии 110 кВ «Февральская – Коболдо» проводом АС-120/19.

Этажность жилых домов от 1 этажей до 3 этажей. Приготовление пищи в зданиях до 3 этажей (включительно) осуществляется как на плитах на природном газе, так и на электрических плитах.

В проектируемом селе имеются кроме жилых домов продуктовые,

промтоварные, универсальные магазины, общественные предприятия и объекты коммунального хозяйства. Количественные характеристики жилых домов, продуктовых, промтоварных и универсальных магазинов, общественных предприятия и объектов коммунального хозяйства приведены в таблицах 1. Цель реконструкции: переход с 6 кВ на 10 кВ участков сети ГПП-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4-ТП5

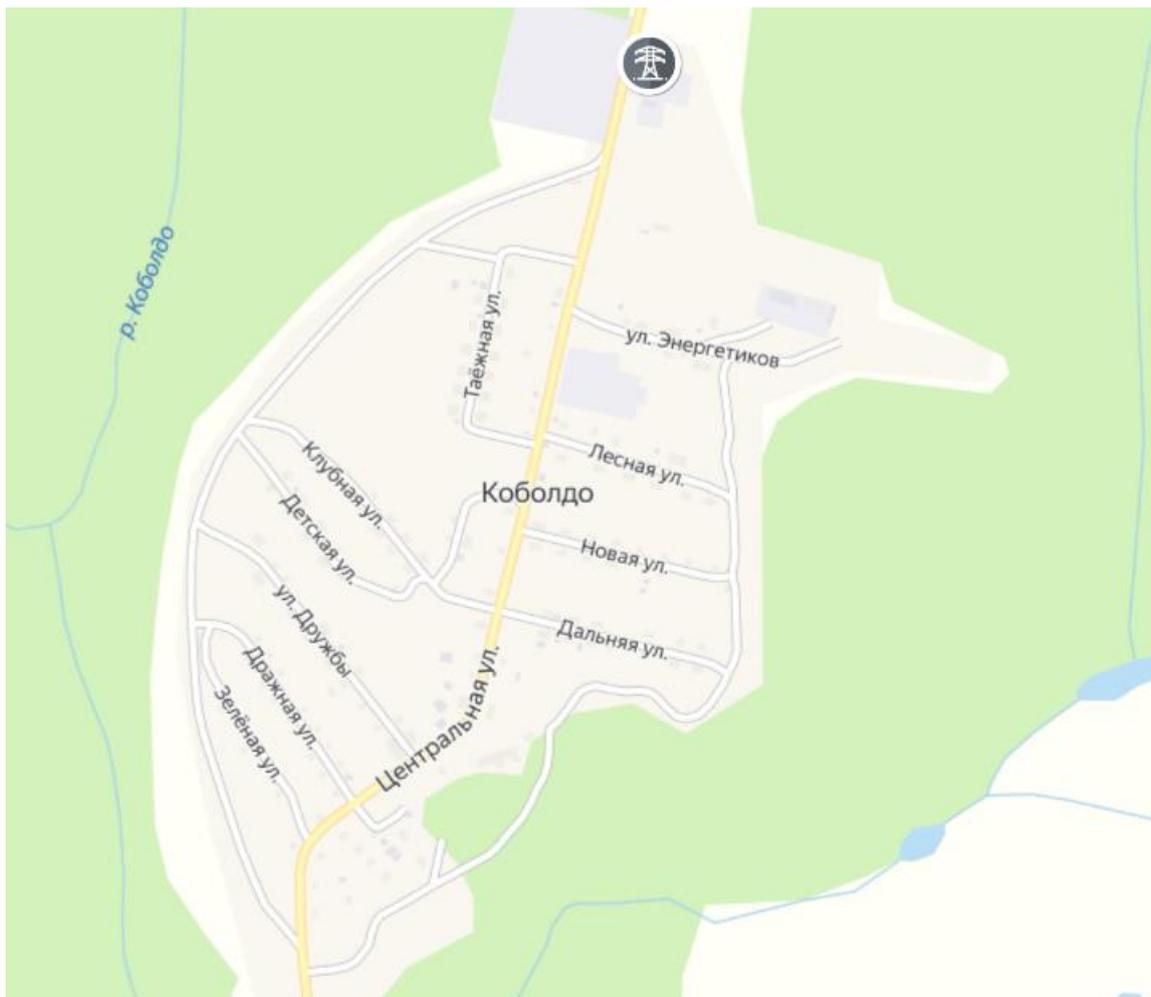


Рисунок 1 – Схема расположения подстанции "Коболдо" 110/35/6

Таблица 1 - Краткая количественная характеристика потребителей

№	Наименование	Кол-во , п
1	2	3
1	Администрация Коболдинского сельсовета (15 раб. Мест)	1
2	МБОУ «Коболдинская средняя общеобразовательная школа» на 190 учащихся	1

## Продолжение таблицы 1

1	2	3
3	Участок электросвязи «Ростелеком» на 18 раб. мест	1
4	Общежитие на 48 мест	1
5	Фельдшерско-акушерский пункт	1
6	Сельский радиотрансляционный узел	1
7	Столовая на 30 мест	1
8	Магазин смешанного ассортимента 6 раб. мест	1
9	Участок бытового обслуживания 6 раб. мест	1
10	МКУК Коболдинский культурно-досуговый центр 200 мест	1
11	МДОУ Д/сад «Улыбка» детский сад – ясли на 40 мест	1
12	Баня на 20 мест	1
13	Участок электрических сетей ФООА «ДРСК»	1
14	Котельная «Центральная»	1
15	Лесопильный цех с пилой Р-65	1
16	Пожарное депо (ПП при ПЧ № 50)	1
17	Склад АО ЗДП «Коболдо»	1
18	Гараж АО ЗДП «Коболдо»	3
19	Мастерские АО ЗДП «Коболдо»	2
20	Административное здание АО ЗДП «Коболдо»	1
21	Жилые 4-квартирные дома	13
22	Жилые 2-квартирные дома	17
23	Жилые 1-квартирные дома	19

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Определение расчётных нагрузок жилых зданий

Расчет электрических нагрузок населенного пункта производится отдельно для дневного и вечернего максимумов нагрузки.

Для данного расчета нам потребуются справочные значения некоторых данных: установленной мощность  $P_y$ , коэффициент одновременности  $k_0$ , коэффициенты участия потребителей в дневном  $K_{уд}$  и вечернем максимуме нагрузок  $K_{ув}$ . Данные значения представим в таблице 2.

Таблица 2 - Электрические нагрузки населенного пункта

№	Наименование	$K_0$	$K_{уд}$	$K_{ув}$	$P_y$
1	Администрация Коболдинского сельсовета (15 раб. Мест)	0,5	0,4	1	25
2	МБОУ «Коболдинская средняя общеобразовательная школа» на 190 учащихся	0,5	0,4	1	55
3	Участок электросвязи «Ростелеком» на 18 раб. мест	0,5	0,4	1	10
4	Общежитие на 48 мест	0,5	0,4	1	27
5	Фельдшерско-акушерский пункт	0,5	1	1	30
6	Сельский радиотрансляционный узел	0,5	1	1	10
7	Столовая на 30 мест	0,5	0,4	1	10
8	Магазин смешанного ассортимента 6 раб. мест	0,4	0,4	1	15
9	Участок бытового обслуживания 6 раб. мест	0,3	0,4	1	5
10	МКУК Коболдинский культурно-досуговый центр 200 мест	0,3	0,4	1	40
11	МДОУ Д/сад «Улыбка» детский сад – ясли на 40 мест	0,3	0,4	1	15
12	Баня на 20 мест	0,3	0,4	1	10
13	Участок электрических сетей ФОАО «ДРСК»	0,4	1	0,6	120
14	Котельная «Центральная»	0,4	1	0,6	30
15	Лесопильный цех с пилорамой Р-65	0,3	1	0,6	35
16	Пожарное депо (ПП при ПЧ № 50)	0,5	1	0,6	20
17	Склад АО ЗДП «Коболдо»	0,4	1	0,6	16
18	Гараж АО ЗДП «Коболдо»	3	4	5	6
19	Мастерские АО ЗДП «Коболдо»	0,3	1	0,6	55
20	Административное здание АО ЗДП «Коболдо»	0,3	1	0,6	45
21	Жилые 4-квартирные дома	0,3	1	0,6	55
22	Жилые 2-квартирные дома	0,4	0,4	1	48
23	Жилые 1-квартирные дома	0,4	0,4	1	16

Расчетная мощность электроприемников определяется по формуле:

$$P_{расч} = \kappa_o \cdot \kappa_p \cdot P_y, \quad (2.1)$$

где:  $\kappa_o$  – коэффициент одновременности;  $\kappa_\delta$  – расчетный коэффициент,  $\kappa_p = 1$ ;  $P_y$  – установленная мощность.

Дневная  $P_{Джд}$  и вечерняя  $P_{Вжд}$  нагрузки жилого сектора складываются из нагрузок жилых домов и уличного освещения  $P_{yo}$ .

$$P_{Джд} = \sum_{i=1}^n P_{Дждi}, \quad (2.2)$$

$$P_{Вжд} = \sum_{i=1}^n P_{Вждi} + P_{yo}. \quad (2.3)$$

Величина расчетной нагрузки жилых домов определяется по формуле:

$$\sum_{i=1}^n P_{Дждi} = nk_o k(\delta, \epsilon)_y \cdot P_y, \quad (2.4)$$

где:  $n$  – количество жилых домов в населенном пункте;

$\kappa_o$  – коэффициент одновременности;

$k(\delta, \epsilon)_y$  – коэффициент участия жилого дома в дневной и вечерней нагрузке;

$P_y$  – удельная расчетная нагрузка на вводе в сельский жилой дом, кВт.

Определим дневные и вечерние расчетные нагрузки на вводе каждого потребителя.

Рассмотрим на примере административного здания (конторы совхоза на 15 рабочих мест).

$$P_{расч} = 0,5 \cdot 1 \cdot 25 = 12,5 \text{ кВт}.$$

Для остальных зданий расчет проводится аналогичным образом, а результаты вычислений сводятся в таблицу 3.

Для жилого сектора проведем расчет для жилого 8-квартирного дома.

$$P_{Д.жод} = 19 \cdot 0,4 \cdot 0,4 \cdot 32 = 97,28 \text{ кВт},$$

$$P_{В.жод} = 19 \cdot 0,4 \cdot 1 \cdot 32 = 243,2 \text{ кВт}.$$

Аналогично проводим расчет для домов другого типа, а полученные данные также заносим в таблицу 3.

Также необходимо рассчитать нагрузку уличного освещения:

$$P_{yo} = l \cdot P_{yo}, \tag{2.5}$$

где  $l$  – длина улиц населённого пункта, м;

$P_{yo}$  – удельная расчетная нагрузка уличного освещения, Вт/м.

Принимаем общую длину улиц поселка 3100 м. Норму освещенности принимаем равную 6,0 Вт/м. Подставляя значения получим:

$$P_{yo} = 3100 \cdot 6,0 = 18,6 \text{ кВт}.$$

Составим таблицу нагрузок потребителей до компенсации реактивной мощности.

Таблица 3 - Нагрузки потребителей до компенсации реактивной мощности

№	№ на плане	$P_p$	$P_o$	$P_e$	$Q_o$	$Q_e$
		кВт	кВт	кВт	квар	квар
1	1	12,5	5	12,5	10	-
2	2	27,5	11	27,5	7	10
3	3	5	5	2	-	-
4	4	13,5	5,4	13,5	-	-
5	5	15	15	15	3	3
6	6	5	5	5	3	3
7	7	5	2	5	3	-
8	8	6	2,4	6	5	5
9	9	2	0,8	2	2	-
10	10	12	4,8	12	3	15
11	11	4,5	1,8	4,5	5	-
12	12	3	1,2	3	2	2
13	13	48	48	28,8	20	20
14	14	12	12	7,2	17	4
15	15	10,5	10,5	6,3	18	-
16	16	10	10	6	2	2
17	17	6,4	6,4	3,84	4	-
18	18	16,5	16,5	10	20	20
19	19	13,5	13,5	8,1	7	5
20	20	16,5	16,5	10	10	3
21	21	19,2	7,7	19,2	-	-
22	22	6,4	2,56	6,4	-	-
23	23	12,8	5,12	12,8	-	-
		$\Sigma = 282,8$	$\Sigma = 203,06$	$\Sigma = 226,64$		

Для определения максимальной электрической нагрузки населенного пункта составим таблицу 4. Мощность рассчитывается с учетом количества однотипных объектов. Порядковые номера объектов населённого пункта соответствуют таблице 1.

Таблица 4 - Максимальные электрические нагрузки населенного пункта

№	№ на плане	$n$	$P_p$	$P_o$	$P_e$
		шт	кВт	кВт	кВт
1	2	3	4	5	6
1	1	1	12,5	5	12,5
2	2	1	27,5	11	27,5
3	3	1	5	5	2
4	4	1	13,5	5,4	13,5
5	5	1	15	15	15
6	6	1	5	5	5

1	2	3	4	5	6
7	7	1	5	2	5
8	8	1	6	2,4	6
9	9	1	2	0,8	2
10	10	1	12	4,8	12
11	11	1	4,5	1,8	4,5
12	12	1	3	1,2	3
13	13	1	48	48	28,8
14	14	1	12	12	7,2
15	15	1	10,5	10,5	6,3
16	16	1	10	10	6
17	17	1	6,4	6,4	3,84
18	18	3	49,5	49,5	30
19	19	2	27	27	16,2
20	20	1	16,5	16,5	10
21	21	13	249,6	100	249,6
22	22	17	108,8	43,52	108,8
23	23	19	243,2	97,28	243,2
			$\Sigma = 892,5$	$\Sigma = 480,1$	$\Sigma = 817,94$

Полная нагрузка в вечернее время складывается из суммы нагрузок всех потребителей и нагрузки уличного освещения и определяется по формуле (2.3).

Подставив значения, получим:

$$S_B = 817,94 + 18,6 = 836,54 \text{ кВА.}$$

В соответствии с РУМ у потребителей электроэнергии, расчетная реактивная мощность которых превышает 25 кВАр, необходимо предусматривать компенсацию реактивной мощности. В данном проекте таких потребителей нет.

## **2.2 Выбор количества, мощности и местоположение распределительных подстанций 10/0,4 кВ.**

Ориентировочно принимаем к установке 5 подстанций. Проводим размещение трансформаторных подстанций исходя из следующих условий:

- Электроснабжение коммунально-бытовых и производственных потребителей осуществляется от различных подстанций.

- Радиус линий не должен превышать 0,5 км.

- Колебание напряжений при пуске двигателя максимальной мощности не более 30%.

Распределим потребителей по подстанциям, присвоим каждому объекту порядковый номер и составим таблицу 5 в которой укажем номер трансформаторной подстанции и номера объектов которые будут от нее запитаны.

Таблица 5 – Нумерация объектов

Номер ТП	Номер обозначения объекта на плане поселка	Порядковый номер объекта
1	2	3
ТП№1	14	1
	15	2
	13	3
ТП№2	23	4
	22	5
	23	6
	21	7
	1	8
	5	9
	17	10
	22	11
	21	12
	23	13
	23	14
	23	15
	23	16
	16	17
	22	18
	23	19
	22	20
	22	21
	22	22
	4	23
2	24	
ТП№3	21	25
	21	26

Продолжение таблицы 5

1	2	3
	21	27
	21	28
	21	29
	22	30
	22	31
	22	32
	22	33
	22	34
	21	35
	22	36
	22	37
	10	38
	9	39
	8	40
	7	41
	3	42
	21	43
	21	44
	6	45
	23	46
23	47	
ТII№4	20	48
	19	49
	19	50
	18	51
	18	52
	18	53
ТII№5	23	54
	23	55
	22	56
	23	57
	23	58
	23	59
	22	60
	21	61
	12	62
	21	63
	11	64
	22	65
	22	66
	21	67
	23	68
	23	69
	23	70
23	71	
23	72	

Теперь определяем координаты мест установки трансформаторных подстанций. Координаты центров нагрузок населенного пункта определяются отдельно для дневного и вечернего максимумов нагрузки из выражения:

$$X_{\partial\partial} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(\partial,\partial)i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{(\partial,\partial)i}}, \quad (2.6)$$

$$Y_{\partial\partial} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(\partial,\partial)i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{(\partial,\partial)i}}, \quad (2.7)$$

где  $x, y$  – абсцисса и ордината ввода  $i$  – того потребителя по координатной сетке.

Координаты полученной точки определяют центр нагрузок населенного пункта, в котором будет расположена ТП 10/0,4 кВ.

Метод расчета разберем на примере ТП№1 . Найдем координаты места установки подстанции. А все полученные данные занесем в таблицу 6.

Таблица 6 – Координаты объектов подключенных к ТП1

Объект	№ на плане	порядковый №	$S, \text{кВА}$	$x$	$y$
Котельная «Центральная»	14	1	12	145	137
Лесопильный цех Р-65	15	2	10,5	138	134
Участок электрических сетей ФООО «ДРСК»	13	3	48	117	116

Найдем координаты подстанции:

$$X = \frac{12 \cdot 145 + 10,5 \cdot 138 + 48 \cdot 117}{12 + 10,5 + 48} = 124,$$

$$Y = \frac{12 \cdot 137 + 10,5 \cdot 134 + 48 \cdot 116}{12 + 10,5 + 48} = 122.$$

Координаты ТП№1  $X = 124$ ;  $Y = 122$ .

Поиск координат остальных подстанций осуществляем аналогичным образом

Расчет ТП№2

Таблица 7 – Координаты объектов подключенных к ТП2

Объект	№ на плане	порядковый №	$S, кВА$	$X$	$Y$
Жилые 1-квартирные дома	23	4	12,8	134	126
Жилые 2-квартирные дома	22	5	6,4	125	120
Жилые 1-квартирные дома	23	6	12,8	103	108
Жилые 4-квартирные дома	21	7	19,2	102	105
Администрация Коболдинского сельсовета (15 раб. Мест)	1	8	12,5	98	96
Фельдшерско-акушерский пункт	5	9	15	92	94
Склад АО ЗДП «Коболдо»	17	10	6,4	83	100
Жилые 2-квартирные дома	22	11	6,4	76	107
Жилые 4-квартирные дома	21	12	19,2	73	113
Жилые 1-квартирные дома	23	13	12,8	65	118
Жилые 1-квартирные дома	23	14	12,8	59	126
Жилые 1-квартирные дома	23	15	12,8	53	132
Жилые 1-квартирные дома	23	16	12,8	47	136
Пожарное депо (ПП при ПЧ № 50)	16	17	10,0	170	133
Жилые 2-квартирные дома	22	18	6,4	161	126
Жилые 1-квартирные дома	23	19	12,8	154	119
Жилые 2-квартирные дома	22	20	6,4	144	112
Жилые 2-квартирные дома	22	21	6,4	135	103
Жилые 2-квартирные дома	22	22	6,4	125	95
Общежитие на 48 мест	4	23	13,5	107	87
МБОУ «Коболдинская средняя общеобразовательная школа» на 190 учащихся	2	24	27,5	112	80

Координаты ТП№2  $X = 101$ ;  $Y = 109$ .

Расчет ТП№3

Таблица 8 – Координаты объектов подключенных к ТП3

Объект	№ на плане	порядковый №	$S, кВА$	$X$	$Y$
1	2	3	4	5	6
Жилые 4-квартирные дома	21	25	19,2	107	69
Жилые 4-квартирные дома	21	26	19,2	125	60

Жилые 4-квартирные дома	21	27	19,2	135	52
Жилые 4-квартирные дома	21	28	19,2	144	43
Жилые 4-квартирные дома	21	29	19,2	153	34
Жилые 2-квартирные дома	22	30	6,4	162	26
Жилые 2-квартирные дома	22	31	6,4	170	17
Жилые 2-квартирные дома	22	32	6,4	178	8
Жилые 2-квартирные дома	22	33	6,4	153	5
Жилые 2-квартирные дома	22	34	6,4	147	12
Жилые 2-квартирные дома	21	35	19,2	140	13
Жилые 2-квартирные дома	22	36	6,4	135	23
Жилые 2-квартирные дома	22	37	6,4	127	32
МКУК Коболдинский культурно-досуговый центр 200 мест	10	38	12,0	120	37
Участок бытового обслуживания 6 раб. мест	9	39	2	113	42
Магазин смешан. ассортимента	8	40	6	107	50
Столовая (30 мест)	7	41	5	97	60
Участок электросвязи «Ростелеком» на 18 раб. мест	3	42	5	92	66
Жилые 4-квартирные дома	21	43	19,2	83	57
Жилые 4-квартирные дома	21	44	19,2	72	47
Сельский радио узел	6	45	5	56	38
Жилые 1-квартирные дома	23	46	12,8	17	33
Жилые 1-квартирные дома	23	47	12,8	7	20

Координаты ТП№3  $X = 112$ ;  $Y = 40$ .

Расчет ТП№4

Таблица 9 – Координаты объектов подключенных к ТП4

Объект	№ на плане	порядковый №	$S, \text{кВА}$	$X$	$Y$
Административное здание АО ЗДП «Коболдо»	20	48	16,5	47	17
Мастерские АО ЗДП «Коболдо»	19	49	13,5	52	13
Мастерские АО ЗДП «Коболдо»	19	40	13,5	57	7
Гараж АО ЗДП «Коболдо»	18	51	16,5	68	30
Гараж АО ЗДП «Коболдо»	18	52	16,5	76	24
Гараж АО ЗДП «Коболдо»	18	53	16,5	82	20

Координаты ТП№4  $X = 64$ ;  $Y = 19$ .

Расчет ТП№5

Таблица 10 – Координаты объектов подключенных к ТП5

Объект	№ на плане	порядковый №	$S, кВА$	$X$	$Y$
1	2	3	4	5	6
Жилые 1-квартирные дома	23	54	12,8	7	16
Жилые 1-квартирные дома	23	55	12,8	17	26
Жилые 2-квартирные дома	22	56	6,4	23	34
Жилые 1-квартирные дома	23	57	12,8	14	38
Жилые 1-квартирные дома	23	58	12,8	8	43
Жилые 1-квартирные дома	23	59	12,8	18	62
Жилые 2-квартирные дома	22	60	6,4	30	52
Жилые 4-квартирные дома	21	61	19,2	42	47
Бани на 20 мест	12	62	3	57	53
Жилые 4-квартирные дома	21	63	19,2	65	68
Детский сад-ясли на 40 мест	11	64	7,5	77	78
Жилые 2-квартирные дома	22	65	6,4	72	86
Жилые 2-квартирные дома	22	66	6,4	63	94
Жилые 4-квартирные дома	21	67	19,2	54	102
Жилые 1-квартирные дома	23	68	12,8	47	108
Жилые 1-квартирные дома	23	69	12,8	39	116
Жилые 1-квартирные дома	23	70	12,8	33	124
Жилые 1-квартирные дома	23	71	12,8	25	130
Жилые 1-квартирные дома	23	72	12,8	17	136

Координаты ТП№5  $X = 36$ ;  $Y = 76$ .

### 2.3 Разработка схем электрических сетей 0,4 кВ и 10 кВ

В качестве электрических распределительных 0,4 кВ и питающих 10 кВ сетей используются воздушные линии (ВЛ). Конфигурация ВЛ разрабатывается в соответствии с планом населенного пункта и района электроснабжения на принципах кратчайшей сети и равномерности нагрузки по линиям.

Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

Определение суммарных электрических нагрузок по линиям 0,4 кВ производится отдельно для дневного и вечернего максимумов нагрузки, начиная с наиболее удаленного от ТП участка.

В случае если значение нагрузок потребителей отличается менее чем в 4 раза - расчет производится по формуле:

$$P_{(\partial, \theta)_{\text{уч}}} = \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{(\partial, \theta)_i}, \quad (2.8)$$

где:  $\kappa_0$  – коэффициент одновременности

Расчетные данные для каждой подстанции сводим в таблицы 11 – 15.

Расположение линий схематично показано на рисунках 1 – 5.

ТП №1.

Таблица 11– Нагрузка линий ТП1

Линия	Расчетный участок	Длина участка, м	Нагрузка, кВА
Л1	1 – 2	35	48
Л2	1' – 2'	55	10,5
Л3	1'' – 2''	70	12

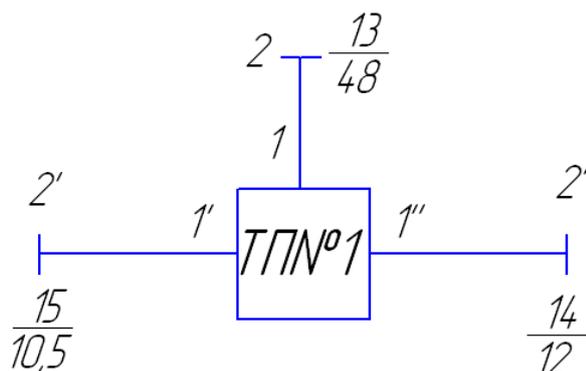


Рисунок 2 Схематичное расположение линий ТП №1

Суммарная мощность нагрузки составляет 70,5 кВА. Выбираем ТП мощностью 100 кВА.

ТП №2.

Таблица 12 – Нагрузка линий ТП2

Линия	Расчетный участок	Длина участка, м	Нагрузка, кВА
1	2	3	4
Л1	1 – 2	20	97,6
	2 – 3	30	78,4
	3 – 4	50	65,6
	4 – 5	30	59,2

1	2	3	4
	5 – 6	50	46,4
	6 – 7	30	36,4
	7 – 8	30	32
	8 – 9	30	19,2
	9 – 10	30	12,8
	10 – 11	30	6,4
Л2	1' – 2'	50	68,5
	2' – 3'	20	56
	3' – 4'	30	41
	4' – 5'	30	13,5
Л3	1'' – 2''	70	83,2
	2'' – 3''	20	76,8
	3'' – 4''	20	70,4
	4'' – 5''	20	51,2
	5'' – 6''	20	38,4
	6'' – 7''	20	25,6
	7'' – 8''	20	12,8

Суммарная мощность нагрузки составляет 249,3 кВА. Выбираем ТП мощностью 250 кВА.

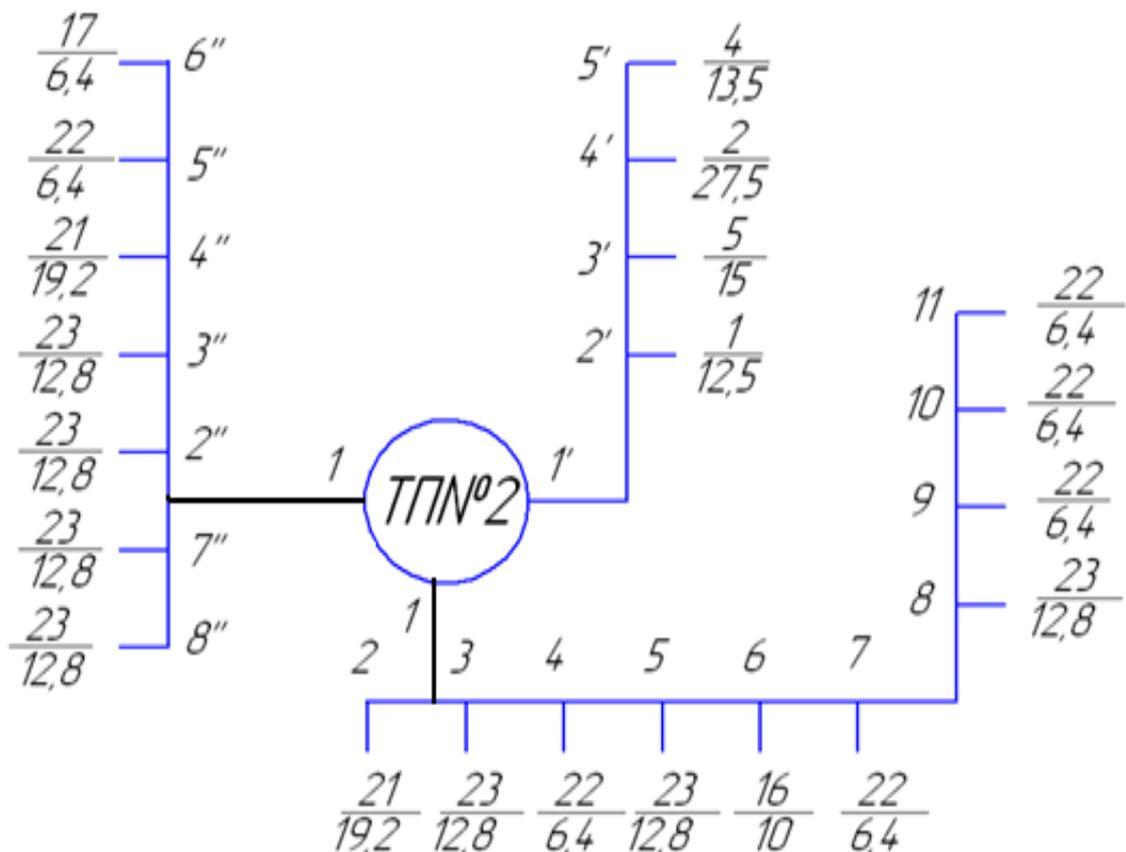


Рисунок 3 Схематичное расположение линий ТП №2

ТП №3.

Таблица 13 – Нагрузка линий ТПЗ

Линия	Расчетный участок	Длина участка, м	Нагрузка, кВА
Л1	1 – 2	20	58,8
	2 – 3	30	56,8
	3 – 4	30	44,8
	4 – 5	30	38,4
	5 – 6	30	32
	6 – 7	30	12,8
	7 – 8	30	6,4
Л2	1' – 2'	30	85
	2' – 3'	30	79
	3' – 4'	30	74
	4' – 5'	30	69
	5' – 6'	30	49,8
	6' – 7'	30	30,6
	7' – 8'	50	25,6
	8' – 9'	30	12,8

Суммарная мощность нагрузки составляет 143,8 кВА. Выбираем ТП мощностью 160 кВА.

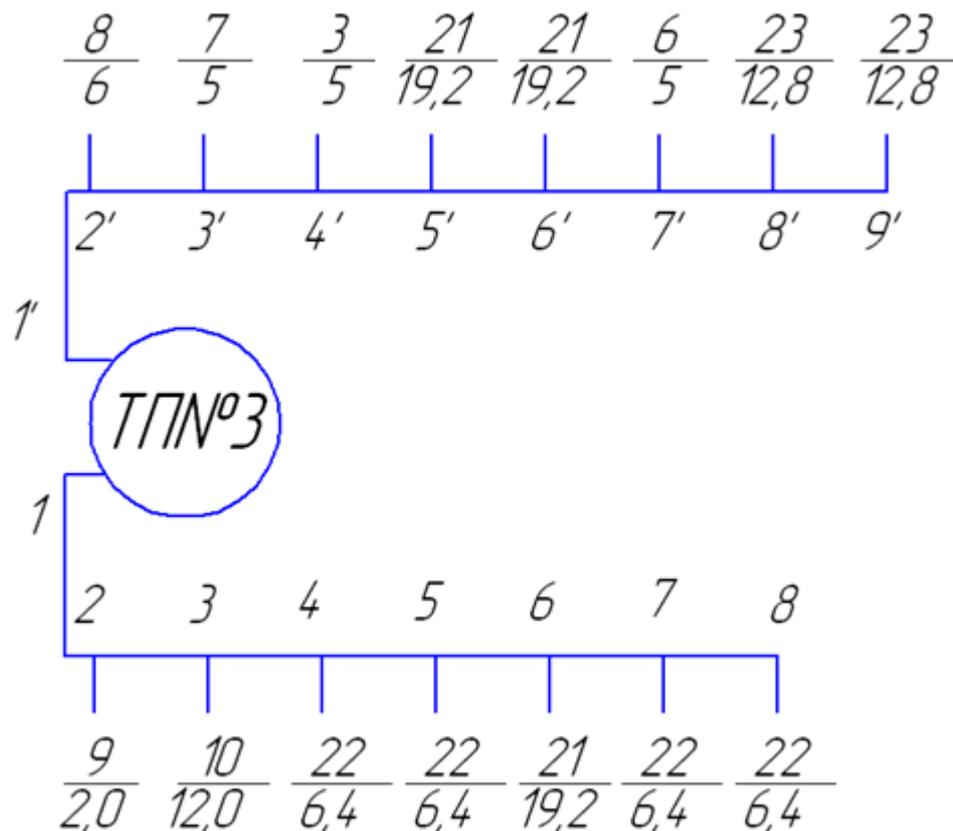


Рисунок 4 Схематичное расположение линий ТП №3

ТП №4.

Таблица 14 – Нагрузка линий ТП4

Линия	Расчетный участок	Длина участка, м	Нагрузка, кВА
Л1	1 – 2	20	43,5
	2 – 3	30	30
	3 – 4	30	16,5
Л3	1'' – 2''	30	49,5
	2'' – 3''	30	33
	3'' – 4''	30	16,5

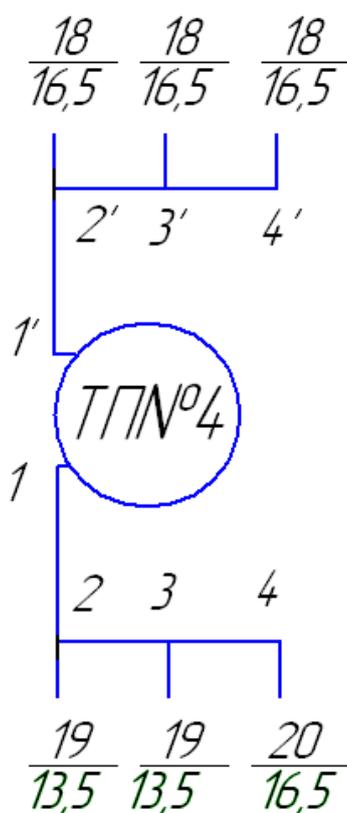


Рисунок 5 Схематичное расположение линий ТП №4

Суммарная мощность нагрузки составляет 93 кВА. Выбираем ТП мощностью 100 кВА.

ТП №5

Таблица 15 – Нагрузка линий ТП5

Линия	Расчетный участок	Длина участка, м	Нагрузка, кВА
Л1	1 – 2	70	89,6
	2 – 3	30	83,2
	3 – 4	50	64
	4 – 5	30	51,2
	5 – 6	30	38,4
	6 – 7	30	25,6
	7 – 8	30	12,8
Л2	1' – 2'	70	76,8
	2' – 3'	30	70,4
	3' – 4'	30	57,6
	4' – 5'	30	44,8
	5' – 6'	30	32
	6' – 7'	30	25,6
	7' – 8'	30	12,8
Л3	1'' – 2''	70	52,3
	2'' – 3''	30	36,1
	3'' – 4''	30	33,1
	4'' – 5''	30	13,9
	5'' – 6''	30	6,4

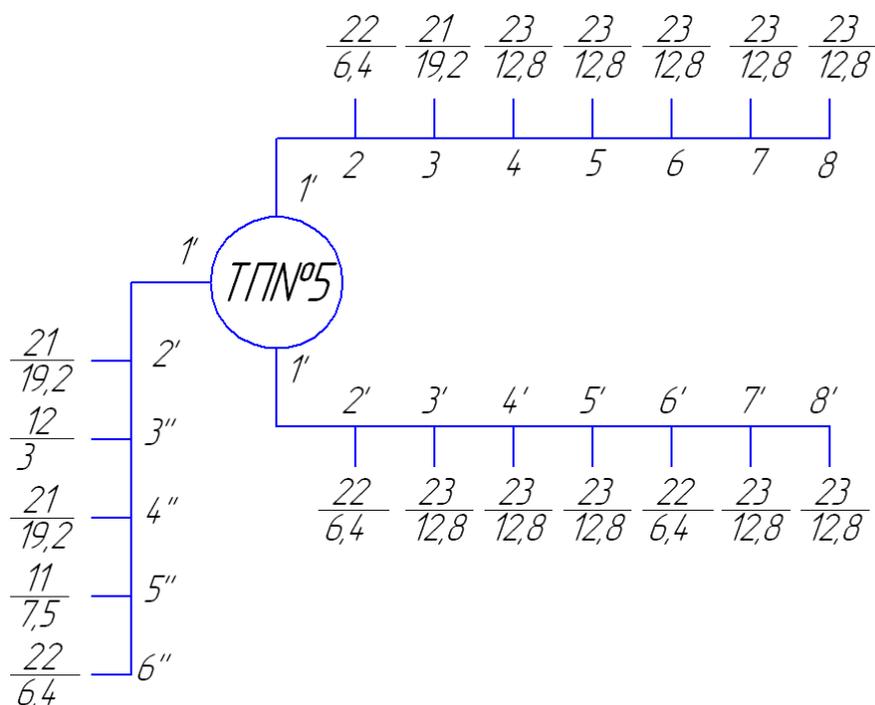


Рисунок 6 Схематичное расположение линий ТП №5

Суммарная мощность нагрузки составляет 218,7 кВА. Выбираем ТП мощностью 250 кВА.

Определяем средневзвешенные коэффициенты мощности и реактивной мощности расчетного участка, для дневного и вечернего максимумов нагрузки, определяются из выражения:

$$\cos \phi_{(\partial, \epsilon) \text{учсв}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(\partial, \epsilon)i} \cdot \cos \phi_{(\partial, \epsilon)i}}{\sum_{i=1}^n P_{(\partial, \epsilon)i}}, \quad (2.9)$$

$$\operatorname{tg} \phi_{(\partial, \epsilon) \text{учсв}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(\partial, \epsilon)i} \cdot \operatorname{tg} \phi_{(\partial, \epsilon)i}}{\sum_{i=1}^n P_{(\partial, \epsilon)i}}, \quad (2.10)$$

где:  $\cos \phi_{(\partial, \epsilon)i}$ ,  $\operatorname{tg} \phi_{(\partial, \epsilon)i}$  – соответственно коэффициенты мощности и реактивной мощности потребителей расчетного участка

Производим пример расчёта средневзвешанного коэффициента для подстанции ТП №1

$$\cos \varphi = \frac{(48 + 12 + 10,5) \cdot 0,7}{48 + 12 + 10,5} = 0,7$$

Для подстанции ТП №2. Все потребители подключённые к ТП №2 коммунально-бытовые следовательно  $\cos \varphi$  будет равен справочному значению 0,9.

Для подстанции ТП №3. Все потребители подключённые к ТП №3 коммунально-бытовые следовательно  $\cos \varphi$  будет равен справочному значению 0,9.

Все потребители подключённые к ТП №4 производственные следовательно  $\cos \varphi$  принимаем из справочника 0,7.

Для подстанции ТП№5. Все потребители подключённые к ТП №5 коммунально-бытовые следовательно  $\cos\varphi$  будет равен справочному значению 0,9.

#### 2.4 Выбор силового трансформатора и КТП10/0,4 кВ

Силовой трансформатор КТП выбирается из условия:

$$S_p \leq S_{эв}, \quad (2.11)$$

где:  $S_{эв}$  – верхняя границы экономических интервалов нагрузки для трансформатора принятой номинальной мощности, кВА;

$S_p$  – расчетная мощность ТП, кВА.

Расчетная мощность ТП определяется по формуле

$$S_p = K_{рн} \cdot S_{тп макс}, \quad (2.12)$$

где:  $K_{рн}$  – коэффициент роста нагрузок

Проверим выбранный трансформатор по систематически допустимой перегрузке в номинальном и после аварийном режимах:

$$S_p \leq S_{тр макс}, \quad (2.13)$$

$$S_p < S_{тр ном} \cdot K_{ном А}, \quad (2.14)$$

где:  $S_{тр.макс}$  – максимальная систематическая перегрузка трансформатора, кВА;

$K_{ном.А}$  – коэффициент допустимых после аварийных перегрузок трансформаторов.

Приводим пример выбора силового трансформатора для подстанции ТП№1.

Определяем расчётную мощность:

$$S_p = k_{pn} \cdot S_{тр.макс},$$

$k_{pn}$  – справочное значение  $k_{pn} = 1,3$ .

$$S_p = 1,3 \cdot 70,5 = 91,65 \text{ кВА}.$$

Из справочника выбираем трансформатор ТМ 100 10/0,4 мощностью  $S_{ном} = 100 \text{кВА}$

$$91,65 > 100$$

$$91,65 > 100 \cdot 0,95$$

Так как условия выполняются следовательно принимаем трансформаторную подстанцию ТП №1 мощностью 100кВА.

Для ТП №2 принимаем трансформатор ТМ 400 10/0,4 мощностью 400кВА.

Для ТП №3 принимаем трансформатор ТМ 250 10/0,4 мощностью 250кВА.

Для ТП №4 принимаем трансформатор ТМ 160 10/0,4 мощностью 160кВА.

Для ТП №5 принимаем трансформатор ТМ 400 10/0,4 мощностью 400кВА.

Определение суммарных электрических нагрузок линии 10 кВ по участкам производится отдельно для дневного и вечернего максимумов нагрузки, начиная с наиболее удаленного от ТП участка.

$$S_{(д,в)уч} = k_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{(д,в)i}, \quad (2.15)$$

где:  $k_0$  – коэффициент одновременности

Следовательно:

$$S_0 = 0,85 \cdot (100 + 400 + 250 + 160 + 400) = 1114 \text{ кВА}.$$

Определив мощность линии 10кВ по справочнику выбираем трансформатор 35/10кВ. Принимаем трансформатор ТМ 1600 35/10кВ с номинальной мощностью 1,6 МВА.

## 2.5 Расчет сети 0,4 кВ

Электрический расчет сети 0,4 кВ производится по методу наименьших затрат с последующей проверкой по потере напряжения.

Марки и площадь сечения проводов по наименьшим приведенным затратам выбираются по таблицам интервалов экономических нагрузок. Основой выбора является расчетная эквивалентная мощность по участкам сети, которая определяется по дневному максимуму:

$$S_{\text{э уч } \partial} = k_{\partial} \cdot S_{\partial \text{ уч}}, \quad (2.16)$$

где:  $k_{\partial}$  – коэффициент динамики роста нагрузок;

$S_{\partial \text{ уч}}$ , – полная мощность дневного максимума кВА.

Провод выбирается по наибольшему значению.

Падение напряжения на проводах линии определяем по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \sum S \cdot l_i (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi),$$

где  $l_i$  - длина  $i$ -го участка линии, км;

$r_0$  – активное сопротивление провода, Ом/км, принимают в зависимости от марки провода;

$x_0 = 0,06$  Ом/км – индуктивное сопротивление провода любой марки;

$\cos \varphi = 0,82$  – коэффициент мощности.

Проверка по допустимой потере напряжения осуществляется по формуле:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100$$

Потеря напряжения допускается не более 5%.

Приведем пример расчета для ТП №1.

Линия Л1

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 22,5 \cdot 35 \cdot 10^{-3} (1,9 \cdot 0,82 + 0,06 \cdot 0,56) = 2,17 \text{ В},$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100 = \frac{2,17}{380} \cdot 100 = 0,58\% .$$

Сравнивая полученное значение падения напряжения для линии Л1 0,58% с предельно допустимым 5%, делаем вывод, что падение напряжения на линии соответствует требованиям.

Линия Л2

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 48 \cdot 35 \cdot 10^{-3} (1,9 \cdot 0,82 + 0,06 \cdot 0,56) = 4,63 \text{ В},$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100 = \frac{4,63}{380} \cdot 100 = 1,22\% .$$

Сравнивая полученное значение падения напряжения для линии Л2 1,22% с предельно допустимым 5%, делаем вывод, что падение напряжения на линии соответствует требованиям.

Сечения проводов на каждом участке занесем в таблицы 16 - 20.

ТП №1.

Таблица 16 – Сечения проводов ТП1

Линия	Участок	Длина участка	Нагрузка, кВА	Марка провода
Л1	1 – 2	55	22,5	СИП 4×16 2С
	2 - 3	20	12	СИП 4×16 2С
Л2	1' – 2'	35	48	СИП4×25 2С

ТП №2.

Таблица 17 – Сечения проводов ТП2

Линия	Участок	Длина участка	Нагрузка, кВА	Марка провода
Л1	1 – 2	20	97,6	СИП 4×50 2С
	2 – 3	30	78,4	СИП 4×35 2С
	3 – 4	50	65,6	СИП 4×35 2С
	4 – 5	30	59,2	СИП 4×35 2С
	5 – 6	50	46,4	СИП4×25 2С
	6 – 7	30	36,4	СИП4×16 2С
	7 – 8	30	32	СИП4×16 2С
	8 – 9	30	19,2	СИП-1 4×10
	9 – 10	30	12,8	СИП-1 4×10
	10 – 11	30	6,4	СИП-1 4×10
Л2	1' – 2'	50	68,5	СИП 4×35 2С
	2' – 3'	20	56	СИП 4×25 2С
	3' – 4'	30	41	СИП4×25 2С
	4' – 5'	30	13,5	СИП-1 4×10
Л3	1'' – 2''	70	83,2	СИП 4×50 2С
	2'' – 3''	20	76,8	СИП 4×50 2С
	3'' – 4''	20	70,4	СИП 4×35 2С
	4'' – 5''	20	51,2	СИП4×25 2С
	5'' – 6''	20	38,4	СИП4×25 2С
	6'' – 7''	20	25,6	СИП 2АС 4×10
	7'' – 8''	20	12,8	СИП-1 4×10

ТП №3.

Таблица 18 – Сечения проводов ТП3

Линия	Участок	Длина участка	Нагрузка, кВА	Марка провода
1	2	3	4	5
Л1	1 – 2	20	58,8	СИП4×25 2С
	2 – 3	30	56,8	СИП4×25 2С
	3 – 4	30	44,8	СИП4×25 2С
	4 – 5	30	38,4	СИП4×25 2С
	5 – 6	30	32	СИП4×16 2С
	6 – 7	30	12,8	СИП-1 4×10
	7 – 8	30	6,4	СИП-1 4×10
Л2	1' – 2'	30	85	СИП4×50 2С
	2' – 3'	30	79	СИП4×50 2С
	3' – 4'	30	74	СИП4×35 2С
	4' – 5'	30	69	СИП4×35 2С
	5' – 6'	30	49,8	СИП4×25 2С
	6' – 7'	30	30,6	СИП4×16 2С
	7' – 8'	50	25,6	СИП4×16 2С
	8' – 9'	30	12,8	СИП-1 4×10

ТП №4.

Таблица 19 – Сечения проводов ТП4

Линия	Участок	Длина участка, м	Нагрузка, кВА	Марка провода
Л1	1 – 2	20	43,5	СИП4×25 2С
	2 – 3	30	30	СИП4×16 2С
	3 – 4	30	16,5	СИП-1 4×10
Л3	1'' – 2''	30	49,5	СИП4×25 2С
	2'' – 3''	30	33	СИП4×16 2С
	3'' – 4''	30	16,5	СИП-1 4×10

ТП№5

Таблица 20 – Сечения проводов ТП5

Линия	Расчетный участок	Длина участка, м	Нагрузка, кВА	Марка провода
1	2	3	4	5
Л1	1 – 2	70	89,6	СИП4×50 2С
	2 – 3	30	83,2	СИП4×50 2С
	3 – 4	30	64	СИП4×35 2С
	4 – 5	30	51,2	СИП4×35 2С
	5 – 6	30	38,4	СИП4×25 2С
	6 – 7	30	25,6	СИП4×16 2С
Л2	7 – 8	30	12,8	СИП-1 4×10
	1' – 2'	70	76,8	СИП4×50 2С
Л3	2' – 3'	30	70,4	СИП4×50 2С
	3' – 4'	30	57,6	СИП4×35 2С
	4' – 5'	30	44,8	СИП4×25 2С
	5' – 6'	30	32	СИП4×16 2С
	6' – 7'	30	25,6	СИП4×16 2С
	7' – 8'	30	12,8	СИП-1 4×10
	1'' – 2''	70	52,3	СИП4×35 2С
Л3	2'' – 3''	30	36,1	СИП4×25 2С
	3'' – 4''	30	33,1	СИП4×25 2С
	4'' – 5''	30	13,9	СИП4×16 2С
	5'' – 6''	30	6,4	СИП-1 4×10

**2.6 Расчет сети 10 кВ.**

Выбор проводов воздушных линий ВЛ 10 кВ производится аналогично выбору проводов ВЛ 0,4 кВ.

Результаты выбора сводим в таблицу 21

Таблица 21 – Сечения проводов

Линия 10кВ	№ ТП	Длина участков	Нагрузка кВА	Марка проводов
Л1	№1	0,8	100	ЗАС-35
	№2	0,781	400	ЗАС-95
	№3	0,09	250	ЗАС-50
	№4	0,450	160	ЗАС-50
	№5	1,2	400	ЗАС-95

## 2.7 Проверка ВЛ 0,4 кВ по условию пуска электродвигателя

Произведем проверку ВЛ 0,38 кВ по условию пуска электродвигателя котельной «Центральная». При пуске данного двигателя напряжение на его зажимах не должно снизиться более чем на 30% от номинального напряжения линии, в то время, как напряжение на остальных электроприемниках не должно уменьшиться более чем на 20% от номинального напряжения линии.

Потеря напряжения при пуске электродвигателя определяется:

$$\Delta U \% = \frac{Z_{mp}^{(3)} + Z_l}{Z_{mp}^{(3)} + Z_l + Z_{дв}} \cdot 100, \quad (2.17)$$

где:  $Z_{тр}^{(3)}$  – полное сопротивление трансформатора при коротком замыкании, Ом;

$Z_l$  – полное сопротивление линии от ТП до электродвигателя, Ом;

$Z_{дв}$  – полное сопротивление электродвигателя при коротком замыкании, Ом.

Полное сопротивление линии:

$$Z_l = \sum_{i=1}^n Z_{yчi}, \quad (2.18)$$

где:  $\sum Z_{yчi}$  – сумма полных сопротивлений участков сети, Ом;

$$Z_{yч} = \sqrt{Z_0^2 + X_0^2}, \quad (2.19)$$

где:  $Z_0$  и  $X_0$  – соответственно активное и индуктивное сопротивление участков линии, Ом.

Сопротивление электродвигателя при коротком замыкании:

$$Z_{\text{дв}} = \frac{U_{\phi}}{K_n \cdot I_{\phi}}, \quad (2.20)$$

где:  $U_{\phi}$  - фазное напряжение электродвигателя, В;

$K_n$  – кратность пускового тока;

$I_{\phi}$  – фазный ток двигателя, А.

Фактическое отклонение напряжения на зажимах электродвигателя в период его пуска определяются следующим образом:

$$\delta U \% = \Delta U_{\text{л}} \% + \Delta U_{\text{тр}} \% - \delta U_{\text{надб}} \% \pm \delta U_{\text{откл}} \% , ,$$

где  $\Delta U_{\text{л}}\%$  - потери напряжения в предварительно загруженной линии при пуске электродвигателя;

$\Delta U_{\text{тр}}\%$  - потери напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя с учетом загрузки трансформатора другими электроприемниками;

$\delta U_{\text{надб}}\%$  - надбавки трансформатора;

$\delta U_{\text{откл}}\%$  - отклонение напряжения на шинах первичного напряжения трансформатора от его номинального значения при 100% загрузке питающей линии (знак минус принимают при положительном отклонении).

Потери напряжения в линии,  $\Delta U_{\text{л}}\%$ , определяются по следующей формуле:

$$\Delta U_{\text{л}} \% = \Delta U_{\text{л.д.п.}} \% \cdot \frac{z_{\text{л}}}{z_{\text{л}} + z_{\text{дв}}} \cdot 100,$$

где:  $\Delta U_{\text{л.д.п.}}\%$  - потери напряжения в линии до пуска электродвигателя, определяется по следующей формуле:

$z_{\text{л}}$  – полное сопротивление линии, питающей запускаемый АД, Ом;

$Z_{дв}$  – полное сопротивление АД при пуске, т.е. при заторможенном роторе, Ом.

Значение  $\Delta U_{доп\%}$  определяется по следующей формуле:

$$\Delta U_{л.д.н.\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\max} \cdot l \cdot (r_1 \cdot \cos \varphi + x_1 \cdot \sin \varphi)}{U_n} \cdot 100,$$

где:  $I_{\max}$  – максимальный расчетный ток в линии при пуске АД, А;

$l$  – длина линии, км;

$r_1, x_1$  – соответственно активное и реактивное сопротивление линии длиной 1 км, Ом/м;

$U_n$  – номинальное напряжение линии,  $U_n = 380В$ ;

Значение  $z_l$  определяется следующим образом:

$$z_l = l \cdot \sqrt{r_1^2 + x_1^2}.$$

Значение  $z_{дв}$  определяется следующим образом:

$$z_{дв} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_n};$$

где:  $I_n$  – номинальный ток АД, А;

$k_i$  – кратность пускового тока ЭД.

Потеря напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя определяется следующим образом:

$$\Delta U_{mp\%} = \frac{U_k\%}{S_m} \sqrt{(k_{i\phi} \cdot S_{дв} \cdot \cos \varphi_{н.дв} + S_n \cdot \cos \varphi_n)^2 + (k_{i\phi} \cdot S_{дв} \cdot \sin \varphi_{н.дв} + S_n \cdot \sin \varphi_n)^2},$$

где:  $U_k\%$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_T$  – полная номинальная мощность трансформатора, кВ.А;

$k_{i\phi}$  – фактическая кратность пускового тока электродвигателя с учетом снижения напряжения ;

$S_{дв}$  – полная номинальная мощность электродвигателя, кВ.А;

$\cos\varphi_{п.дв.}$  – коэффициент мощности электродвигателя в начальный момент пуска;

$S_H$  – полная суммарная мощность прочей нагрузки, кВ.А;

$\cos\varphi_H$  – коэффициент мощности прочей нагрузки, примем 0.8.

Значения  $k_{i\phi}$  и  $\cos\varphi_{п.дв.}$  определяются по следующим формулам:

$$k_{i\phi} = \frac{100 \cdot k_i}{100 + U_k \% \frac{S_{дв}}{S_H}} \cdot \frac{z_{л.дв}}{z_{л.дв}}$$

$$\cos\varphi_{п.дв.} = \frac{\eta_{дв} \cdot \cos\varphi_{дв} (\mu_n + 0.025 \cdot k_i^2)}{(1 - S_{дв})k_i},$$

$$z_{л.дв.} = \sqrt{(r_{дв} + r_{л})^2 + (x_{дв} + x_{л})^2},$$

где  $Z_{л.дв.}$  – полное сопротивление линии вместе с двигателем во время пуска;

$\eta_{дв}$ ,  $\cos\varphi_{дв.}$ ,  $\mu_n$ ,  $S_{дв}$  – соответственно номинальные значения КПД, коэффициента мощности, кратности пускового момента, скольжения электродвигателя.

$r_{дв}$ ,  $x_{дв}$  – активное и реактивное сопротивление короткого замыкания электродвигателя;

$r_{л}$ ,  $x_{л}$  – активное и реактивное сопротивление линии.

В задании даются лишь параметры трансформатора, линии, загрузка трансформатора. Остальные величины для уточненного расчета следует

вычислить. При этом  $\cos\varphi_{п.дв.}$  можно принять равным  $\cos\varphi_{н.дв.}$ , коэффициент мощности прочей нагрузки – 0.8.

$$S_{дв} = \frac{P_n}{\eta_n \cdot \cos \varphi_n},$$

$$r_{дв} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_n \cos \varphi_k},$$

$$x_{дв} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_n \cdot \sin \varphi_k}.$$

Принимаем:

$$\cos \varphi_k = 0.4, \quad \delta U_{откл} \% = -3\%, \quad \delta U_{надб} \% = 7.5\%, \quad \cos \varphi = 0.8.$$

Данные к расчету:

Мощность трансформатора 100кВА, загрузка трансформатора –85%, линия Л2 длиной 0,2 км, мощность большего двигателя равна 55кВт. Двигатель типа 4А250М6У3

Синхронная частота вращения 1000 мин-1

Технические данные электродвигателя сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Технические данные электродвигателя

Тип	$P_n,$ кВт	$I_n,$ А	$n_n,$ мин <sup>-1</sup>	$\cos \varphi_n$	$\eta_n,$ %	$\frac{I_{II}}{I_n}$	$\frac{M_{II}}{M_n}$	$\frac{M_{max}}{M_n}$	$m,$ кг
4А250М6У3	55	103	985	0,89	91,5	6,5	1,2	2,1	535,0

Подставляя числовые значения, рассчитываем:

$$n = 1000(1 - 0,015) = 985 \text{ об/мин},$$

$$\omega_n = 0,105 \cdot 985 = 103,42 \text{ рад/с},$$

$$M_n = \frac{55000}{103,42} = 531 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

$$M_{n.n.} = k_n \cdot M_n = 2,1 \cdot 531 = 1115 \text{ Н} \cdot \text{м} - \text{пусковой момент ЭД},$$

$$I_{n.об.} = \frac{55000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,915 \cdot 0,89} = 102,6 \text{ А}.$$

Расчет  $\Delta U_{л.д.н.} \%$  :

$$z_{об} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 6,5 \cdot 102,6} = 0,32 \text{ Ом},$$

$$r_l = 1,28 \text{ Ом/км}, \quad x_l = 0,319 \text{ Ом/км}, \quad l = 0,3 \text{ км}, \quad \cos \varphi = 0,8,$$

$$z_l = 0,2 \cdot \sqrt{1,28^2 + 0,319^2} = 0,26 \text{ Ом},$$

$$S_{p.мп.} = 0,8 \cdot 100 = 80 \text{ кВА}.$$

Без рассчитываемого электродвигателя  $S_p = 80 - 67,5 = 12,5 \text{ кВА}$ .

$$I_{\max} = \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 19 \text{ А},$$

$$\Delta U_{л.д.н.} \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 19 \cdot 0,2 \cdot (1,28 \cdot 0,8 + 0,379 \cdot 0,6)}{380} \cdot 100 = 2,17\%,$$

$$\Delta U_n \% = 2,17 + \frac{0,4}{0,4 + 1,33} \cdot 100 = 25,2\%,$$

Расчет  $\Delta U_{mp} \% : \cos \varphi_k = 0,4$ .

$$S_{\text{дв}} = \frac{55000}{0,89 \cdot 0,915} = 67,5 \text{ кВА},$$

$$r_{\text{дв}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 6,5 \cdot 103 \cdot 0,4} = 0,82 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{дв}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 6,5 \cdot 103 \cdot 0,92} = 0,36 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{л}} = 0,2 \cdot 1,28 = 0,256 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{л}} = 0,2 \cdot 0,379 = 0,0758 \text{ Ом},$$

$$z_{\text{л.дв.}} = \sqrt{(0,82 + 0,256)^2 + (0,36 + 0,0758)^2} = 1,16 \text{ Ом},$$

$$z_{\text{дв}} = \sqrt{(0,82)^2 + (0,36)^2} = 0,9 \text{ Ом},$$

$$k_{\text{иф}} = \frac{100 \cdot 6,5}{100 + 4,5\% \frac{103}{100}} \cdot \frac{67,5}{1,16} = 7,2 \text{ Ом},$$

$$\cos \varphi_{\text{н.дв.}} = \cos \varphi_{\text{дв.}} = 0,89,$$

$$\Delta U_{\text{мп}} \% = \frac{4,5}{100} \sqrt{(7,2 \cdot 67,5 \cdot 0,89 + 136 \cdot 0,8)^2 + (7,2 \cdot 67,5 \cdot 0,49 + 136 \cdot 0,6)^2} = 2,7\% .$$

Определяем фактическое отклонение напряжения:

$$\delta U \% = 25,2 + 2,7 - 7,5 - 14 = 6,4\%,$$

$$k_u = \frac{271}{380} = 0,713.$$

$$\Delta U \% = \frac{Z_{mp} + Z_{л}}{Z_{mp} + Z_{л} + Z_{дс}} \cdot 100\% \text{ - ориентировочное снижение напряжения, \%},$$

где  $z_{mp} = \frac{U_n \cdot U_{к \%}}{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot 100}$  - сопротивление трансформатора, Ом,

$$z_{mp} = \frac{380 \cdot 4,5}{\sqrt{3} \cdot 103 \cdot 100} = 0,10 \text{ Ом},$$

$$\Delta U \% = \frac{0,1 + 1,16}{0,1 + 1,16 + 0,9} \cdot 100\% = 58\% .$$

Проверим, выполняются ли условия запуска ЭД:

$$\Delta U_{доп} \% \leq \left(1 - \sqrt{\frac{\mu_T + 0,3}{\mu_{мин}}}\right) \cdot 100\% ,$$

где  $\mu_T$ -кратность момента трогания ( $\mu_T = M_T / M_H$ )

$\mu_{мин}$ -кратность минимального момента электродвигателя.

$$\Delta U_{доп} \% \leq \left(1 - \sqrt{\frac{1,2 + 0,3}{2,1}}\right) \cdot 100\% = 15,48\% .$$

## 2.8 Компенсация реактивной мощности на ТП

На шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ расчетная мощность компенсации определяется из выражения:

$$Q_{к ТП} \leq Q_{max}, \tag{2.21}$$

где:  $Q_{\max}$  – максимальная реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ, кВАр.

Принимаем три конденсаторные установки КС1-038-ШУ1 включенные параллельно мощностью по 20 кВАр.

Выбор компенсирующих устройств в сетях 0,38 кВ и на ТП 10/0,4 кВ.

Таблица 23 – Выбор компенсирующих устройств в сетях 0,38 кВ

№ потребит.	Реакт. мощность компенсации		Мощн. конденсат.	Марка конденсатора	Остаток неском. реакт. мощн., кВАр
	$Q_{кд}$ , кВАр	$Q_{кв}$ , кВАр			
14	30,60	4,40	18	КС1-038-ШУ3	12,60
15	30,60	8,80	18	КС1-038-ШУ3	12,60
ТП	69,47	39,46	3x20	КС1-038-ШУ1	33,47

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 0,4 КВ

Расчет токов короткого замыкания производится с целью проверки защитной аппаратуры на термическую и динамическую стойкость, а так же чувствительность и селективность действия. Расчет токов КЗ производится в именованных единицах.

Для выбора уставок автоматов на ТП необходимо рассчитать минимальные однофазные токи короткого замыкания. Ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$I_{КЗ} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\Pi}} ;$$

где  $U_{\phi}$  - фазное напряжение сети;

$Z_T$  - полное сопротивление трансформатора, Ом;

$Z_{\Pi}$  - полное сопротивление петли фаза-нулевой провод:

$$Z_{\Pi} = \Sigma li \sqrt{r_{\phi 0}^2 + r_{0\Pi}^2 + x_{0\Pi}^2} ;$$

где  $r_{\phi 0}$  и  $r_{0\Pi}$  - активные сопротивления петли фаза-нулевой провод и нулевого провода соответственно, Ом;

$x_{0\Pi}$  - реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Расчет проведем на примере ТП №1

Линия 1

$$Z_{\Pi} = 0,055 \cdot \sqrt{6,25^2 + 3,7^2 + 1,38^2} + 0,02 \cdot \sqrt{1,5^2 + 0,888^2 + 0,69^2} = 0,44 \text{ Ом}.$$

Линия 2

$$Z_{\Pi} = 0,035 \cdot \sqrt{9,36^2 + 5,56^2 + 1,6^2} = 0,38 \text{ Ом}.$$

Определяем ток однофазного короткого замыкания для линий

Линия 1

$$I_{кз} = \frac{220}{0,259 + 0,44} = 314 \text{ А}.$$

Линия 2

$$I_{кз} = \frac{220}{0,259 + 0,38} = 344 \text{ А}.$$

Определим ток трехфазного короткого замыкания для линии Л1 по формуле:

$$I_k = \frac{100 \cdot S_n}{4,3 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n};$$

где  $S_n$  – номинальная мощность трансформаторной подстанции, кВА;

$U_n = 0,38 \text{ В}$  – линейное напряжение сети.

$$I_{кз} = \frac{100 \cdot 100}{4,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 2178 \text{ А}.$$

### 3.1 Выбор защитной аппаратуры.

Выбор аппаратуры ТП 10/0,4 кВ.

Выбор аппаратуры ТП осуществляется по следующим параметрам:

По напряжению:  $U_{н.а} \geq U_{сети}$ ;

По току:  $I_{н.а} \geq I_p$ ;

где  $I_p$  – расчетный ток сети.

Для выбора автоматических выключателей определим рабочий ток линий по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (3.1)$$

где:  $S_p$  – расчетная мощность линии, ВА.

Для ТП№1 получим что:

Линия 1  $I_p = 34,18 \text{ А}$ ;

Линия 2  $I_p = 72,93 \text{ А}$ ;

Аппараты защиты определяются на автоматическое срабатывание по формулам:

Для предохранителей:  $I_{кз(1)} \geq I_{пл \text{ вст}}$

где:  $I_{пл \text{ вст}}$  – ток плавкой вставки предохранителя, А.

Для автоматов  $I_{кз(1)} \geq K_p I_{эмр}$

где:  $K_p$  – коэффициент разброса тока срабатывания электромагнитного расцепителя;

$I_{эмр}$  – ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А.

По рабочему току выбираем автоматы ВА1032-03. Тепловые расцепители автоматов выбирают по максимальному длительному рабочему току исходя из условия:

$$I_{расц.} = 1,4 I_p, \quad (3.2)$$

Исходя из этого условия окончательно выбираем следующие автоматы:

Линия 1  $I_{расц.} = 50 A$ ,

Линия 2  $I_{расц.} = 100 A$ ,

Для всех линий выбираем автоматы АЗ134.

Надежность срабатывания проверим при токах однофазных коротких замыканий в конце защищаемого участка исходя из условия:

$$\frac{I_{кз}}{I_{расц.}} \geq 3, \quad (3.3)$$

$$\text{Линия 1 } \frac{314}{50} = 6,28 \geq 3$$

$$\text{Линия 2 } \frac{344}{100} = 3,4 \geq 3$$

Условие выполнено, следовательно, надежность обеспечена. Необходимо, чтобы автоматический выключатель отходящих линий 0,4кВ был согласован с предохранителем ПК-10, установленном на ТП со стороны 10кВ. При КЗ в точке, расположенной за шиной 0,4кВ, первым должен сработать и отключить аварийный режим автомат отходящей линии.

### 3.2 Защита ВЛ 10 кВ

Защита ВЛ 10 кВ выполняется токовыми реле косвенного действия типа РТ – 85.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = I_p \cdot \frac{K_n \cdot K_3 \cdot K_{сх}}{K_в \cdot K_m}, \quad (3.4)$$

где:  $K_n$  – коэффициент надежности;

$K_3$  – коэффициент, учитывающий самозапуск электродвигателей;

$K_{сх}$  – коэффициент схемы;

$k_B$  – коэффициент возврата;

$k_T$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Принимаем:  $k_H = 1,3$ ;  $k_3 = 1,1$ ;  $k_{сх} = 1,0$ ;  $k_B = 0,85$ ;  $k_T = 15$ .

$$I_{cp} = 107 \cdot \frac{1,3 \cdot 1,1 \cdot 1,0}{0,85 \cdot 15} = 12 A$$

Принимаем ток уставки токового реле РТ – 85. Выбранное реле проверяем по чувствительности:

$$\frac{I_{кз}^{(2)}}{I_y \cdot k_m} \geq 1,5, \quad (3.5)$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (3.6)$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot 2178 = 1894.$$

Проверяем чувствительность.

$$\frac{1894}{12 \cdot 15} = 10,5 \geq 1,5 - \text{условие выполняется}$$

### 3.3 Защита трансформатора 10/0,4 кВ

Трансформатор защищается со стороны 10 кВ плавкими предохранителями типа ПК 10.

Плавкая вставка выбирается по условию:

$$I_{вст} \geq 1,25 \cdot I_p$$

Принимаем плавкую вставку на ток 40 А.

Проверим выбранную вставку на отстойку бросков намагничивающего тока:

$$\text{Условие} - I_{вст} \geq 1,5 \cdot I_n$$

$40 > 1.5 \cdot 5,78 = 8,67$  - условие выполняется.

### 3.4 Защита ВЛ 0,4 кВ

Защита отходящих линий 0,4 кВ осуществляется автоматическими выключателями серии ВА 300-ТМ.

Номинальные токи автоматов определяются по условию:

$$I_{н.а.} \geq I_p.$$

Номинальные токи расцепителей определяются по условию:

$$I_{н.р.} \geq I_p.$$

Номинальные токи электромагнитных расцепителей определяются по выражению:

$$I_{эмп} = (3 \text{ или } 12) I_{н.р.}$$

Проверка электромагнитных расцепителей на автоматическое срабатывание осуществляется по условию:

$$I_{эмп} < I_{кз(l)}.$$

Линия 1

$$I_p = 3,41 \text{ A}; I_{кз(l)} = 314 \text{ A}.$$

Принимаем автомат ВА 300-ТМ

Линия 2

$$I_p = 2,93 \text{ A}; I_{кз(l)} = 344 \text{ A}.$$

Принимаем автомат ВА 300-ТМ

## 4 РАСЧЕТ ГПП 110/35/10

### 4.1 Выбор принципиальной схемы подстанции

Распределительное устройство на напряжении 110 кВ выполнено по схеме - одна секционированная система шин с обходной с секционным - обходным выключателями, распределительное устройство на напряжении 35 кВ и 10 кВ выполнено по схеме – одна секционированная система, 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подключаются через вводные выключатели к трансформатору.

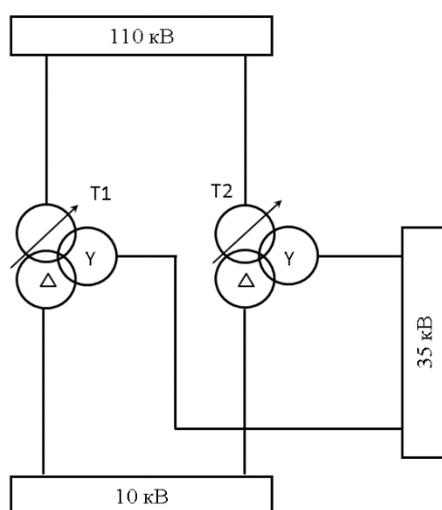


Рисунок 7 – Схема варианта №1

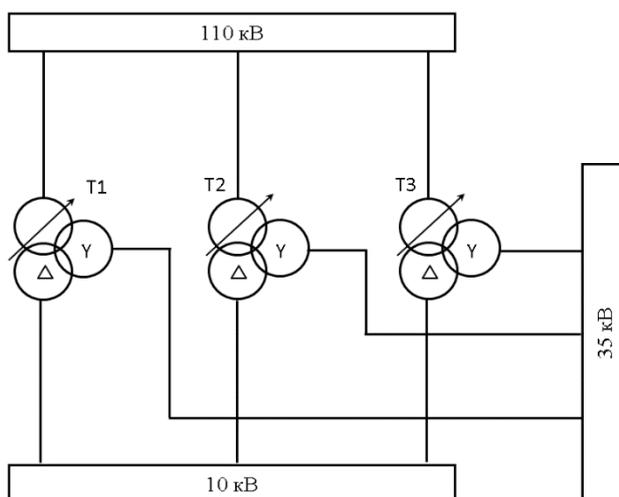


Рисунок 8 – Схема варианта №2

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПОДСТАНЦИИ.

### 5.1 Расчет нагрузок

По исходным данным, принимаемым в соответствии с вариантом, рассчитываются мощности подстанции по напряжениям.

Таблица 28 – Данные о количестве отходящих линий и мощности нагрузки на среднем и низком напряжениях подстанции

$P_{CH}$ , МВт	$n_{\phi}$	3
	$S_{\Sigma}$	14,72
$P_{HH}$ , МВт	$n_{\phi}$	8
	$S_{\Sigma}$	0,2828

Описанная методика выполнена для подстанции на 4 напряжения. В случае подстанции на 3 напряжения выпадает одно из средних напряжений и обозначается как  $U_{CH}$ .

Полные мощности подстанции по ступеням напряжения

$$S_{CH1} = \frac{P_m}{\cos \varphi}, \text{ МВА}, \quad (5.1)$$

$$S_{CH1} = \frac{10}{0,89} = 11,24 \text{ МВА}$$

$$S_{CH2} = \frac{P_m}{\cos \varphi}, \text{ МВА}, \quad (5.2)$$

$$S_{CH2} = \frac{14,7}{0,9} = 16,54 \text{ МВА}$$

$$S_{HH} = \frac{P_m}{\cos \varphi}, \text{ МВА}; \quad (5.3)$$

$$S_{HH} = \frac{0,28}{0,9} = 0,31 \text{ МВА}$$

где  $P_m$  – максимальная активная мощность на данной ступени напряжения, МВт.

Полная мощность на стороне высшего напряжения

$$S_{BH} = S_{CH1} + S_{CH2} + S_{HH}, \text{ МВА}, \quad (5.4)$$

$$S_{BH} = 11,24 + 16,54 + 0,31 = 28,09 \text{ МВА}$$

Реактивные мощности подстанции

$$Q_{CH1} = \sqrt{(S_m^{CH1})^2 - (P_m^{CH1})^2}, \text{ МВАр}, \quad (5.5)$$

$$Q_{CH1} = \sqrt{11,24^2 + 10^2} = 5,13 \text{ МВАр}$$

$$Q_{CH2} = \sqrt{(S_m^{CH2})^2 - (P_m^{CH2})^2}, \text{ МВАр}, \quad (5.6)$$

$$Q_{CH2} = \sqrt{16,54^2 + 14,72^2} = 7,54 \text{ МВАр}$$

$$Q_{HH} = \sqrt{(S_m^{HH})^2 - (P_m^{HH})^2}, \text{ МВАр}, \quad (5.7)$$

$$Q_{HH} = \sqrt{0,31^2 + 0,2828^2} = 0,13 \text{ МВАр}$$

По данным вычисленных мощностей строят графики нагрузок для всех напряжений подстанций. Общий вид графиков приведен на Рис.1. см. приложения

Для каждой ступени напряжения принимается расчетный максимум равный  $P_m$ , МВт, исходя из которого, суточная продолжительность потребления мощности распределяется пропорционально графику. По расчетным графикам рассчитывается годовая энергия потребления.

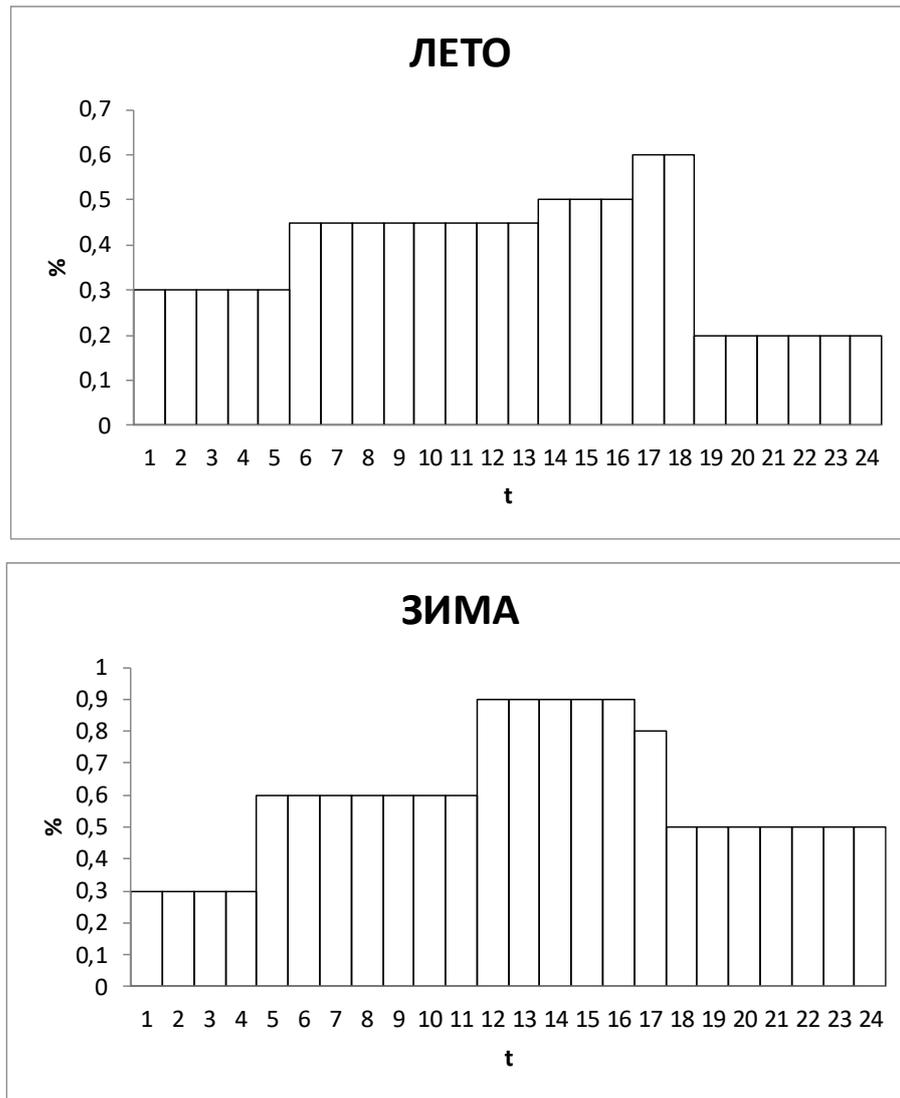


Рисунок 9 – Графики нагрузки

3) Энергия зимних суток.

$$W_{\text{CH1}} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + P_4 \cdot t_4 + P_5 \cdot t_5, \text{ МВт/сут}, \quad (5.8)$$

$$W_{\text{CH1}} = 3 \cdot 5 + 4,5 \cdot 8 + 5 \cdot 2 + 6 \cdot 2 + 2 \cdot 6 = 85 \text{ МВт/сут}$$

$$W_{\text{CH2}} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + P_4 \cdot t_4 + P_5 \cdot t_5, \text{ МВт/сут}, \quad (5.9)$$

$$W_{\text{CH2}} = 4,416 \cdot 5 + 6,624 \cdot 8 + 7,36 \cdot 2 + 8,832 \cdot 2 + 2,944 \cdot 6 = 125,12 \text{ МВт/сут}$$

$$W_{\text{HH}} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + P_4 \cdot t_4 + P_5 \cdot t_5, \text{ МВт/сут}, \quad (5.10)$$

$$W_{\text{нн}} = 0,08484 \cdot 5 + 0,12726 \cdot 8 + 0,1414 \cdot 3 + 0,16968 \cdot 2 + 0,05656 \cdot 6 = 2,55 \text{ М}$$

4) Энергия летних суток.

$$W'_{\text{CH1}} = P_6 \cdot t_6 + P_7 \cdot t_7 + P_8 \cdot t_8 + P_9 \cdot t_9 + P_{10} \cdot t_{10}, \text{ MBm/сут}, \quad (5.11)$$

$$W'_{\text{CH1}} = 3 \cdot 4 + 6 \cdot 7 + 9 \cdot 5 + 8 \cdot 1 + 5 \cdot 7 = 142 \text{ МВт/сут}$$

$$W'_{\text{CH2}} = P_6 \cdot t_6 + P_7 \cdot t_7 + P_8 \cdot t_8 + P_9 \cdot t_9 + P_{10} \cdot t_{10}, \text{ MBm/сут}, \quad (5.12)$$

$$W'_{\text{CH2}} = 4,416 \cdot 4 + 8,832 \cdot 7 + 13,248 \cdot 5 + 11,776 \cdot 1 + 7,36 \cdot 7 = 209,02 \text{ МВт/сут}$$

$$W'_{\text{нн}} = P_6 \cdot t_6 + P_7 \cdot t_7 + P_8 \cdot t_8 + P_9 \cdot t_9 + P_{10} \cdot t_{10}, \text{ MBm/сут}, \quad (5.13)$$

$$W'_{\text{нн}} = 0,08484 \cdot 4 + 0,16968 \cdot 7 + 0,25452 \cdot 5 + 0,22624 \cdot 1 + 0,1414 \cdot 7 = 4,02 \text{ М}$$

5) Электрическая энергия потреблённая за год по каждому графику

$$W_{\text{ГОД}} = W_{\text{ЗС}} \cdot N_3 + W_{\text{ЛС}} \cdot N_{\text{Л}}, \text{ MBm/год}, \quad (5.14)$$

$$W_{\text{ГОД,CH1}} = W_{\text{ЗС,CH1}} + W_{\text{ЛС,CH1}}, \text{ MBm/год}, \quad (5.15)$$

$$W_{\text{CH1,год}} = 85 \cdot 152 + 142 \cdot 213 = 43166 \text{ МВт/год}$$

$$W_{\text{ГОД,CH2}} = W_{\text{ЗС,CH2}} + W_{\text{ЛС,CH2}}, \text{ MBm/год}, \quad (5.16)$$

$$W_{\text{CH2,год}} = 125,12 \cdot 152 + 209,02 \cdot 213 = 63539,5 \text{ МВт/год}$$

$$W_{\text{ГОД,нн}} = W_{\text{ЗС,нн}} + W_{\text{ЛС,нн}}, \text{ MBm/год}, \quad (5.17)$$

$$W_{\text{нн,год}} = 2,55 \cdot 152 + 4,02 \cdot 213 = 1243,86 \text{ МВт/год}$$

$$W_{\text{год}} = 43166 + 63539,5 + 1243,86 = 107949,36 \text{ МВт/год}$$

б) Время максимума потребления нагрузки

$$T_M = \frac{W_{\text{ГОД}}}{P_M}, \text{ час}, \quad (5.18)$$

$$T_M = \frac{107949,36}{25,0028} = 4317,49 \text{ час}$$

$$T_{CH1} = \frac{W_{Г,CH1}}{P_{M,CH1}}, \text{ час}, \quad (5.19)$$

$$T_{M,CH1} = \frac{43166}{10} = 4316,6 \text{ час}$$

$$T_{CH2} = \frac{W_{Г,CH2}}{P_{M,CH2}}, \text{ час}, \quad (5.20)$$

$$T_{CH2} = \frac{63539,5}{14,72} = 4316,54 \text{ час}$$

$$T_{HH} = \frac{W_{ГОД}^{HH}}{P_M^{HH}}, \text{ час}, \quad (5.21)$$

$$T_{M,HH} = \frac{1243,86}{0,2828} = 4398,37 \text{ час}$$

$$T_{M.BH} = \frac{P_{M,CH1} \cdot T_{M,CH1} + P_{M,CH2} \cdot T_{M,CH2} + P_{M,HH} \cdot T_{M,HH}}{P_{M,CH1} + P_{M,CH2} + P_{M,HH}}, \text{ час}, \quad (5.22)$$

$$T_{M.BH} = \frac{16,6 \cdot 10 + 4316,54 \cdot 14,72 + 4398,37 \cdot 0,28}{10 + 14,72 + 0,2828} = 4317,49 \text{ час}$$

7) Время максимальных потерь энергии  $\tau$  рассчитывается, за год на каждом напряжении. Годовая продолжительность времени потерь принимается календарная  $T = 8760$  часов.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час}, \quad (5.23)$$

для каждого напряжения свое время максимальных потерь

$$\tau_{CH1} = \left( 0,124 + \frac{T_M^{CH1}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час}, \quad (5.24)$$

$$\tau_{CH1} = 0,124 + \left( \frac{4316,6}{10000} \right)^2 = 2704,72 \text{ час}$$

$$\tau_{CH2} = \left( 0,124 + \frac{T_M^{CH2}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час}, \quad (5.25)$$

$$\tau_{CH2} = 0,124 + \left( \frac{4316,54}{10000} \right)^2 = 2704,66 \text{ час}$$

$$\tau_{HH} = \left( 0,124 + \frac{T_M^{HH}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час}, \quad (5.26)$$

$$\tau_{HH} = 0,124 + \left( \frac{4398,37}{10000} \right)^2 = 2784,91 \text{ час}$$

## 5.2 Выбор трансформатора

Мощность трансформатора определяется его нагрузкой и определяется как

$$S_{H.TP} \geq (0,7 \div 0,65) \cdot S_M, MVA, \quad (5.27)$$

$$S_{H.TP} \geq 0,7 \cdot 25,0028 = 17,501$$

для каждой ступени напряжения с учетом установки двух трансформаторов.

Вариант 110 кВ два трансформатора.

Для установки в РУ напряжением 110 кВ применяем два трансформатора типа ТДТН–25000/110/35/10.

Выбранный трансформатор проверяют на аварийные перегрузки при выходе одного трансформатора из работы.

Коэффициент аварийной перегрузки определяется по формуле:

$$k_{п.ав} = \frac{S_{max}}{S_{ном.т}}, \quad (5.28)$$

где  $S_{MAX}$  – максимальная мощность по графику нагрузки на стороне ВН

$S_{H.TP}$  – номинальная мощность трансформатора.

$$k_{п.ав} = \frac{25}{25} = 1$$

Выбранный трансформатор должен удовлетворять условию:

$$k_{п.ав} < k_{доп}$$

$k_{доп} = 1,4$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов. Такая перегрузка допускается в течение 5 суток при условии, что коэффициент

предшествующей нагрузки  $k_3$  не более 0,93 и длительность перегрузки не более 6 часов.

$$1 \leq 1,4$$

Условию соответствует.

Вариант 110 кВ три трансформатора.

$$k_{т.ав} = \frac{25}{6,3 \cdot 3} = 1,32$$

$$1,32 \leq 1,4$$

Условию соответствует.

Проверка трансформатора на систематические перегрузки производится при отключении одного из трансформаторов на плановый ремонт во время летнего периода. Вопрос о допустимости систематических перегрузок может быть решен с учетом графиков нагрузочной способности трансформаторов, приведенных в ГОСТ, при этом необходимы следующие параметры:

- система охлаждения (М, Д, ДЦ и Ц);
- постоянная времени нагрева ( $\tau$ );
- эквивалентная температура окружающей среды ( $\theta$ );
- коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика ( $S_{НОМ} \geq S_1$ ).

Намечается два варианта схем подстанции, выполняется их технико-экономический расчет, на основании которого выбирается один из расчетных вариантов. При выборе схем электрических соединений РУ всех напряжений нет необходимости подходить к разработке конструкции каждого РУ.

Проектными организациями разработаны типовые конструкции РУ. Окончательное решение по конструкции РУ применяют на основании технико-экономического решения ряда эскизно-проработанных вариантов компоновок: РУ должны удовлетворять ряду требований согласно ПУЭ. Основные требования: надежность, экономичность, удобство и безопасность обслуживания, пожаробезопасность. В курсовой работе необходимо сравнить 2-

3 варианта электрических схем РУ. Следует учитывать ряд утвердившихся в практике положений, а также некоторые рекомендации:

- для РУ 35 кВ не применяют схемы с обходной системой шин;
- для РУ 110 кВ и выше схемы с одной и двумя системами сборных шин рекомендуется применять только с обходной системой шин;
- в схеме с двумя системами сборных шин секционируют одну систему шин при числе присоединений 12-16Ф: обе системы шин - при числе присоединений более 16. При наличии секционирования в схеме с обходной системой шин функции обходного и шиносоединительного выключателя совмещают в одном выключателе;
- схемы многоугольников рекомендуется применять при одинаковом количестве трансформаторов и линий;
- подключение линий к РУ повышенного напряжения желательно выполнять не более чем двумя выключателями, а подключение трансформаторов- не более чем четырьмя.

Для установки в РУ напряжением 110 кВ применяем два трансформатора типа ТДТН–25000/110/35/10.

Второй вариант: согласно задания есть возможность применить другое напряжение питания. Также при проектировании новых подстанций как правило не устанавливается более двух трансформаторов одного наименования в одном РУ.

Исходя из этого разработка второго варианта заключается в применении другого напряжения номиналом 110 кВ.

Для установки в РУ напряжением 110 кВ применяем три трансформатора типа ТДТН–6300/110/35/10.

Таблица 25 - Параметры выбираемых трансформаторов оформляются в таблицу

$S$ , МВ· А	Тип	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ СН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$U_{квс}$ , %	$U_{кв}$ Н, %	$U_{к}$ СН, %	$P_x$ , кВт	$P_{к}$ , кВт	$I_x$ , %
25	ТДТН-25000/110/35/10	110	35	10	10,5	17	6	100	23	1
6,3	ТДТН-6300/110/35/10	110	35	10	10,5	17	6	14	58	1,2

Главная схема электрических соединений представлена на рис. 10, 11.

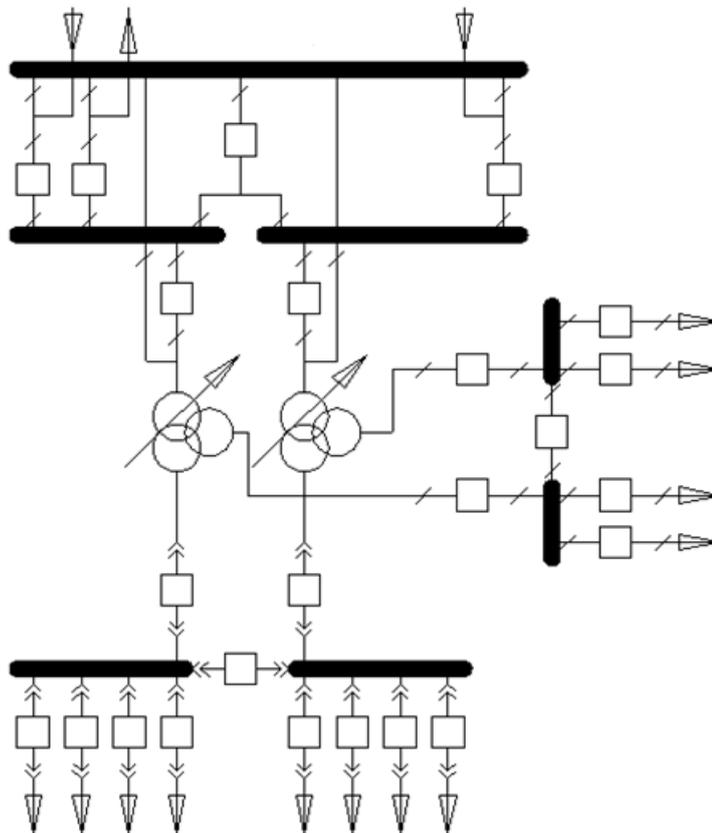


Рисунок 10 – Главная схема электрических соединений варианта 1.

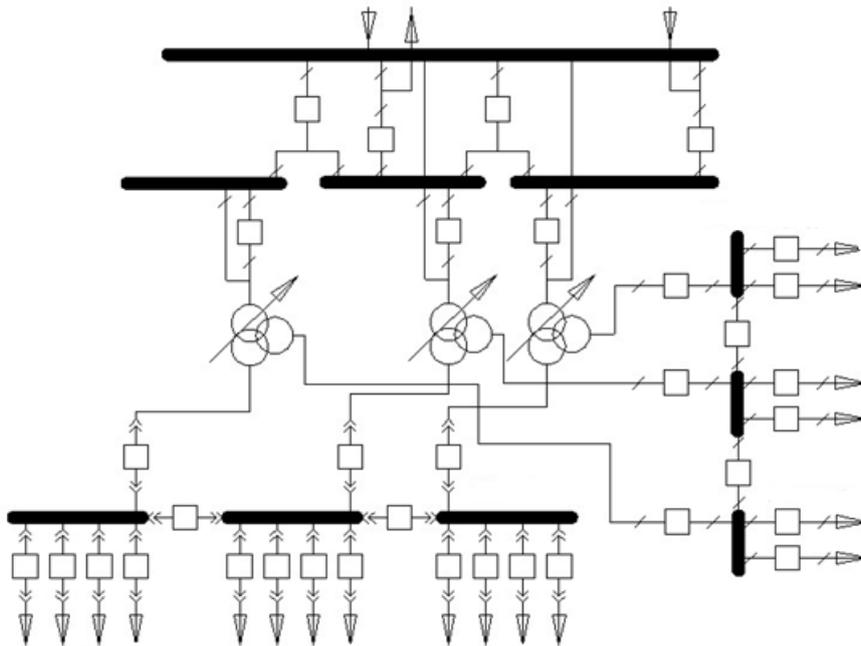


Рисунок 11 – Главная схема электрических соединений варианта 2.

### 5.3 Расчёт потерь электроэнергии для двух вариантов

1) Расчет потерь мощности для трехобмоточных трансформаторов.

Если потери  $KЗ$  даны для пары обмоток ВН-СН, тогда потери отдельных обмоток равны:

$$P_{K,B} = P_{K,C} = P_{K,H} = 0,5 \cdot P_{K,B-C}, \quad (5.29)$$

если, потери КЗ приведены для каждой пары, тогда потери отдельных обмоток равны:

$$P_{K,B} = 0,5 \cdot (P_{K,B-C} + P_{K,B-H} - P_{K,C-H}), \text{кВт}; \quad (5.30)$$

$$P_{K,BH} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ кВт}$$

$$P_{K,C} = 0,5 \cdot (P_{K,B-C} + P_{K,C-H} - P_{K,B-H}), \text{кВт}; \quad (5.31)$$

$$P_{K,CH} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \text{ кВт}$$

$$P_{K,H} = 0,5 \cdot (P_{K,B-H} + P_{K,C-H} - P_{K,B-C}), \text{кВт}, \quad (5.32)$$

$$P_{K,HH} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ кВт}$$

$$P'_{K,HH} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ кВт}$$

$$P'_{K,CH} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \text{ кВт}$$

$$P'_{K,HH} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ кВт}$$

2) Мощности обмоток автотрансформатора при работе под нагрузкой по вариантам:

$$S_M = \sqrt{(P_M^{HH} + P_M^{CH2})^2 + (Q_M^{HH} + Q_M^{CH2})^2}, \text{МВА}. \quad (5.33)$$

3) Потери энергии в автотрансформаторах по каждому варианту -  $\Delta W_{\text{ИВАР}}$ ,  $\Delta W_{\text{ИВАР}}$ :

$$\Delta W_{AT} = N \cdot \left[ P_X \cdot T + P_{K,B} \cdot \left( \frac{S_{M,B}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_B + P_{K,C} \cdot \left( \frac{S_{M,C}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_C + P_{K,H} \cdot \left( \frac{S_{M,H}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_H \right], \text{МВт} \cdot \text{час},$$

$N$  – количество трансформаторов на ПС.

$$\Delta W_1 = 2 \cdot \left[ 0,1 \cdot 8760 + 0,01075 \cdot \left( \frac{11,24}{25} \right)^2 \cdot 2705 + 0,00025 \cdot \left( \frac{16,54}{25} \right)^2 \cdot 2705 + 0,00625 \cdot \left( \frac{0,3}{25} \right)^2 \cdot 2785 \right] = 1763 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_1 = 3 \cdot \left[ 0,014 \cdot 8760 + 0,01075 \cdot \left( \frac{11,24}{6,3} \right)^2 \cdot 2705 + 0,0002 \cdot \left( \frac{16,54}{6,3} \right)^2 \cdot 2705 + 0,00625 \cdot \left( \frac{0,3}{6,3} \right)^2 \cdot 2785 \right] = 632 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

## 5.4 Приведенные затраты

1) Стоимость потерь электроэнергии вычисляется для двух вариантов по выражению:

$$C_{II} = (C_{TP} + C_{ATP}) = \beta \cdot (\Delta W_{TP} + \Delta W_{A_{ATP}}), \quad (5.34)$$

где  $C_{ATP} = \beta \cdot \Delta W_{A_{ATP}}$  - стоимость потерь энергии в автотрансформаторах;

$\beta = 4,13$  руб.кВт/час – стоимость потерь электроэнергии;

$C_{TP} = \beta \cdot \Delta W_{TP}$  - стоимость потерь энергии в трансформаторах;

$$C_{II1} = 1763,17 \cdot 4,13 \cdot 10^3 = 7281892,1 \text{ руб}$$

$$C_{II2} = 631,72 \cdot 4,13 \cdot 10^3 = 2609003,6 \text{ руб}$$

2) Капитальные затраты на основное оборудование ПС вычисляются, в соответствии с укрупненными показателями стоимости по [3]. Для сравнения капитальных затрат вариантов удобнее заполнить таблицу 25.

Таблица 25 – Затраты по вариантам

Наименование оборудования	Стоимость единицы оборудования тыс. руб	Первый вариант.		Второй вариант	
		Кол-во	Общая стоимость тыс. руб	Кол-во	Общая стоимость тыс. руб
T <sub>1</sub> , T <sub>2</sub> , T <sub>3</sub>	29000	0	0	3	87000
T <sub>4</sub> , T <sub>5</sub>	68000	2	136000	0	0
Ячейка ОРУ-110	20800	0	0	1	20800
Ячейка ОРУ-35	21430	1	21430	1	21430
Ячейка КРУ-10	7430	1	7430	1	7430
K <sub>Σобщ</sub>			164860		136660

3) Стоимость отчислений на амортизацию ремонт и обслуживание

$$C_A = \frac{\rho_A + \rho_O}{100} \cdot K, \quad (5.35)$$

где  $\rho_A = 9,4\%$  - норма амортизационных отчислений от капитальных затрат;

$\rho_O = 9,4\%$  - для ОРУ - 110 кВ и ниже – норма отчислений на обслуживание;

$\rho_O = 8,4\%$  - для ОРУ - 220 кВ и выше - норма отчислений на обслуживание;

K- сумма полученных капитальных затрат из таблицы №3 по вариантам;

$$C_{a1} = \frac{(9,4 + 9,4) \cdot 164860}{100} = 30993,68 \text{ руб}$$

$$C_{a2} = \frac{(9,4 + 9,4) \cdot 136660}{100} = 25692,08 \text{ руб}$$

4) Приведённые затраты вычисляются по формуле

$$Z = \rho_H \cdot K + C_A + C_{II}, \quad (5.36)$$

где  $\rho_H = 0,125$  - нормативный коэффициент экономической эффективности

$$Z_1 = 0,125 \cdot 164860 + 30993,68 + 7281892,1 = 7333493,28 \text{ руб}$$

$$Z_2 = 0,125 \cdot 136660 + 25692,08 + 2609003,6 = 2651778,18 \text{ руб}$$

Вывод: Для дальнейшего расчёта выбирается вариант №1 ОРУ-110/35/10 с наименьшими затратами.

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 6.1 Построение расчетной и схемы замещения

Для выбранного варианта составим расчетную схему и схему замещения.

Все элементы в схеме замещения заменим индуктивными сопротивлениями в относительных единицах для соответствующего метода расчета тока КЗ. Секционные выключатели отключены.

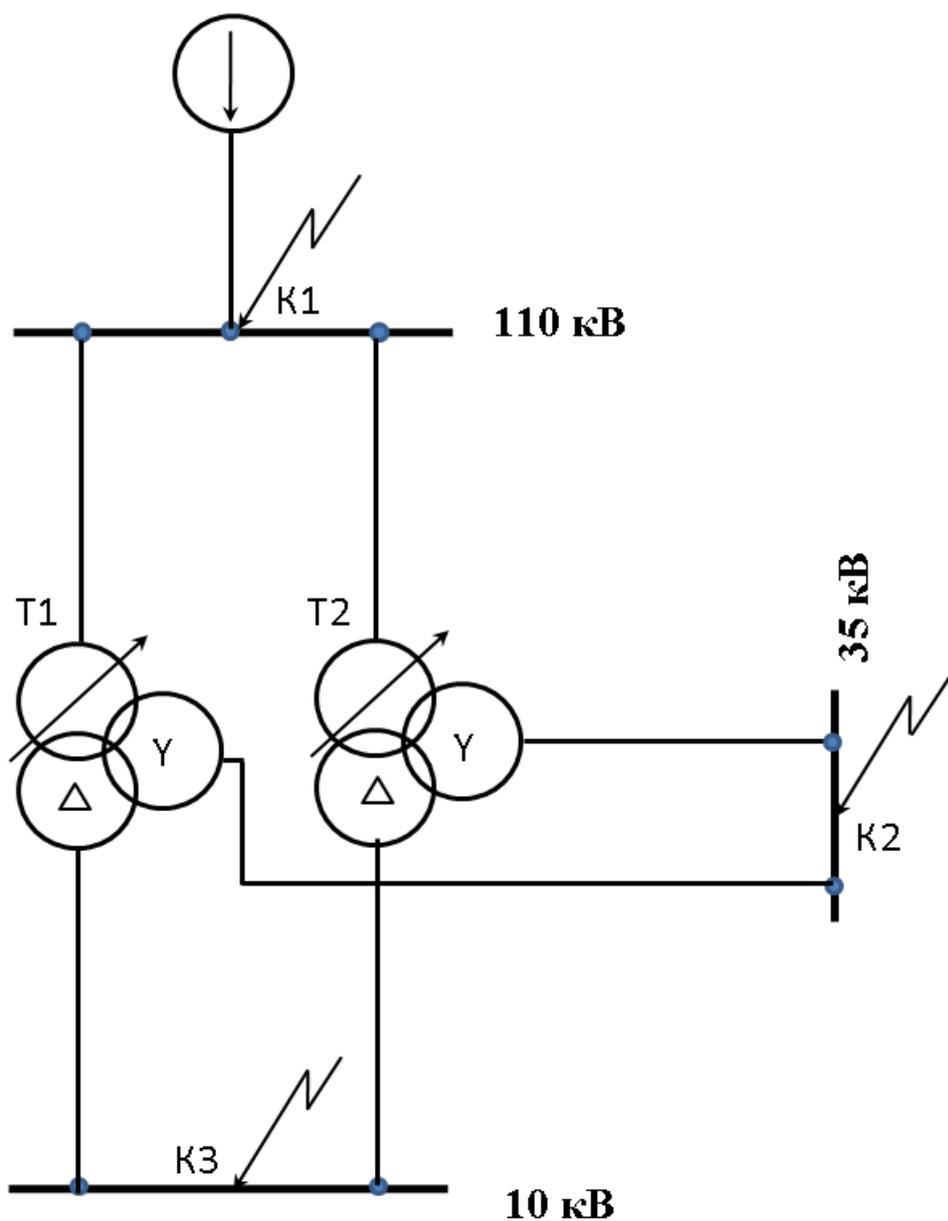


Рисунок 12 – Расчетная схема ПС

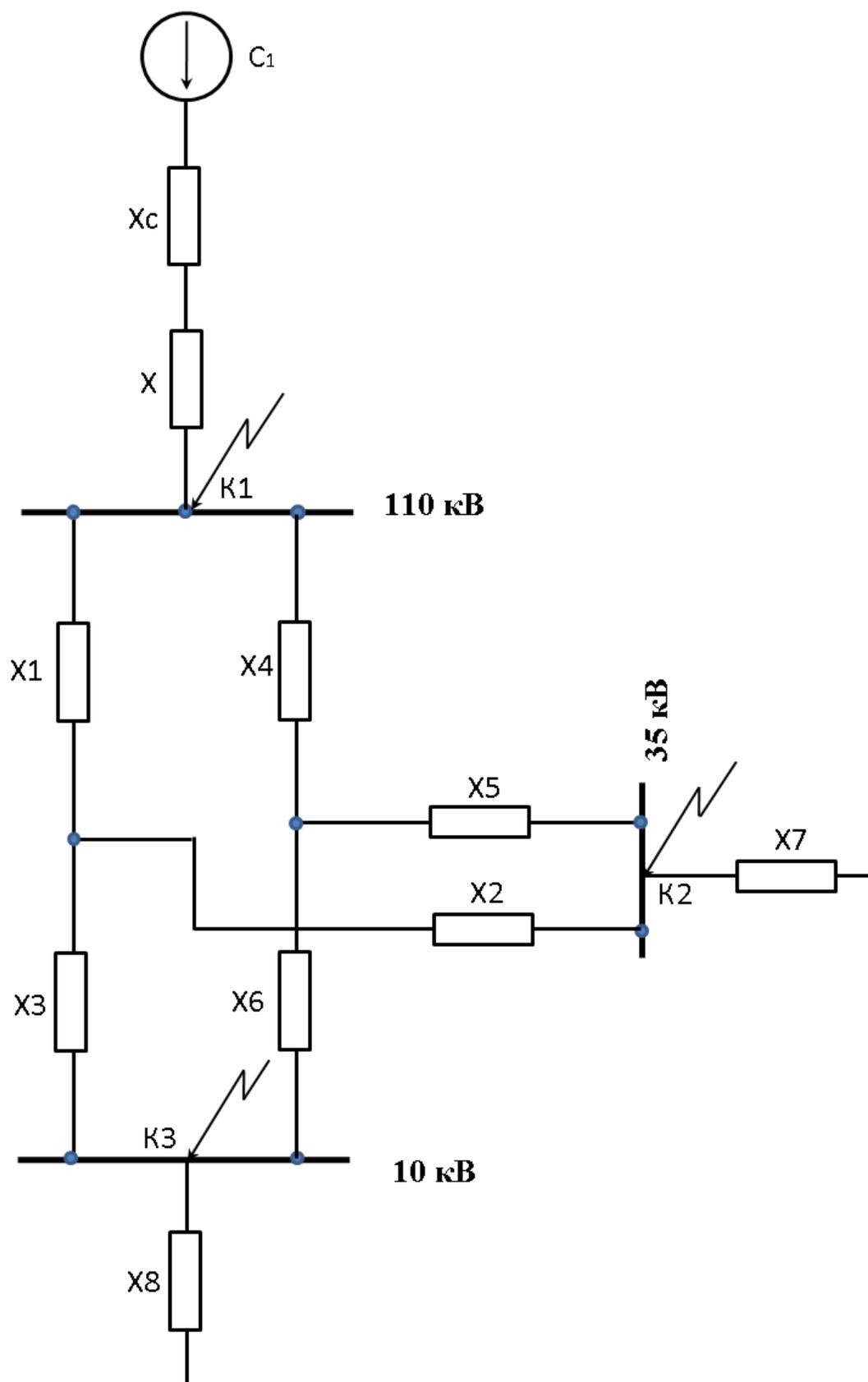


Рисунок 13 – Схема замещения ПС

Задаёмся базисными величинами:

$S_B = 100$  МВА- базисная мощность;

$U_B = U_{CP}$  - базисное напряжение, принимается равным среднему номинальному напряжению ступени КЗ.

$U_{CP} = 115, 37, 10,5$ кВ.

$I_B$  - базисный ток ступени КЗ.

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} \text{ кА}; \quad (6.1)$$

$$I_{BK1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

$$I_{BK2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{BK3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Переведём сопротивления в относительные единицы. Перевод выполним по формулам в таблице П-2 (приложения).

$$x_* = \frac{S_B}{S_K}, \quad (6.2)$$

$$x_1 = \frac{100}{100} = 1 \text{ о.е}$$

$$x_{ATB} = \frac{0,5 \cdot (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (6.3)$$

$$x_1 = x_4 = \frac{0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6)}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 \text{ о.е}$$

$$x_{ATC} = \frac{0,5 \cdot (u_{KB-C} - u_{KB-H} + u_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (6.4)$$

$$x_{3=x_3} = \frac{0,5 \cdot (6 + 17 - 10,5)}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,25 \text{ o.e}$$

$$x_{ATH} = \frac{0,5 \cdot (-u_{KB-C} + u_{KB-H} + u_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}}, \quad (6.5)$$

$$x_{2=x_6} = \frac{0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6)}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 \text{ o.e}$$

$$x_* = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}}, \quad (6.6)$$

$$x_n = x_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, \quad (6.7)$$

«Февральская – Коболдо» провод АС-120/19 L=149,9 км ≈ 150 км.

$$x_{1=x_{n1}} = 0,4 \cdot 150 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,4537 \text{ o.e}$$

Т.к. у нас 2 параллельных линии:

$$x = \frac{x'_{n1} + x''_{n1} + x'''_{n1}}{x'_{n1} \cdot x''_{n1} \cdot x'''_{n1}} \text{ o.e.}, \quad (6.8)$$

$$x' = \frac{0,4537 + 0,4537 + 0,4537}{0,4537 \cdot 0,4537 \cdot 0,4537} = 14,5742 \text{ o.e}$$

$$x = \frac{14,5742}{2} = 7,2871 \text{ o.e}$$

$$x_{7=x_{n2}} = 0,4 \cdot 2,2 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,0643 \text{ o.e}$$

Произведя преобразования в схеме, определим результирующее сопротивление для каждой из намеченных точек КЗ.

$$x_{PEЗK1} = x + x_c, \quad (6.9)$$

$$x_{рез.K1} = 1 + 7,2871 = 8,2871 \text{ о.е}$$

$$x_{PEЗK2} = x_{PEЗ1} + \frac{x_1 + x_2}{2}, \quad (6.10)$$

$$x_{рез.K2} = 8,2871 + \frac{0,43 + 0,43}{2} = 8,7171 \text{ о.е}$$

$$x_{PEЗK3} = x_{PEЗ1} + \frac{x_1 + x_3}{2}, \quad (6.11)$$

$$x_{рез.K3} = 8,2871 + \frac{0,43 + 0,25}{2} = 8,6271 \text{ о.е}$$

Определить начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{по} = \frac{I_B}{x_{PEЗ}} \text{ кА}, \quad (6.12)$$

$$I_{по1} = \frac{0,5}{8,2871} = 0,06 \text{ кА}$$

$$I_{по2} = \frac{1,56}{8,7171} = 0,179 \text{ кА}$$

$$I_{по3} = \frac{5,5}{8,6271} = 0,638 \text{ кА}$$

Определить значение мгновенного амплитудного значения ударного тока.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{по} \text{ кА}, \quad (6.13)$$

где  $k_y$  из таблицы П-1 (приложения).

$$i_{удК1} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 0,06 = 0,156 \text{ кА}$$

$$i_{удК2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 0,179 = 0,436 \text{ кА}$$

$$i_{удК3} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 0,638 = 1,324 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_y = I_{по} \cdot (1 + \sqrt{k_y^2 - 1}) \text{ кА}, \quad (6.14)$$

$$I_{удК1} = 0,06 \cdot (1 + \sqrt{1,717^2 - 1}) = 0,144 \text{ кА}$$

$$I_{удК2} = 0,179 \cdot (1 + \sqrt{1,608^2 - 1}) = 0,404 \text{ кА}$$

$$I_{удК3} = 0,638 \cdot (1 + \sqrt{1,369^2 - 1}) = 1,235 \text{ кА}$$

Полученные токи приведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчётные токи соответствующих точек КЗ.

Точка КЗ	$I_b$ , кА	$I_{по}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$I_{уд}$ , кА
К1	0,5	0,06	0,156	0,144
К2	1,56	0,179	0,436	0,404
К3	5,5	0,638	1,324	1,235

## 7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 7.1 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей

Выбор высоковольтных выключателей:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{отк.ном}, \quad (7.1)$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}; I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (7.2)$$

- по отключающей способности:

- на симметричный ток отключения:

$$I_{п.т} \leq I_{откном}, \quad (7.3)$$

- на возможность отключения апериодической составляющей тока:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}, \quad (7.4)$$

где  $\beta_{ном}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе,

$i_{а.ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

- на электродинамическую стойкость:

- по номинальному току отключения:

$$I'' \leq I_{откном}, \quad (7.5)$$

- по ударному току:

$$i_y \leq i_{дин.}, \quad (7.6)$$

где  $i_y$  – ударный ток к.з. в цепи выключателя.

$i_{дин.}$  – номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата);

- на термическую стойкость (по тепловому импульсу):

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (7.7)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс по расчету;

$I_T^2$  – предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_T$  – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Разъединители и их приводы.

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{отк.ном}, \quad (7.8)$$

- по току:

$$I_{max} \leq I_{ном}; I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (7.9)$$

- по конструкции;

- по роду установки;

- по электродинамической стойкости;

- по ударному току:

$$i_y \leq i_{дин.}, \quad (7.10)$$

где  $i_y$  – ударный ток к.з. в цепи выключателя;

$i_{дин.}$  – номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата).

- по термической стойкости (по тепловому импульсу):

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (7.11)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс по расчету,  $кА \cdot с^2$ ;

$I_T^2$  – предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_T$  – длительность протекания тока термической стойкости,  $с$ .

На стороне ВН:

$$I_{max} = \frac{k_{п.ав} \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (7.12)$$

$$I_{БК1} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,184 \text{ кА}$$

На стороне СН:

$$I_{max} = \frac{S_{\Sigma СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (7.13)$$

$$I_{БК2} = \frac{16,54}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,273 \text{ кА}$$

На стороне НН:

$$I_{\max} = \frac{S_{\Sigma \text{ НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.14)$$

$$I_{\text{бкз}} = \frac{0,31}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,018 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока определяем по формуле:

$$B_K = (I'')^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (7.15)$$

где  $t_{\text{отк}}$  – время отключения тока к.з.

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк.в.}}, \quad (7.16)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время действия основной релейной защиты;

$t_{\text{отк.в.}}$  – полное время отключения выключателя.

Для точки  $K_1$ :

$$t_{\text{откл1}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$$

$$B_{\text{к1}} = 0,06^2 \cdot (0,065 + 0,025) = 0,0003 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$t_{\text{отк.в.}} = 0,055$  полное время отключения выключателя ВЭБ-110.

Для точки  $K_2$ :

$$t_{\text{откл2}} = 0,5 + 0,06 = 0,56 \text{ с}$$

$$B_{\text{к2}} = 0,179^2 \cdot (0,56 + 0,06) = 0,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для точки  $K_3$ :

$$t_{откл3} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с}$$

$$B_{к3} = 0,638^2 \cdot (0,58 + 0,08) = 0,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН):

- по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{отк.ном} \cdot \quad (7.17)$$

Таблица 27 – Расчетные данные по выбору выключателей РУ ВН. ВЭБ-110

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110$	$U_{ном} = 110$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000$	$I_{р.мах} = 184$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{скв} = 65$	$i_{уд} = 0,156$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1875$	$B_{к} = 0,00032$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 25$	$I_{по} = 0,06$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 25$	$I_{пт} = 0,144$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 12,7$	$i_{а.т} = 0,108$	$i_{а.ном} \geq i_{а.т}$

$$B_{к.ном} = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,32 \cdot 31,5 = 14,26 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2} \cdot 0,404 + 0,303 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left( 1 + \frac{32}{100} \right)$$

Таблица 28 – Расчетные данные по выбору выключателей РУ СН. ВГБЭ-35

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35$	$U_{ном} = 35$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630$	$I_{р.мах} = 273$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{скв} = 40$	$i_{уд} = 0,436$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 469$	$B_{к} = 0,02$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 12,5$	$I_{по} = 0,179$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 31,5$	$I_{пт} = 0,404$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 14,26$	$i_{а.т} = 0,303$	$i_{а.ном} \geq i_{а.т}$

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 40 = 28,28 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2} \cdot 0,404 + 0,303 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left( 1 + \frac{50}{100} \right)$$

Таблица 29 – Расчетные данные по выбору выключателей РУ НН ВНПР-10/400-20 У2

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10$	$U_{ном} = 10$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 400$	$I_{р.мах} = 18$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{скв} = 51$	$i_{уд} = 1,324$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 992$	$B_{к} = 0,27$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 25$	$I_{по} = 0,638$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 40$	$I_{пт} = 1,235$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 28,28$	$i_{а.т} = 0,926$	$i_{а.ном} \geq i_{а.т}$

## 7.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбираем на стороне 110 кВ разъединитель РДЗ-110/1000Н.УХЛ1.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_{к} = I_{по.к1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (7.18)$$

$$B_{к} = 5,537^2 \cdot (1 + 0,055 + 0,01 + 0,03) = 33,57 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (7.19)$$

$$B_{к.ном} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$$

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110$	$U_{ном} = 110$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000$	$I_{р.мах} = 184$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{скв} = 63$	$i_{уд} = 0,156$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1875$	$B_{к} = 0,004$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35$	$U_{ном} = 35$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000$	$I_{р.мах} = 273$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{скв} = 10$	$i_{уд} = 0,436$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1875$	$B_{к} = 0,04$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$

### 7.3 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций, линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения.

Поэтому выбор этих защитных аппаратов, как и выбор любого электротехнического оборудования, должен быть тщательно взвешен и обоснован. В связи с изложенным, выбор ОПН, как правило, выполняется в два этапа:

- предварительный выбор;
- после изучения влияющих факторов окончательный выбор.

Одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного (разрядного) тока  $I_p$ , допустимого через варисторы упомянутых защитных аппаратов. При значениях тока больше допустимого  $I_p$

для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности.

Осуществляем предварительный выбор, на стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-У/TEL-110/84 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Основные характеристики ОПН-У/TEL-110/84 УХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток пропускной способности (2 мс), кА
110	110	84	10	550

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КС/TEL 10/10.5 с классом напряжения 10 кВ,

основные характеристики которого представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Основные характеристики ОПН-Т/TEL 35/38,5

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток пропускной способности (2 мс), кА
35	38,5	35	10	550

Произведем проверку выбранных ОПН.

- По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети ( $U_{нрс}$ ), нормируемому ГОСТ 1516.3-96:

$$U_{нро} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (7.20)$$

$$U_{нро} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 66,7 \text{ кВ}$$

$$U_{нрo} \geq 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 6,1 \text{ кВ}$$

$$84 \text{ кВ} \geq 66,7 \text{ кВ}$$

$$10 \text{ кВ} \geq 6,1 \text{ кВ}$$

ОПН для 110 и 10 кВ выбраны верно.

#### 7.4 Выбор и проверка сборных шин

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 – 10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах.

В КРУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Расчётный ток продолжительного режима  $I = 18 \text{ А}$ :

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины марки прямоугольного сечения 15х3 мм с длительно допустимым током равным 165 А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} \leq I_{доп}, \quad (7.21)$$

$$165 \text{ А} \geq 18 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.22)$$

где  $C$  – функция, значение которой принимаем 91 для алюминиевых шин;  
 $B_k$  – расчетный импульс квадратичного тока КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,05 \cdot 10^6}}{91} = 2,5 \text{ мм}^2$$

Определяем пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{q_{\min}}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (7.23)$$

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

$J$  - момент инерции, см<sup>4</sup>;

$q$  - поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (7.24)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 1,5^3}{12} = 0,1 \text{ см}^4$$

$$l^2 \leq \frac{2,5}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,1}{0,45}} = 0,01 \text{ м}$$

Принимаем расположение шин плашмя, пролёт 1 м.

Механический расчет однополосных шин:

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м определяется по выражению:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (7.25)$$

$$f^3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{436^2}{0,25} = 0,04 \text{ Н/м}$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создают изгибающий момент Н·м (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах):

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (7.26)$$

где  $l$  - пролет между опорными изоляторами шинной конструкции,  $l=1$ м.

$$M = \frac{0,04 \cdot 1^2}{10} = 0 \text{ Н·м}$$

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{W \cdot a}, \quad (7.27)$$

где

$$W = \frac{b \cdot h^3}{6}, \quad (7.28)$$

– момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>;

$a$  – расстояние между фазами, м;

$l$  – длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$W = \frac{0,3 \cdot 1,5^3}{6} = 0,1 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{436^2 \cdot 1^2}{2,1 \cdot 0,25} = 0,0437 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$$

$$0,044 \leq 84$$

$$\sigma_{доп} < 0,7 \cdot \sigma_{разр}$$

$$84 \leq 0,7 \cdot 120 = 84$$

Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 34 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_{доп} = 165$	$I_{max} = 18$	$I_{доп} \geq I_{max}$
$\sigma_{доп} = 84$	$\sigma_{расч} = 0,044$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$
$q = 45$	$q_{min} = 2,5$	$q \geq q_{min}$

## 7.5 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Выбираем опорные изоляторы марки ИО-10-3.75 I УЗ.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном.}$$

$$F_{расч} < 0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп}, \quad (7.29)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a}, \quad (7.30)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{436^2 \cdot 1}{0,25} = 0,04 \text{ Н}$$

Таблица 35 – Выбор опорных изоляторов

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
U <sub>ном</sub> = 10	U <sub>расч</sub> = 10	U <sub>ном</sub> ≥ U <sub>расч</sub>
F <sub>доп</sub> = 2250	F <sub>расч</sub> = 0,04	F <sub>доп</sub> ≥ F <sub>расч</sub>

## 7.6 Выбор проходных изоляторов

Выбираем изолятор ИП-10/1000-12.5, Т1.

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

$$0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп}, \quad (7.31)$$

$$0,04 \text{ Н} \leq 3750 \cdot 0,6 = 2250 \text{ Н}$$

$$F_{доп} = 7500 \cdot 0,6 = 4500 \text{ Н}$$

Таблица 36 – Выбор проходных изоляторов

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
U <sub>ном</sub> = 10	U <sub>расч</sub> = 10	U <sub>ном</sub> ≥ U <sub>расч</sub>
F <sub>доп</sub> = 4500	F <sub>расч</sub> = 0,04	F <sub>доп</sub> ≥ F <sub>расч</sub>
I <sub>доп</sub> = 1000	I <sub>мах</sub> = 18	I <sub>доп</sub> ≥ I <sub>мах</sub>

Выбранные изоляторы удовлетворяет условиям выбора, и могут быть приняты к установке.

## 7.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам:

1) по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном.},$$

2) по току:

$$I_{ном} \leq I_{1.ном.} \quad I_{max} \leq I_{1.ном.},$$

3) по конструкции и классу точности;

4) по электродинамической стойкости:

$$i_{ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.} \cdot K_{эд}, \quad (7.32)$$

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости (величина справочная);

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

5) по термической стойкости:

$$B_k = (K_t \cdot I_{1.ном})^2 \cdot t_{терм}, \quad (7.33)$$

где  $K_t$  – кратность термической стойкости, (величина справочная);

$t_{терм}$  – время термической стойкости, (величина справочная).

6) по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2,ном},$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{приб}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $R_к$ :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_к, \quad (7.34)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-304	0,5		0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Выбираем трансформатора тока ТФЗМ 110Б-І/200 У1;ХЛ1. Конструкция его внутренней изоляции базируется на уникальных изоляционных свойствах элегаза и специальной форме экранов, создающих практически однородное электрическое поле.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1:

$$B_к = I_{НО.К1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (7.35)$$

$$B_k = 0,06^2 \cdot (2 + 0,055 + 0,01 + 0,03) = 0,01 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (7.36)$$

$$B_{\text{к.ном}} = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2н} = 30 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I_2^2}, \quad (7.37)$$

$$Z_{2н} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (7.38)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением  $q = 4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0283$ . Длину проводов примем  $l = 60 \text{ м}$ .

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (7.39)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,425 \text{ Ом}$$

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (7.40)$$

где  $r_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ ).

$$z_2 = 0,1 + 0,26 + 0,425 = 0,785 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 16.

Таблица 38 – Выбор трансформатора тока 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110$	$U_{\text{расч}} = 110$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{\text{ном}} = 200$	$I_{\text{расч}} = 184$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$Z_{2\text{н}} = 1,2$	$Z_{\text{нр}} = 0,785$	$Z_{2\text{н}} \geq Z_{\text{нр}}$
$V_{\text{к.ном}} = 192$	$V_{\text{к.расч}} = 0,01$	$V_{\text{к.ном}} \geq V_{\text{к.расч}}$
$I_{\text{дин}} = 82$	$I_{\text{уд}} = 0,156$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

На стороне СН выбираем трансформатор тока ТФЗМ 35А/300 ХЛ1.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-304	0,5		0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	5,5	6

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.к1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (7.41)$$

$$B_{\text{к}} = 0,179^2 \cdot (1,5 + 0,055 + 0,01 + 0,03) = 0,05 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (7.42)$$

$$B_{к.ном} = 14,1^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2н} = 30 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I_2^2}, \quad (7.43)$$

$$Z_{2н} = \frac{20}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (7.44)$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

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

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (7.45)$$

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом}$$

$$z_2 = r_{конт} + r_{пров} + r_{приб}, \quad (7.46)$$

где  $r_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{конт}} = 0.1 \text{ Ом}$ )

$$z = 0,1 + 0,26 + 0,035 = 0,395 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных в таблице 40.

Таблица 40 – Выбор трансформатора тока 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35$	$U_{\text{расч}} = 35$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{\text{ном}} = 300$	$I_{\text{расч}} = 273$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$Z_{2н} = 1,2$	$Z_{\text{нр}} = 0,395$	$Z_{2н} \geq Z_{\text{нр}}$
$B_{\text{к.ном}} = 300$	$B_{\text{к.расч}} = 0,05$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}}$
$I_{\text{дин}} = 63$	$I_{\text{уд}} = 0,436$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Выбираем трансформатор тока ТПЛК – 10-У3-300 на секционной ячейке на стороне 10 кВ.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПД.К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (7.47)$$

$$B_{\text{к}} = 0,179^2 \cdot (1,5 + 0,055 + 0,01 + 0,03) = 0,05 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (7.48)$$

$$B_{\text{к.ном}} = 1,42^2 \cdot 3 = 0,27 \text{ кА}^2\text{с}$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2н} = 30 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I_2^2}, \quad (7.49)$$

$$Z_{2н} = \frac{20}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов формуле определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (7.50)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

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

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (7.51)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом}$$

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (7.52)$$

где  $r_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ )

$$z_2 = 0,1 + 0,26 + 0,035 = 0,395 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 41.

Таблица 41 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$	$U_{расч} = 10$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{ном} = 30$	$I_{расч} = 18$	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$Z_{2н} = 1,2$	$Z_{нр} = 0,395$	$Z_{2н} \geq Z_{нр}$
$V_{к.ном} = 6$	$V_{к.расч} = 0,05$	$V_{к.ном} \geq V_{к.расч}$
$I_{дин} = 7,4$	$I_{уд} = 0,436$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

## 7.8 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- 1) по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (7.53)$$

- 2) по конструкции и схеме соединения;

- 3) по классу точности;

- 4) по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (7.54)$$

где  $S_{ном}$  – 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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (7.55)$$

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2расч}$ . Приблизительно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2расч}$  можно определить по выражению. При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп.}$$

За  $S_{доп}$  принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя трансформаторами – удвоенная мощность одного трансформатора.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ. приведена в таблице 42.

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В·А	Число катушек	Cosφ	Sinφ	Количество	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д-304	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик АЭ	СА3-И674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик РЭ	СР4-И676	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Итого							20	29,2

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{20^2 + 29,2^2} = 35,39 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НКФ-110-II Т1. Устанавливаем два трансформатора напряжения на стороне 110 кВ.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 43.

Таблица 43 – Выбор трансформатора напряжения 110 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$	$U_{расч} = 110$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$S_{ном} = 200$	$S_{расч} = 35,39$	$S_{ном} \geq S_{расч}$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ приведена в таблице 44.

Таблица 44 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ.

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	
Ввод 10 кВ от трансформаторов								
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д-304	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик АЭ	СА3-И674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик РЭ	СР4-И676	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Линии 10 кВ								
Счетчик АЭ	СА3-И674	3	2	0,38	0,925	1	24	58,4
Счетчик РЭ	СР4-И676	3	2	0,38	0,925	1	24	58,4
Итого							66	146

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{66^2 + 146^2} = 160,22 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НОМ – 35-66У1. Устанавливаем 2 трансформатора напряжения на стороне 35 кВ по обе стороны сборных шин.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 45.

Таблица 45 – Выбор трансформатора напряжения 35 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35$	$U_{расч} = 35$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$S_{ном} = 200$	$S_{расч} = 160,22$	$S_{ном} \geq S_{расч}$



## 8. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

Для этого пункта мы рассмотрим охрану труда и технику безопасности при обслуживании различного электрооборудования.

Обслуживание электрооборудования ТП следует проводить, руководствуясь технологическими картами и проектом производства работ (ППР).

При обслуживании электрооборудования ТП необходимо твердо знать меры безопасности при выполнении работ, а так же инструкции по обслуживанию оборудования.

К непосредственному обслуживанию электрооборудования ТП допускается только технически подготовленный персонал, годный по состоянию здоровья. Поступающие на работу лица, обслуживающие электроустановки, должны пройти медицинскую комиссию, производственный инструктаж и проверку знаний правил техники безопасности, должностных и эксплуатационных инструкций и других директивных материалов. Результаты проверки знаний и присвоение квалификационной группы по технике безопасности подтверждаются удостоверением установленной формы, которое всегда должно находиться у работающего. Повторное медицинское освидетельствование производится каждые два года, а очередная проверка знаний ПТЭ, ПТБ и инструкций — ежегодно. Лица, нарушившие во время работы требования ПТЭ, ПТБ или эксплуатационные инструкции, подвергаются внеочередной проверке.

Осмотр ТП единолично может производить административно-технический персонал с квалификационной группой V и оперативный персонал с квалификационной группой IV, обслуживающий ТП, а с группой III при обслуживании мачтовых ТП. При единоличном осмотре запрещается проникать за ограждения и входить в камеры закрытых РУ 6-10 кВ, не имеющих барьеров. Осмотр производится с порога камеры или стоя перед барьером. При

необходимости разрешается для осмотра входить в камеру РУ 6-10 кВ за ограждения в присутствии второго лица с квалификационной группой III и при условии соблюдения расстояния между осматривающим и токоведущими частями не менее 0,7 м. Осмотр подстанций типа КТП производится только через открытые двери без захода в них, а мачтовых ТП - с земли (в бинокль) без подъема на площадку. При единичном осмотре выполнение работ в РУ 6-10 кВ запрещается. На отключенной мачтовой ТП без снятия напряжения с ВЛ 6-10 кВ разрешаются осмотр и ремонт, выполняемый только стоя на площадке при соблюдении безопасного расстояния (не менее 0,7 м) до токоведущих частей, находящихся под напряжением. Ремонт разъединителя и привода при этом производится только после отключения и заземления ВЛ 6-10 кВ. Перед началом каких-либо работ на МТП независимо от наличия или отсутствия напряжения на ВЛ 6-10 кВ необходимо отключить рубильники НН, затем линейный разъединитель с приводом с земли, проверить осмотром с земли его отключенное положение, наложить заземление на шины между разъединителем и предохранителями и вынуть патроны предохранителей ВН и НН. При возможности подачи напряжения с противоположного конца линий низкого напряжения необходимо исключить возможность их включения, а на МТП на эти линии наложить заземление.

Для замены трансформатора на МТП подъем его на площадку или опускание производится после полного снятия напряжения и заземления подстанции и питающей линии с предварительной проверкой прочности крепления и состояния всех конструкций опоры МТП.

Оперативное включение и отключение разъединителей и выключателей нагрузки может производить единолично персонал, обслуживающий ТП и имеющий квалификацию не ниже IV группы. При этом необходимо применять изолирующие защитные средства, запираать привод на замок и вывешивать предупредительные плакаты. Для безопасности работы на ТП используются общие и специальные средства защиты.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроустановок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к стационарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуатации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и дополнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения; в РУ до 1000 В - диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и указатели напряжения.

Дополнительные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В диэлектрические перчатки, боты и галоши, изолирующие подставки и диэлектрические резиновые коврики; в РУ до 1000 В диэлектрические галоши и резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные и дополнительные средства при работе применяются совместно.

К ограждающим средствам относятся временные переносные щиты, клетки, ящики и т. п., изолирующие накладки и колпаки, временные переносные заземления и предупредительные плакаты.

Для безопасности работ на высоте или при подъеме (например, на опорах МТП или опорах с линейным разъединителем) применяются предохранительные пояса, страхующие канаты, монтерские когти, телескопические вышки и т. п. Для индивидуальной защиты работающих при сварке, разогреве кабельной мастики и т. п. применяются защитные очки, специальные рукавицы и прочее.

Разрешается использовать только испытанные специальные защитные средства и приспособления. Перед началом работы они должны быть осмотрены.

Все необходимые защитные средства и приспособления хранятся в служебном помещении. При выезде к месту работы оперативная бригада

перевозит их с собой в автомашине. В закрытых ТП обычно хранятся изолирующие подставки и коврики.

## **8.2 Экологичность**

В этом разделе произведен расчет шума создаваемый трансформатором.

Расчет шума, создаваемого трансформатором может возникнуть в двух случаях :

- 1) при реконструкции действующей ПС;
- 2) при проектировании новой подстанции (ПС).

В своей дипломной работе я проектировал новые ТП и выбрал несколько трансформаторов. Для них я и произведу расчет на шум.

При проектировании новой подстанции необходимо определить ее расположение относительно прилегающей к ПС территории.

Также если шум на трансформаторной подстанции будет превышать нормы СанПиНа, то необходим произвести меры, в которые могут входить насаждения зеленых заграждений в которые могут входить как деревья так и другая растительность (кустарники травы), а также выбор других трансформаторов. Деревья и другая растительности в зависимости от количества трансформаторов могут садить в две полосы, а также различной ширины.

Ниже приведем в таблицу 46 необходимые данные по расчету шума трансформатора.

Таблица 46 - Данные к расчету шума создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, кВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
1	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	1600	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек

При реконструкции действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ПС. Данная задача часто встречается при размещении ПС в сельской местности, когда ее необходимо разместить рядом с сельским населенным пунктом.

Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции:

1. По таблице 5.35 колонка № 13 СанПиН 1.2.3685-21 «Нормируемые параметры шума в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума в помещениях жилых и общественных

зданий и шума на селитебной территории» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям домов отдыха составляет:  $ДУ_{LA} = 45$  дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ( $S_{ном} = 1600$  кВА,  $U_{ном} = 35$  кВ), согласна:

$$L_{WA} = 75 \text{ дБА.}$$

Если учесть, что трансформатор один, тогда:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \log \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WAi}}, \quad (8.1)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \log \sum_{i=1}^1 10^{0,1 \cdot 75} = 78 \text{ дБ.}$$

Минимальное расстояние до территории, выразим из формулы:

$$L_{WA\Sigma} = ДУ_{LA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} = ДУ_{LA} - 10 \lg \frac{2\pi(R_{\min})}{S_0}.$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ ;

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WA\Sigma} - \Delta L_{LA})}}{2 \cdot \pi}}, \quad (8.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (78,01 - 45)}}{2 \cdot 3,14}} = 17,85 \text{ м} \approx 18 \text{ м}$$

Получаем  $R_{\min}$  равное 17,85 метров, что полностью удовлетворяет условию защиты от шума расстоянием (так как расстояние до границы ближайшей жилой зоны составляет 500 м)

### 8.3 Пожарная безопасность

В соответствии с правилами указанными в документе Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 “О противопожарном режиме“.

К первичным средствам пожаротушения относятся все виды огнетушителей, внутренние пожарные краны, ящики с песком, асбестовые полотна, войлок, кошма.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории, производственных зданиях, на строительных площадках и т.п. должны устанавливаться специальные щиты. Пожарные щиты должны устанавливаться на видных и доступных местах. Отдельное размещение огнетушителей с учетом их конструктивных особенностей допускается в небольших помещениях.

Огнетушители, асбестовое, войлочное полотно и ящики с песком, установленные вне помещений должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков, а огнетушители и от воздействия солнечных лучей.

Песок должен храниться в металлических ящиках вместимостью 0,5 м, укомплектованных совковой лопатой или большим совком (в тесных помещениях). Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание в него осадков. Песок должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков и посторонних примесей. Один раз в год песок необходимо перемешивать и удалять камни.

Проверка состояния и готовности к действию асбестового полотна (войлока, кошма) должны производиться не реже двух раз в год.

Пенный огнетушитель ОХП-10 предназначен для тушения начинающихся небольших пожаров и загораний твердых веществ и материалов, небольших разливов горючих жидкостей, кроме электрооборудования, находящихся под напряжением.

Углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5 предназначены для тушения небольших пожаров и загораний, в том числе электроустановок, находящихся под напряжением не выше 1000 В.

При тушении электроустановок, находящихся под напряжением углекислотными или порошковыми огнетушителями, необходимо соблюдать следующие меры безопасности :

- расстояние от огнетушителя до токоведущих частей должно быть не менее одного метра;
- обязательное использование диэлектрических перчаток и галош (бот);
- нельзя прикасаться к раструбу углекислотного огнетушителя во избежание обмороживания руки или части тела.

Территория открытого распределительного устройства (ОРУ) должна постоянно содержаться в чистоте и систематически очищаться от различных отходов и мусора. Запрещается использовать противопожарные разрывы между зданиями под складирование материалов, оборудования, тары и для стоянки автомашин и спецмеханизмов.

Хранение оборудования и других материалов вплотную к зданиям неразрешается.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной механики по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

На территории ОРУ следует периодически скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение и сжигание высушенной травы на территории подстанции и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м. Запрещается выжигать сухую траву на территории подстанции и прилегающих к ограждению площадках.

Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение. Уплотнения должны выполняться в кабельных лотках в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления лотков и через каждые 50 м по длине. Места уплотнения кабельных лотков должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. В кабельных лотках в качестве огнестойких уплотнений допускается применять пояса из песка длиной не менее 0,3 метра.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ и заводскими инструкциями;
- соблюдением норм качества масла, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования устройств автоматики и защиты.

Маслоприемные устройства под трансформаторами, маслопроводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторе должна проверяться работа маслопроводов.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм под землей. В местах выкатки трансформаторов бортовое ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением.

Запрещается использовать стенки кабельных каналов в качестве бортового ограждения маслоприемников.

Горловина выхлопной трубы трансформатора не должна быть направлена на рядом (ближе 30 м) установленное оборудование и сооружения, а также пути прохода персонала.

Тушение пожара в помещениях с электроустановками, находящимися под напряжением до 10 кВ, всеми видами пен с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя обладают повышенной электропроводимостью.

При необходимости тушения пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (туннеля) пеной, производится предварительное закрепление пеногенераторов, их заземление, а также насосов пожарных машин. Водитель пожарной машины должен работать в диэлектрических ботах и перчатках.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе были рассмотрены вопросы реконструкции ПС «Коболдо» 110/36/10 кВ которая необходима для электроснабжения с. Коболдо и драги № 88, р. Селемджа; АО ЗДП «Коболдо».

Данная работа посвящена повышению надёжности системы электроснабжения села Коболдо.

Актуальность реконструкции ПС «Коболдо» заключается в переводе на проектное напряжение двухцепной ЛЭП ПС «Коболдо – с.Коболдо», замене силовых трансформаторов на НН 10 кВ, в связи с увеличением потребления и замене устаревшего оборудования. Для проведения реконструкции мною изучены материалы, выданные на производственной практике на разработку проекта.

На подстанции производим выбор нового электрооборудования для надёжной работы системы и для экономий электроэнергии. Все электрические устанавливаемые аппараты проверены по условиям термической и электродинамической стойкости. При этом электрические аппараты в системе электроснабжения надёжно работают как в нормальном длительном режиме, так и в условиях аварийного кратковременного режима, простоты и компактны в конструкции, удобны и безопасны в эксплуатации.

Проектом приняты силовые трансформаторы ТДТН–25000/110/35/10.

Сторона 110, 35, 10 кВ укомплектовываем элегазовыми выключателями, разъединители двухколонковые горизонтально-поворотные.

Отметим что реконструкция ПС «Коболдо» позволила решить такие проблемы как:

- необходимая мощность для потребителей ПС;
- надёжность и бесперебойность работы уставок и системы в целом;

Таким образом, ПС «Коболдо» отвечает всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на реконструкцию.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Барыбина, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 2 Беркович, М. А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.
- 3 Засынкин, А. С. Релейная защита трансформаторов. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
- 4 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87 / Минэнерго СССР. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.
- 5 Карякин, Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М. : Энергосервис, 2002. – 375 с.
- 6 Коновалова, Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. : Энергоатомиздат. , 1989- 528с.
- 7 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок – Москва: изданице ЦЕНТРМАГ, 2021 – 154с.
- 8 Моисеева, Н.К. Основы теории и практики функционально-стоимостного анализа / Н. К. Моисеева, М. Г. Карпушин – М. : Высшая школа, 1988. – 273 с.
- 9 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / под ред. В. М. Блок. – М. : Высшая школа. 1990. - 383с.
- 10 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учеб. пособие для вузов. / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 11 Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. - М. : Энергия, 1979.- 40 с.
- 12 Падалко Л. П. Экономика энергетических систем. – Киев : Наукова дерика, 1994. – 307 с.

- 13 Правила устройства электроустановок ПУЭ. 7-е изд., переработанное и дополненное – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 640 с.
- 14 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006 – 349с.
- 15 Готман, В. И. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие / В. И. Готман. – Томск : Изд-во Томского Политехнического Университета, 2008. – 236с.
- 16 Копьев, В. Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения: учебное пособие / В. Н. Копьев. – Томск : Изд. ТПУ, 2000г. – 88с.
- 17 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред.проф. образования /Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
- 18 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под ред. А. А. Федорова. Электрооборудование. – М. : Энергостомиздат, 1987.- 592 с.
- 19 Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учеб. пособие для вузов. – М. : Высш. шк., 1988. – 308с.
- 20 Старков, А. С. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – М. : Энергоатомиздат, 1997. – 345 с.
- 21 Прокофьев, Ю. С. Экономика предприятия: учебно-методическое пособие по выполнению курсовой работы. – М. /Ю. С. Прокофьев. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 44 с.
- 22 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
- 23 Александров, А. М. Дифференциальные защиты трансформаторов. Учебное пособие. – С. – Петербург.: ПЭИПК, 2002. – 189 с.
- 24 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изм. и доп.). – М. : Энергоатомиздат, 2000. - 91 с.
- 25 Ананичева, С. С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное электронное текстовое издание. – Е. : ГОУ ВПО УГТУ – УПИ – 2005. – 52 с.

26 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – М. : Академия, 2004. –448 с.

27 Фигурнов, Е. П. Релейная защита. - К. : Транспорт Украины, 2004. –566 с.