

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

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«03» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

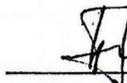
на тему: Реконструкция системы электроснабжения посёлка Лесозаводск  
Приморского края с центром питания подстанция Лесозаводск 220/35/10 кВ

Исполнитель  
студент группы 642-063

  
22.06.2020  
подпись, дата

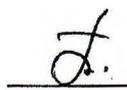
И.А. Волков

Руководитель  
доцент

  
22.06.2020  
подпись, дата

П.П. Проценко

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

  
22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
03.07.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина

«24» 03 2020г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Волкова Ивана Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения посёлка Лесозаводск Приморского края с центром питания подстанция Лесозаводск 220/35/10 кВ

(утверждена приказом от 23.03.2020г. №657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Генеральный план объекта, 2. Поопорная схема реконструируемого района, 3. Принципиальная схема электроснабжения, 4. Однолинейная схема ПС, 5. План молниезащиты ПС, 6. Релейная защита

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Палина Павловна, доцент.

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.    
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 101 страниц, 7 рисунков, 33 таблицы, 28 источников, 3 приложения.

РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения села Лесозаводск Приморского края, которая включает в себя замену трансформаторных подстанций 10/0,4, установку на территории села нового распределительного пункта, и подключение к нему комплектных трансформаторных подстанций. В ходе работы были рассчитаны электрические нагрузки села, выбраны сечения проводов сетей 0,4 кВ и 10 кВ, методом технико-экономического сравнения определена экономическая целесообразность реконструкции села, рассчитаны токи КЗ в сети 10 кВ и 0,4 кВ, по которым было выбрано и проверено основное электрооборудование распределительного пункта и трансформаторных подстанций.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Характеристика проектируемого посёлка	9
1.2 Климатическая характеристика района	9
1.3 Экономическая характеристика района	10
1.4 Обоснование проведения реконструкции	10
2 Расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ	12
2.1 Расчетные электрические нагрузки бытовых потребителей	12
2.1.1 Определение расчетных нагрузок жилых домов	12
2.1.2 Расчёт электрической нагрузки зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения	13
2.1.3 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	14
2.1.4 Расчет наружного освещения	17
2.2 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ	20
2.3 Выбор сечений линий сети 0,4 кВ	21
3 Расчёт электрических нагрузок 10 кВ	26
3.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	26
3.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ	28
3.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	29
3.4 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ	31
4 Расчёт короткого замыкания	32
4.1 Расчёт токов КЗ в сети 220 кВ (точка К1)	33
4.2 Расчет тока КЗ на ПС 220 Кв (точка К2)	35
4.3 Расчет тока КЗ на ПС 35 кВ (точка К3)	36
4.4 Расчет токов КЗ на ТП 35 кВ (точка К4)	37
4.5 Расчет тока КЗ на ПС 10 кВ (точка К5)	37

4.6 Расчет токов КЗ на ТП 0,4 кВ (точка К6)	38
5 Выбор оборудования на ПС “Лесозаводск”	40
5.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	40
5.2 Выбор и проверка оборудования на подстанции	42
5.3 Выбор оборудования 220 кВ	43
5.3.1 Выбор разъединителя	43
5.3.2 Выбор выключателя	43
5.3.3 Выбор ОПН	44
5.4 Выбор оборудования 35 кВ	45
5.4.1 Выбор выключателя	45
5.4.2 Выбор разъединителя	45
5.4.3 Выбор ОПН	46
5.4.4 Выбор трансформатора напряжения	46
5.4.5 Выбор предохранителей	48
5.4.6 Выбор трансформатора тока	48
5.4.7 Выбор опорных изоляторов	52
5.5 Выбор оборудования 10 кВ	53
5.5.1 Выбор выключателя	53
5.5.2 Выбор шинного разъединителя	53
5.5.3 Выбор ОПН	54
5.5.4 Выбор трансформатора напряжения	54
5.5.5 Выбор трансформатора тока	55
5.5.6 Выбор трансформатора собственных нужд	57
5.5.7 Выбор опорных изоляторов	58
5.5.8 Выбор предохранителей	59
5.5.9 Выбор жесткой ошиновки	60
6 Заземление и молниезащита подстанции “Лесозаводск”	62
6.1 Расчёт заземления ОРУ	62
6.2 Расчет молниезащиты подстанции	70

7 Релейная защита и автоматика	73
7.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора	73
7.2 Максимальная токовая защита трансформатора	78
7.3 Защита трансформатора от перегрузок	80
8 Безопасность и экологичность	83
8.1 Безопасность	83
8.1.1 Средства защиты, используемые в электроустановках	84
8.2 Экологичность	88
8.2.1 Расчет уровня шума трансформаторов:	88
8.3 Чрезвычайные ситуации	92
9 Определение экономических показателей при реконструкции ПС “Лесозаводск”	95
Заключение	98
Библиографический список	99
Приложение 1. Выбор мощности трансформаторов	102
Приложение 2. Расчет токов короткого замыкания	104
Приложение 3. Экспликация электропотребителей	105

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

СТ – силовой трансформатор;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

РП – распределительный пункт;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

КУ – компенсирующие устройства;

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ПУЭ – правила устройства электроустановок.

## ВВЕДЕНИЕ

Сельские системы электроснабжения относятся к сетям общего назначения, поскольку к ним присоединено большое количество разнородных потребителей, не связанных между собой общей технологией производства. Потребление электроэнергии в сельском хозяйстве увеличивается быстрее, чем по другим отраслям народного хозяйства. Это свидетельствует о возрастающей роли электроэнергии в сельском хозяйстве.

Электрические сети сельскохозяйственного назначения получают электрическую энергию от источников питания, преимущественно от подстанций напряжением 220/35/10 кВ энергосистем и состоят из трансформаторных подстанций, распределительных пунктов и воздушных линий электропередачи 10 кВ.

При реконструкции сельских электрических сетей необходимо принимать во внимание, что система должна обеспечивать бесперебойное питание потребителей в границах допустимых показателей качества электрической энергии, а также необходимо учитывать, что в сельской местности преобладают относительно маломощные потребители.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции системы электроснабжения посёлка Лесозаводск. Для этого необходимо произвести уточняющий расчет существующей системы электроснабжения посёлка.

При проектировании новых или реконструкции существующих сетей нужно применять решения для повышения эффективности функционирования распределительных сетей. Вследствие этого при разработке проекта, будет применяться более современное оборудование, как на самой подстанции, так и на распределительных пунктах у потребителей.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Характеристика проектируемого посёлка

Лесозаводск – город Приморского края России. Расположен на берегу реки Уссури в 349 км от Владивостока. Входит в состав Лесозаводского городского округа. Население на 2019 год 35 310 человек, в прошлом – центр деревообрабатывающей промышленности, благодаря чему и получил своё название. В настоящее время градообразующие предприятия отсутствуют.

## 1.2 Климатическая характеристика района

Климат на территории континентальный с чертами муссонного. В результате зимой преобладает очень морозная, сухая, солнечная погода, с редкими осадками и относительно слабым ветром. Лето тёплое, самый тёплый месяц июль. Первая половина лета довольно пасмурная. Вторая половина лета (с июля по сентябрь — октябрь) характерна обильными осадками в результате поступления морского тропического воздуха. В октябре устанавливается солнечная, довольно тёплая погода. Самый холодный месяц январь, его средняя температура минус 21,8 °С, абсолютный минимум минус 46 °С. Устойчивые морозы сохраняются более четырёх месяцев. Средняя температура воздуха июля 20,9 °С, абсолютный максимум 38 °С. Безморозный период длится с конца апреля до начала октября. Сумма осадков, выпадающих в год равняется 692 мм.

Таблица 1 – Климатические условия региона

Климатические условия	Расчетная величина
Район по гололеду	2
Нормативная стенка гололеда, мм	5
Район по ветру	3
Низшая температура воздуха	- 15
Среднегодовая температура воздуха	+ 5,2
Высшая температура воздуха	+ 22,3

Число грозových часов в год	25
Высота снежного покрова , макс/средн.,см	24/15
Степень загрязнения атмосферы	2
Температура при гололеде	- 5
Глубина промерзания грунтов , м	2
Сейсмичность района , баллы	7
Количество зимних дней	200
Количество летних дней:	165

### **1.3 Экономическая характеристика района**

В едином государственном регистре предприятий и организаций (ЕГРПО) на территории муниципального образования зарегистрировано 632 организации, 64 % из них частной формы собственности.

Экономический профиль территории определён на карте самим его названием. Город имеет выгодное географическое положение: находится на пересечении трёх транспортных магистралей (железнодорожной, автомобильной и речной).

Основными отраслями промышленности являются энергетика, деревообрабатывающая и пищевая. Появились новые организации, работающие в разных отраслях экономики.

### **1.4 Обоснование проведения реконструкции**

Начало Лесозаводску дала железнодорожная лесопилка, из которой вырос крупнейший на Дальнем Востоке Уссурийский ДОК (деревообрабатывающий комбинат). Строительство поселков Дальлес и Новостройка, развитие железнодорожной станции Ружино, рост ДОК и их объединение в 1938 году дало Лесозаводску статус города. В 1972 году здесь был открыт крупнейший на Дальнем Востоке биохимический завод по производству кормовых дрожжей, в 1974 году заработала крупнейшая в

Приморье швейная фабрика "Уссури". В 1987 году начал работу мебельный комбинат. Совхозы "Пантелеймоновский", "Ружинский", "Курский", "Лесозаводский", "Иннокентьевский" были крупными хозяйствами, кормившими весь край. В ходе перестройки и реструктуризации промышленности, предприятия были признаны банкротами либо разделены на более мелкие. Вследствие этого произошло резкое снижение электрической нагрузки на подстанции Лесозаводск. В связи с этим электрическая станция "Лесозаводск" на протяжении времени испытывала недостаточное финансирование, повлекшее за собой ускоренный износ оборудования. На данный момент происходит возвращение промышленных мощностей и сопутствующий рост электрических нагрузок. В связи с этим ожидается активный рост потребительских мощностей. Исходя из вышеизложенного принято решение произвести реконструкцию системы электроснабжения посёлка Лесозаводск.

## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 кВ

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. По категории надёжности электроснабжения преобладают потребители II и III категории.

Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

### 2.1 Расчетные электрические нагрузки бытовых потребителей

#### 2.1.1 Определение расчетных нагрузок жилых домов

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_{кв.} = p_{кв.уд.} \cdot n \quad (1)$$

где  $p_{кв.уд.}$  - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир,  $кВт/кв$  ;

$n$  - количество квартир.

Расчетная электрическая нагрузка жилых зданий определяется по формуле:

$$P_{р.жил.дом} = P_{кв.} + k_y \cdot P_c \quad (2)$$

где  $k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приёмников.

Расчётная реактивная нагрузка жилых зданий определяется по формуле:

$$Q_{\text{жил.дом}} = P_{\text{жил.дом}} \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (3)$$

Полная нагрузка определяется по формуле:

$$S_{\text{жил.дом}} = \sqrt{P_{\text{жил.дом}}^2 + Q_{\text{жил.дом}}^2}. \quad (4)$$

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{кв}} = \frac{S_{\text{жил.дом}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (5)$$

Рассмотрим пример расчета жилого дома по формуле (1). Возьмем здание, находящееся на улице Щорса, 8:

$$P_{\text{кв}} = 3,5 \cdot 12 = 42 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{жил.дом}} = 42 + 0,9 \cdot 10 = 51 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{жил.дом}} = 51 \cdot 0,2 = 10,2 \text{ квар};$$

$$S_{\text{жил.дом}} = \sqrt{51^2 + 10,2^2} = 52,01 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{кв}} = \frac{52,01}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 79,02 \text{ А}.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.

2.1.2 Расчёт электрической нагрузки зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения

Нагрузка коммунально-бытовых потребителей, расположенных в жилых домах определяется по выражению:

$$P_{\text{общ.зд}} = P_{\text{ж.кв}} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i, \quad (6)$$

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

$P_i$  - нагрузка коммунально-бытового потребителя, *кВт*;

$k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Рассмотрим пример расчета нагрузки жилого здания со встроенным магазином. Возьмем здание, находящееся на улице Октябрьская, 91:

$$P_{\text{общ.зд}} = 28,5 + 0,8 \cdot 14,4 = 40,1 \text{ кВт.}$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

### 2.1.3 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{\text{р.общ.зд}} = P_{\text{уд.общ.зд}} \cdot n \quad (7)$$

где  $P_{\text{уд.общ.зд}}$  - удельная мощность общественных зданий

$n$  - количественный показатель

Для примера рассмотрим расчет для гостиницы Челюскина 4:

$$P_{\text{кв}} = 0,46 \cdot 8 = 3,68 \text{ кВт.}$$

Таблица 2 – Результаты расчёта нагрузок на фидере Ф-11 Больница

Потребитель	$P_{уд}$	n	P, кВт	$tg\varphi$	Q, квар	$P_{зд\max}$ , кВт	$Q_{зд\max}$ , квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Железнодорожная, 1 – 11 Коттеджный комплекс	14,5 кВт/кол-во коттеджей	12 коттеджей	174	0,2	29	174	29	177,4
Щорса, 3 Отделение почты	0,054 кВт/м <sup>2</sup>	500 м <sup>2</sup>	27	0,57	15,39	27	15,39	31
Щорса, 7 Магазин	0,16 кВт/м <sup>2</sup>	540 м <sup>2</sup>	86,4	0,2	17,28	86,4	17,28	88,1
Щорса, 8 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Щорса, 9 Магазин	0,16 кВт/м <sup>2</sup>	75 м <sup>2</sup>	12	0,2	2,4	12	2,4	12,2
Щорса, 10 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Лазо, 1 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Лазо, 3 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Лазо, 6 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	18 кв.	72	0,2	14,4	72	14,4	73,42
Ленинская, 2 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Ленинская, 4 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Ленинская, 10 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	18 кв.	72	0,2	14,4	72	14,4	73,42
Челюскина, 4 Гостиница	0,46 кВт/мест	8 мест	3,68	0,33	1,2	3,68	1,2	3,8
Челюскина, 10 Школа	0,25 кВт/учащ.	700 учащихся	175	0,33	57,7	175	57,7	184,2
Челюскина, 12 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	18 кв.	72	0,2	14,4	72	14,4	73,42
Челюскина, 14 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Челюскина, 16 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Октябрьская, 77 Больница	0,55 кВт/кол-во коек	400 коек	220	0,73	160,6	220	160,6	35,33
Октябрьская, 85 Поликлиника	3,5 кВт/от.	4 от.	14	0,2	2,8	14	2,8	14,2
Октябрьская, 87 Поликлиника	3,5 кВт / от.	4 от.	14	0,2	2,8	14	2,8	14,2
Октябрьская, 89 Поликлиника	3,5 кВт / от.	4 от.	14	0,2	2,8	14	2,8	14,2
Октябрьская, 91 Жилой дом Магазин	3,5 кВт / кв.	6 кв.	28,5 11,52	0,2 0,2	5,7 2,3	40,1	8	40,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Октябрьская, 88А Магазин	0,16 кВт/м <sup>2</sup>	90 м <sup>2</sup>	14,4	0,2	2,88	14,4	2,88	14,6
Октябрьская, 88Г Магазин	0,16 кВт/м <sup>2</sup>	90 м <sup>2</sup>	14,4	0,2	2,88	14,4	2,88	14,6
Октябрьская, 2К Сбербанк	0,054 кВт/м <sup>2</sup>	120 м <sup>2</sup>	6,48	0,57	3,7	6,48	3,7	7,4
Октябрьская, 88Б Пекарня	0,045 кВт/м <sup>2</sup>	800 м <sup>2</sup>	36	0,34	12,24	36	12,24	38
Октябрьская, 88 Магазин	0,16 кВт/м <sup>2</sup>	250 м <sup>2</sup>	40	0,2	8	40	8	40,8
Октябрьская, 90А Жилой дом	3,5 кВт/кв.	24 кв.	84	0,2	8,4	84	16,8	85,6
Чкалова, 6 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Чкалова, 8 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Чкалова, 12 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Чкалова, 14 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Урицкого, 5/14 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	12 кв.	51	0,2	10,2	51	10,2	52,01
Урицкого, 7 Жилой дом	3,5 кВт/кв.	30 кв.	105	0,2	21	105	21	107
Урицкого, 12Б Жилой дом	3,5 кВт/кв.	18 кв.	63	0,2	12,6	63	12,6	64,2
Итого			1803,38		547,47			1884,02

#### 2.1.4 Расчет наружного освещения

В качестве расчёта наружного освещения возьмём вышерассмотренный район больницы с суммарной длиной улиц 2936 метров.

Для уличного освещения в населенных пунктах необходимо использование уличных ламп. Их нагрузку необходимо учитывать при расчёте общей нагрузки. Приблизительно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки ( $P_{уд.ос}$ ) и длины дорожного полотна ( $L$ ):

$$P_{ос} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (8)$$

В населенных пунктах сейчас применяются светильники с герметичными отражателями. для пешеходных тротуаров и парковых зон

достаточно освещения рассеянного с мощностью ламп от 40 до 125 Вт. Лампы в этих осветительных приборах в основном газоразрядные различных видов. Газоразрядные лампы считаются наиболее энергоэффективными и потому являются экономически выгодными. Вследствие этого рентабельным выбором является именно их выбор. При этом свет газоразрядных ламп достаточно ярк и стабилен на протяжении всего срока их службы. Цвет может быть разным — от желтого до белого. Люминофор, которым покрыта изнутри колба лампы, позволяет преобразовать ультрафиолет в видимый свет. Открытые территории традиционно освещаются лампами ДРЛ. Светоотдача ламп ДРЛ достигает 60 люмен на ватт.

Поэтому принимаем для освещения улиц светильники на основе ламп ДРЛ мощностью 250 Вт. Принимаем ширину проезжей части 7-9 м. с покрытием простейшего типа при этом норма освещенности 4 лк. Для достижения этой освещенности величина удельной мощности осветительных установок равна 5,5 Вт/м.

$$P_{oc} = 5,5 \cdot 2936 \cdot 10^{-3} = 16.15 \text{ кВт.}$$

Суммарная реактивная мощность при  $\cos \varphi = 0,85$  осветительной установки составит:

$$Q_{oc} = P_{oc} \cdot \operatorname{tg} \varphi \tag{9}$$

$$Q_{oc} = 16,15 \cdot 0,62 = 10,01 \text{ квар.}$$

Тогда полная мощность:

$$S_{oc} = \sqrt{P_{oc}^2 + Q_{oc}^2} \tag{10}$$

$$S_{oc} = \sqrt{16.15^2 + 10,01^2} = 19 \text{ кВА.}$$

Единичную мощность одной лампы примем  $P_{л} = 0,25 \text{ кВт}$ , тогда

число светильников будет равно:

$$n_C = \frac{P_{oc}}{P_L}, \quad (11)$$

$$n_C = \frac{19}{0,25} = 76$$

Рассчитаем вечернюю суммарную электрическую нагрузку района определим методом суммирования электрических нагрузок с помощью коэффициента одновременности, при 100 и более потребителей он равен 0,15:

$$S_{\Sigma} = k_O \cdot \sum_{i=1}^n S_{\sigma_i} + S_{oc} \quad (12)$$

$$S_{\Sigma} = 0,15 \cdot 1884,02 + 16,15 = 298,75 \text{ кВА.}$$

Так как вечерняя нагрузка в данном районе ниже чем дневная, общую нагрузку района менять не нужно.

Результаты расчетов нагрузок по остальным фидерам 10 кВ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчётные данные по фидерам 10 кВ ПС “Лесозаводск”

Присоединение		P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
№ секции	Наименование			
1	2	3	4	5
1	3 База ЗЭС	0,08	0,01	0,08
1	4 Резерв	0,00	0,00	0,00
1	5 УПТК	0,07	0,04	0,07
1	6 ЦГБ	0,19	0,03	0,19
1	7 Лесной-Тургенево	0,17	0,03	0,17

1	2	3	4	5
1	8 Левобережье	2,37	0,19	2,42
1	9 Горнизон	0,94	0,18	0,96
1	10 Город	1,83	0,47	1,89
1	11 Больница	1,80	0,54	1,88
1	12 Филаретовка	1,24	0,29	1,26
2	13 Курское	0,51	0,12	0,52
2	14 Водозабор	0,11	0,03	0,11
2	15 Марково	0,24	0,07	0,24
2	16 ЦРП Ружино	0,45	0,11	0,46
2	17 Лесозаводский лесхоз	0,12	0,05	0,13
2	18 Мебельный комбинат	0,07	0,01	0,07
2	19 ЦРП Будника	0,45	0,11	0,46
2	20 База ЗЭС	0,18	0,04	0,18
2	21 Ружино	2,51	0,52	2,61
2	22 Ружино х/завод	0,87	0,19	0,88

## 2.2 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

Расчет нагрузок в сетях 0,4 кВ рассмотрим на примере ТП-11-2. Данная ТП снабжает потребителя 2 категории по надежности, а именно амбулаторное отделение больницы. В нагрузку входят такие потребители, как: больница, и поликлиника.

Расчет больницы проводим исходя из количества коек и удельной мощности:

$$P_{пол} = 0,55 \cdot 400 = 220 \text{ кВт};$$

$$Q_{пол} = 220 \cdot 0,73 = 160,6 \text{ квар.}$$

Аналогично производим расчет поликлиники:

$$P_{пол} = 3,5 \cdot 4 = 14 \text{ кВт.}$$

$$Q_{дучл} = 14 \cdot 0,2 = 2,8 \text{ квар.}$$

Суммарное потребление мощности:

$$P_{III-11/2} = (220+14+14+14) = 262 \text{ кВт};$$

$$Q_{III-11/2} = (160,6+2,8+2,8+2,8) = 169 \text{ квар};$$

$$S_{III-11/2} = \sqrt{262^2 + 169^2} = 311,777 \text{ кВА}.$$

В приложение 1 сведены электрические нагрузки по каждой ТП с учетом нагрузки уличного освещения в соответствии, с которыми выбираются мощности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

№ ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Коэф. загрузки	S <sub>тр</sub> , кВА
ТП 11-1	174	29	177,4	0,696	250
ТП 11-2	262	169	311,777	0,528	2x160
ТП 11-3	200,4	40,08	204,36	0,817	250
ТП 11-4	348	69,6	354,89	0,71	2x250
ТП 11-5	175	57,7	184,26	0,737	250
ТП 11-6	174	34,8	177,44	0,71	250
ТП 11-7	138,3	45,09	145,46	0,582	250
ТП 11-8	124	16,4	125,08	0,782	160
ТП 11-9	204	40,8	208,04	0,65	2x160
ТП 11-10	219	136,8	258,21	0,8	2x160

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{np} \geq \frac{S_p}{(K_3 \cdot N)} \quad (13)$$

где  $K_3$  – номинальный коэффициент загрузки трансформатора (0,7 - 0,9);

$N$  – количество трансформаторов.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_{эм} = \frac{S_p}{(S_{np} \cdot N)} \leq K_3 \quad (14)$$

Таблица 5 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
ТМ – 160/10	0,46	2,65	4,5	2,4
ТМ – 250/10	1,05	3,7	4,5	2,4
ТМ – 1600/10	3,3	16,5	5,5	1,3

### 2.3 Выбор сечений линий сети 0,4 кВ

При реконструкции системы электроснабжения посёлка Лесозаводск необходимо произвести расчёт сечений линий распределительной сети 0,4 кВ.

Сечения проводников низковольтной сети должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, необходимые уровни напряжений у источников света, срабатывание защитных аппаратов при КЗ. Механическая прочность проводников необходима, чтобы во время эксплуатации и монтажа не было чрезмерного провисания или обрывов проводов. Наименьшие допустимые сечения проводников по механической прочности составляют: для медных проводов 1 мм<sup>2</sup>, алюминиевых 2,5 мм<sup>2</sup>.

Схемы распределительной сети 0,4 кВ будут применяться магистральные. Согласно расположением ТП 10/04 кВ и питающихся от них потребителей.

Сечение провода и кабеля выбирается по расчетному току нагрузки, а проверяют его по нагреву длительным допустимым током и допустимой потере напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_p = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{p.l.}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{p.l.}}{2}\right)^2}}{U_n \cdot \sqrt{3}} \quad (15)$$

где  $S_p$  - расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_n$  - номинальное напряжение сети, кВ.

Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм.} \quad (16)$$

где  $\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника. Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{н/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.} \quad (17)$$

где  $K$  – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды;

$I_{дл.доп.}$  – длительно допустимый ток.

Поправочный коэффициент принимаем равным 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная

температура среды равна плюс 25 °С.

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (18)$$

По расчётному току нагрузки принимается сечение, которое имеет длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

В качестве примера выбора сечения провода произведём расчёт в районе больницы, на ТП 11-7.

Расчетный ток провода:

$$I_p = \frac{\sqrt{\left(\frac{138.3}{2}\right)^2 + \left(\frac{45.09}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 110.5 \text{ A};$$

$$I_{расч} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 110,5 = 127,628 \text{ A};$$

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{138,3^2 + 45,09^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 221,011 \text{ A}.$$

Выбираем провод СИП-2 3x70+1x70+3x16 с длительно допустимым током 240 А.

Выбранный провод должен быть проверен по допустимым потерям напряжения, которые в сетях 0,4 кВ не должны превышать 5%.

Потери напряжения в линиях определяются по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot l \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \cdot 100\% \quad (19)$$

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (20)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2} \quad (21)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

$x, r$  - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Потери энергии, на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (22)$$

где  $\tau$  - время потерь, ч.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (23)$$

где  $T_i$  - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП 11-7 по формулам:

$$\Delta P = \frac{138,3^2 \cdot 0,641 + 45,09^2 \cdot 0,641}{0,4^2} = 84,77 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1225,31 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 84,77 \cdot 1225,31 = 103,87 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta U = \frac{127,62 \cdot 1,55 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,641 \cdot 0,98 + 0,0799 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,058$$

Таблица 6 – Марки и сечения проводов

Участок линии	$I_{p,max.}, A$	Марка провода	Сечение провода	$I_{доп},$ А	Потеря напряжения $\Delta U, \%$
ТП 11-1	154,77	СИП-2	3x50+1x70 мм <sup>2</sup>	195	7,04
ТП 11-2	273,55	СИП-2	3x120+1x95	340	6,44
ТП 11-3	182,76	СИП-2	3x50+1x70 мм <sup>2</sup>	195	8,31
ТП 11-4	311,38	СИП-2	3x120+1x95	340	7,33
ТП 11-5	161,68	СИП-2	3x50+1x70 мм <sup>2</sup>	195	7,35
ТП 11-6	155,69	СИП-2	3x50+1x70 мм <sup>2</sup>	195	7,08
ТП 11-7	221,01	СИП-2	3x70+1x70+3x16	240	5,8
ТП 11-8	109,74	СИП-2	3x50+1x70 мм <sup>2</sup>	195	4,99
ТП 11-9	182,54	СИП-2	3x50+1x70 мм <sup>2</sup>	195	8,3
ТП 11-10	226,56	СИП-2	3x70+1x70+3x16 мм <sup>2</sup>	240	7,06

Таблица 7 – Характеристики выбранных проводов

Наименование провода	$I_{доп},$ А	Удельное активное сопротивление	Удельное реактивное сопротивление
СИП-2 3x50+1x70 мм <sup>2</sup>	195	0,641	0,0799
СИП-2 3x70+1x70+3x16	240	0,568	0,0785
СИП-2 3x120+1x95	340	0,325	0,0745

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 10 КВ

#### 3.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные ЭН сетей 10 кВ определяются произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки [14].

Для определения электрических нагрузок сетей 10 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери - это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и, соответственно, часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода - это потери в магнитной системе трансформатора, зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{ТП}}{S_{тр.ном}} \right)^2, \quad (24)$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{тр.ном}} + \frac{I_{xx} \cdot S_{тр.ном}}{2 \cdot 100}, \quad (25)$$

где  $S_{ТП}$  - полная мощность нагрузки ТП;

$\Delta P_{xx}$  - потери активной мощности на холостом ходу,

$I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора,

$U_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора,

$S_{\text{трном}}$  - номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП 23-1:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,77 + \frac{1}{2} \cdot 5,4 \cdot \left( \frac{2510}{4000} \right) = 2,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot 32510^2}{100 \cdot 400} + \frac{1}{2} \cdot \frac{0,5 \cdot 4000}{100} = 151,75 \text{ квар.}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{ТП}}^{10} = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}. \quad (26)$$

Для примера определим полную мощность ТП 23-1:

$$S_{\text{ТП1}}^{10} = \sqrt{(2510 + 2,6)^2 + (248,8 + 151,75)^2} = 2544,32 \text{ кВА.}$$

### **3.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ**

Расчет электрических нагрузок сельских сетей напряжением 10 кВ определяются таким же образом, как и нагрузки распределительных сетей напряжением 0,4 кВ. То есть суммы расчётных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети, умножаются на коэффициент, который учитывает совмещение максимумов их нагрузок  $K_{\text{уч}}$

$$P_{\text{Л}}^{10} = k_{\text{max}} \cdot \sum_1^n P_{\text{ТП}}^{10} \quad (27)$$

$$Q_{\text{Л}}^{10} = k_{\text{max}} \cdot \sum_1^n Q_{\text{ТП}}^{10} \quad (28)$$

Таблица 8 – Расчет электрических нагрузок потребителя 10 кВ на фидере 23 Лесозаводск-ГДЗ-1

Потребитель	$P$ , кВт	$tg \varphi$	$Q$ , кВар	$P_{эд\max}$ , кВт	$Q_{эд\max}$ , кВар	$S$ , кВА
Обрабатывающий цех ГДЗ-1	2150	0,7	29	174	29	177,4
Цех заготовки	1250	0,57	15,39	27	15,39	31
Цех сортировки и автоматизации	650	0,2	17,28	86,4	17,28	88,1
Административный корпус	140	0,2	10,2	51	10,2	52,01

$$P_L^{10} = 0,6 \cdot (2150 + 1250 + 650 + 140) = 2514 \text{ кВт};$$

$$Q_L^{10} = 0,6 \cdot (1505 + 712,5 + 130 + 28) = 1425,3 \text{ квар};$$

$$S_L^{10} = \sqrt{2150^2 + 1425,3^2} = 2579,53 \text{ кВА}.$$

Таблица 9 – Таблица оперативных данных активной мощности сетей 10 кВ за 2019 – 2015 г.

Присоединение		КДЗ 2019, МВт		КДЗ 2018, МВт		КДЗ 2017, МВт		КДЗ 2016, МВт		КДЗ 2015, МВт	
№ секции	Наименование	зима	лето								
1	23 Лесозаводск- ГДЗ-1	2.51	1.72	2.07	1.35	2.16	1.54	2.48	1.79	3.36	2.88
2	24 ГДЗ-2	2.77	1.69	2.89	1.74	2.65	1.52	2.69	1.66	2.59	1.58
2	25 Резерв	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	26 Лесозаводск- Пантелеймоновка	0.94	0.49	1.10	0.51	1.03	0.49	1.03	0.51	1.24	0.56
1	27 Лесозаводск- Уссури	3.10	1.81	3.49	2.07	3.52	1.48	4.56	1.25	4.86	2.10
Сумма		9,32	5,71	9,55	5,67	9,36	5,03	10,7	5,21	12,04	7,12

### 3.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Электрические сети внутри предприятия выполняются по магистральным, радиальным или смешанным схемам. Выбор схемы определяется категорией надежности потребителей электроэнергии, их

мощностью и территориальным размещением, особенностями режимов работы [15].

Радиальными схемами являются такие, в которых электроэнергия от центра питания передается непосредственно к каждому пункту приема электроэнергии (ТП и высоковольтным электроприемникам). Чаще применяются радиальные схемы с числом ступеней не более двух.

Одноступенчатые радиальные схемы применяют на небольших и средних по мощности предприятиях для питания сосредоточенных потребителей (насосные станции, печи, преобразовательные установки, цеховые ТП), расположенных в различных направлениях от центра питания. Радиальные схемы обеспечивают глубокое секционирование всей системы электроснабжения, начиная от источников питания и кончая сборными шинами до 1 кВ цеховых ТП [13].

В данной работе представлена магистральная схема с распределенной нагрузкой.

### **3.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ**

Выбор сечения провода СИП напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии на распределительной сети питающейся от фидера 23 Лесозаводск-ГДЗ-1.

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_P = \frac{S_p}{U_{ном}}, \quad (29)$$

где  $S_p$  - полная мощность линии, кВА;

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

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{2579,53}{\sqrt{3} \cdot 10} = 148,929 \text{ А.}$$

Выбираем СИП 3 сечением 35 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I_{дон} = 200 \text{ А}$  [14].

Рассмотрим выбор сечения линии на распределительной сети питающейся от фидера 24 ГДЗ-2.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{2891,53}{\sqrt{3} \cdot 10} = 166,94 \text{ А.}$$

Выбираем СИП 3 сечением 35 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I_{дон} = 200 \text{ А}$ .

Рассмотрим выбор сечения линии на распределительной сети питающейся от фидера 26 Лесозаводск-Пантелеймоновка.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{971,53}{\sqrt{3} \cdot 10} = 56,09 \text{ А.}$$

Выбираем СИП 3 сечением 35 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I_{дон} = 200 \text{ А}$  [11].

Рассмотрим выбор сечения линии на распределительной сети питающейся от фидера 27 Лесозаводск-Уссури.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{3157,43}{\sqrt{3} \cdot 10} = 182,29 \text{ А.}$$

Выбираем СИП 3 сечением 50 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I_{дл.дон.} = 245 \text{ А}$  [11].

### 3.4 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать  $\pm 5\%$ .

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (30)$$

где  $r_0, x_0$  -удельное активное и индуктивное сопротивление.

$l$  -длина питающей или распределительной линии, км.

Определим потерю напряжения для фидера 23 Лесозаводск-ГДЗ-1:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 148,92 \cdot 1,68}{10000} \cdot (0,99 \cdot 0,98 + 0,091 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 4,283\%.$$

Определим потерю напряжения для фидера 24 ГДЗ-2:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 166,94 \cdot 1,11}{10000} \cdot (0,99 \cdot 0,98 + 0,091 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 3,17\%.$$

Определим потерю напряжения для фидера 26 Лесозаводск-Пантелеймоновка:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,09 \cdot 4,3}{10000} \cdot (0,99 \cdot 0,98 + 0,091 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 3,982\%.$$

Определим потерю напряжения для фидера 27 Лесозаводск-Уссури:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 182,29 \cdot 2,06}{10000} \cdot (0,72 \cdot 0,89 + 0,081 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 4,273\%.$$

Согласно ГОСТ 32144-2013, значения отклонений напряжения не превышают нормально допустимых значений.

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п.

Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими [12].

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

На текущий момент на ПС “Лесозаводск” установлены трансформаторы ТДТНГ – 20000/220 которые полностью покрывают потребляемую мощность Лесозаводск и районных потребителей. Так как причиной реконструкции является ожидаемое повышение нагрузки, мною было принято решение о установки более мощного трансформатора ТДТН – 25000/220 [13] с целью обеспечения запаса мощности для модернизации сетей.

Таблица 10 – Характеристики трансформатора ТДТНГ – 20000/220

S <sub>ном</sub> , МВ·А	Пределы регулирования	U <sub>ном</sub> , кВ			u <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
20	±6×1,5%	230	38,5	6,6; 11	12,5	18	6	135	95	5,5

Таблица 11 – Характеристики трансформатора ТДТН – 25000/220

$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	Пределы регулирувания	$U_{\text{ном}}$ , кВ			$u_{\text{к}}$ , %			$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
25	$\pm 12 \times 1\%$	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2

При расчёте коротких замыканий учитывают следующие допущения: принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ, не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов, не учитывают, кроме специальных случаев, ёмкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю, считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно.

#### 4.1 Расчёт токов КЗ в сети 220 кВ (точка К1)

Необходимо найти токи короткого замыкания в точках: на шинах подстанции, на шинах высокого напряжения рассчитываемой подстанции и на шинах каждой подстанции, для примера рассмотрим РП 23 и ТП 11.

Составляем полную схему замещения, рисунок 1.

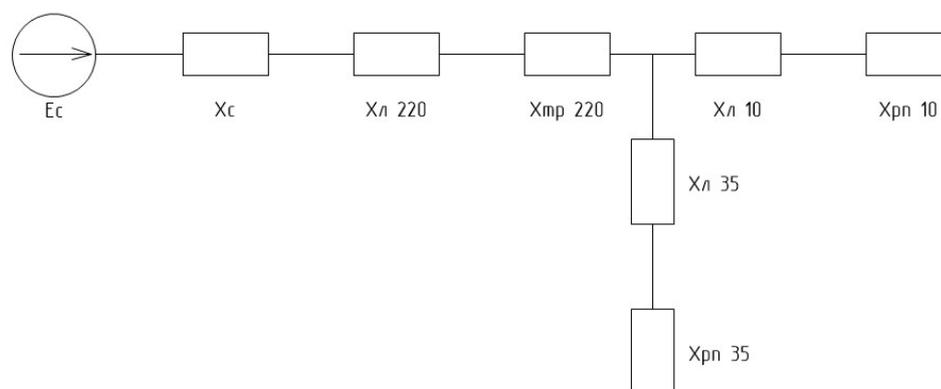


Рисунок 1 – Полная схема замещения

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

За основное напряжение принимается напряжение равное:

$$U_1 = 231 \text{ кВ}; U_2 = 37 \text{ кВ} U_2 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисная мощность принимается:  $S_{\text{баз}} = 100$  МВА.

Сопротивление системы определяется:

$$X_{\text{сис}} = \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{кз}}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_{\text{кз}}}, \quad (31)$$

где  $S_{\text{кз}}$  - мощность короткого замыкания, кВА;

$I_{\text{кз}}$  - ток короткого замыкания, кА.

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 231} = 0,25 \text{ А}.$$

Принимаем систему бесконечной мощности, а ее сопротивление равным нулю, т.к. ток КЗ нам неизвестен.

Параметры питающих линий [15]:

$$L_{л220} = 129 \text{ км}; X_{y\delta 220} = 0,42 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л220} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U^2}, \quad (33)$$

$$X_{л220} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U^2} = 0,42 \cdot 129 \cdot \frac{100}{231^2} = 0,102 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление для стороны 220 кВ:

$$X_{\text{сум}} = X_{\text{сис}} + X_{\text{л220}} = 0 + 0,102 = 0,102 \text{ Ом.}$$

Переодическая составляющая тока кз:

$$I_{\text{пюкз}} = \frac{I_{\sigma} \cdot E_c}{X}, \quad (34)$$

где  $I_{\sigma}$  - базисный ток, кА;

$X$  - полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$I_{\text{пюкз}} = \frac{0,25 \cdot 1,1}{0,102} = 2,696 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 220 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,72 [16].

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пюкз}} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (35)$$

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

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 2,696 \cdot 1,72 = 6,558 \text{ кА.}$$

#### 4.2 Расчет тока КЗ на ПС 220 кВ (точка К2)

К общему сопротивлению добавляется сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{номТ}}}, \quad (36)$$

$$X_{\text{тр35}} = \frac{22}{100} \frac{100}{25} = 0,88 \text{ Ом.}$$

В итоге, общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{\text{л220}} + X_{\text{тр220}};$$

$$\sum X = 0 + 0,102 + 0,88 = 0,982 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 231} = 0,25 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{покз}} = \frac{0,25 \cdot 1,1}{0,982} = 0,28 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 220 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,72.

Ударный ток КЗ:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 0,28 \cdot 1,72 = 0,681 \text{ кА.}$$

### 4.3 Расчет тока КЗ на ПС 35 кВ (точка КЗ)

Составляем схему замещения для расчётов токов КЗ на шинах 35 кВ, где питание осуществляется от подстанции до ТП 23 (рисунок 2).

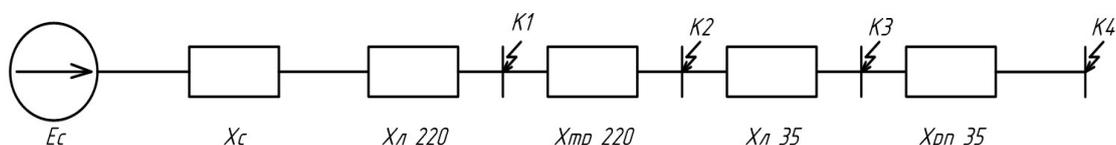


Рисунок 2 – схема замещения для расчётов токов КЗ на шинах 35 кВ

К общему сопротивлению добавляется сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{тр}35} = \frac{18}{100} \frac{100}{25} = 0,277 \text{ Ом.}$$

В итоге, общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{л220} + X_{тр220} + X_{л35},$$

$$\sum X = 0 + 0,102 + 0,88 + 0,277 = 1,259 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

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

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{покз}} = \frac{1,259 \cdot 1,1}{1,56} = 0,888 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 35 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,608.

Ударный ток КЗ:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 0,888 \cdot 1,608 = 2,019 \text{ кА.}$$

#### 4.4 Расчет токов КЗ на ТП 35 кВ (точка К4)

Параметры линии от ПС до ТП 23:

$$L_{\text{ПС-ТП23}} = 1,68 \text{ км.}$$

$$X_{\text{нс35}} = 0,432 \cdot 1,68 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,053 \text{ Ом.}$$

В итоге общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{\text{л220}} + X_{\text{тр220}} + X_{\text{л35}} + X_{\text{нс35}};$$

$$\sum X = 0 + 0,102 + 0,88 + 0,277 + 0,053 = 1,312 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

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

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{покз}} = \frac{1,56 \cdot 1,1}{1,312} = 1,308 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 10 кВ для ТП, ударный коэффициент принимается равным 1,369.

Ударный ток КЗ:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,308 \cdot 1,369 = 2,974 \text{ кА.}$$

#### 4.5 Расчет тока КЗ на ПС 10 кВ (точка К5)

Составляем схему замещения для расчётов токов КЗ на шинах 10 кВ, где питание осуществляется от подстанции до ТП 11 (рисунок 3).

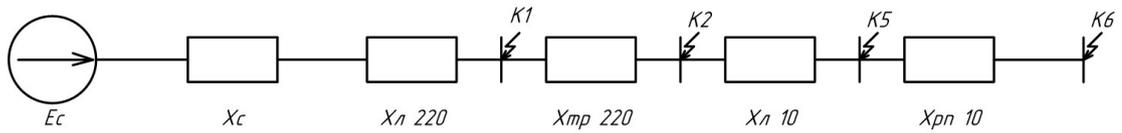


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 10 кВ

Параметры линии от ПС до ТП 11:

$$L_{ПС-ТП11} = 1 \text{ км.}$$

$$X_{л10} = 0,4 \cdot 1 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,363 \text{ Ом.}$$

В итоге общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{л220} + X_{мп220} + X_{л10};$$

$$\sum X = 0 + 0,102 + 0,88 + 0,363 = 1,345 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле ():

$$I_{покз} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{1,345} = 4,49 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 10 кВ для ТП, ударный коэффициент принимается равным 1,369.

Ударный ток КЗ:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,49 \cdot 1,369 = 8,693 \text{ кА.}$$

#### 4.6 Расчет токов КЗ на ТП 0,4 кВ (точка К6)

$$X_{мп10} = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,4} = 11,25 \text{ Ом.}$$

$$\sum X = X_c + X_{л220} + X_{мп220} + X_{л10} + X_{мп10};$$

$$\sum X = 0 + 0,102 + 0,88 + 0,363 + 11,25 = 12,595 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{пкз}} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{12,595} = 0,479 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 0,38 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,1.

Ударный ток:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 0,479 \cdot 1,1 = 0,745 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания для остальных ТП представлен в приложении 2.

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ЛЕСОЗАВОДСК

### 5.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Трансформатор является одним из важнейших элементов электрической сети. Число трансформаторов на подстанциях выбирается в зависимости от мощности и ответственности потребителей, также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжений. Таким образом, выбор количества трансформаторов является технико-экономической задачей.

Так как от проектируемой подстанции получают питание потребители I и II категории надежности, то согласно ПУЭ на ней должно быть установлено два силовых трансформатора.

Выбор силовых трансформаторов производится с учетом аварийных и допустимых систематических перегрузок согласно ГОСТ 14209–97.

Для расчетной мощности трансформатора исходим из средней нагрузки:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (37)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$K_3$  – коэффициент загрузки.

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{21,036^2 + 10,206^2}}{2 \cdot 0,7} = 17,765 \text{ МВА.}$$

По справочной таблице выбираем два трёхобмоточных трансформатора ТДТН – 25000/220.

Условные обозначения выбранного трансформатора:

Т – трехфазный трансформатор; Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; Т – трёхобмоточный;

Н - регулирование напряжения под нагрузкой на стороне ВН; номинальной мощностью 40000 кВА, напряжением ВН 220 кВ.

Параметры трансформатора ТДТН – 25000/220 представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики трансформатора ТДТН – 25000/220

S <sub>ном</sub> , МВ·А	Пределы регулирования	U <sub>ном</sub> , кВ			u <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
25	±12×1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2

Согласно ГОСТ 14209–97, после выбора трансформаторов, необходимо произвести проверку с учетом аварийных и допустимых систематических перегрузок. Для этого, необходимо определить коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме. Согласно ПУЭ в аварийных режимах трансформатор можно перегружать на 40% на время максимумов общей продолжительностью 6 часов в сутки в течение не более 5 суток. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{загр} = \frac{S_{расч}}{n \cdot S_{тр}} \quad (38)$$

где S<sub>тр</sub> – номинальная мощность трансформатора, кВА

$$K_{загр} = \frac{17,765}{2 \cdot 25} = 0,355$$

Коэффициент аварийной загрузки трансформатора в аварийном режиме:

$$K_{загравар} = \frac{S_{расч}}{S_{тр}} \quad (39)$$

$$K_{загравар} = \frac{17,765}{25} = 0,711$$

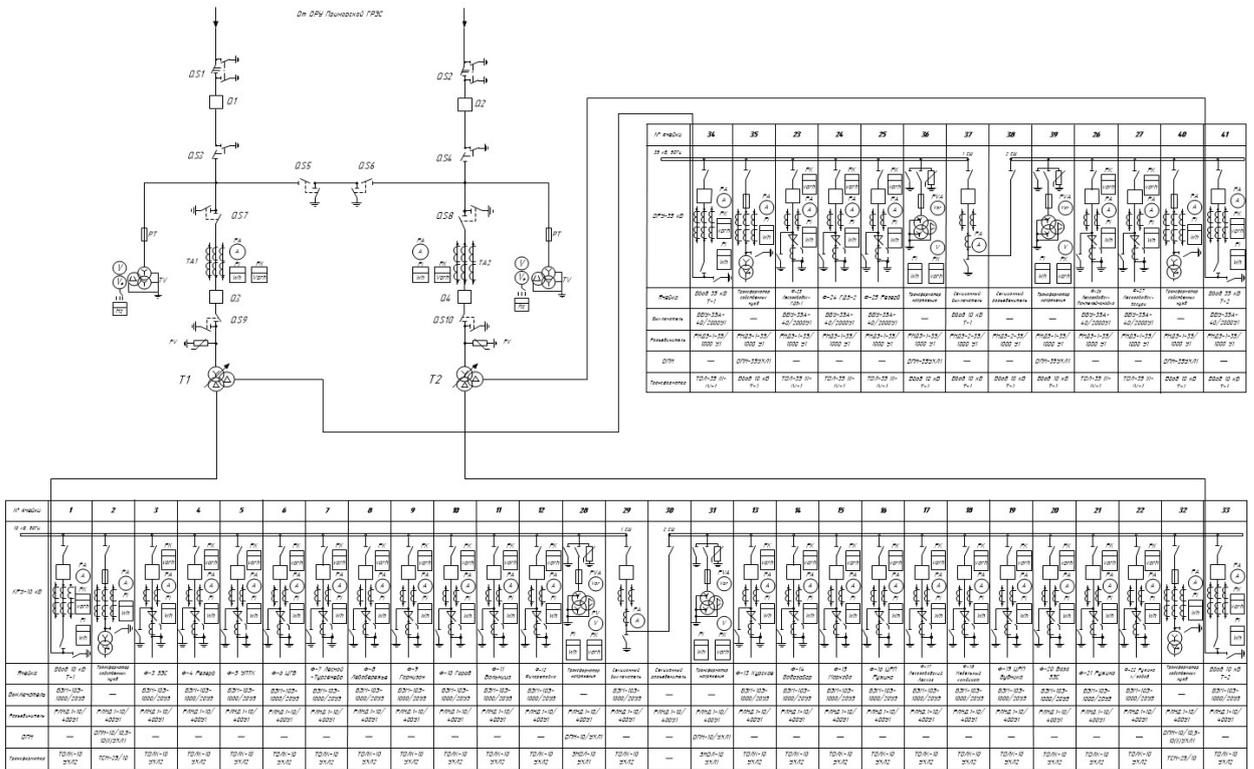


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС “Лесозаводск”

## 5.2 Выбор и проверка оборудования на подстанции

Основное оборудование на подстанции имеет ограниченный срок службы 25 лет, после чего, замена и реконструкция становится технически необходима. Производить обслуживание и ремонт устаревшего оборудования становится экономически не выгодно.

На данный момент на подстанции установлено оборудование, которое, в связи с переводом на напряжение 10 кВ не подходит для эксплуатации.

Подводя итог выше сказанному, можно сказать, что данное состояние подстанции не позволяет обеспечить должный уровень надежности

электроснабжения потребителей электроэнергии, что является основанием для замены оборудования на подстанции

### 5.3 Выбор оборудования 220 кВ

На напряжение 220 кВ выбираются: разъединители, высоковольтные выключатели, ОПН.

Для дальнейших расчетов определяется наибольший рабочий ток на напряжении 220 кВ.

$$I_p = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (40)$$

$$I_p = \frac{17765}{\sqrt{3} \cdot 220} = 46,621 \text{ А.}$$

#### 5.3.1 Выбор разъединителя

Принимается разъединитель типа РДЗ-2-220/1000 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами для коммутации с соседними подстанциями. Тип привода: ПВ-20У2. Выбирается разъединитель по напряжению и току, проверяется на термическую и электродинамическую стойкость. Данные расчета сводятся в таблицу 12.

Таблица 13 – Характеристики РДЗ-2-220/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p = 46,62 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 46,62 \text{ А}$
$i_d = 63 \text{ кА}$	$I_{по} = 0,28 \text{ кА}$	$63 \text{ кА} > 280 \text{ А}$
$I_{нм}^2 \cdot t_{нм} = 25^2 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{np} = 0,28^2 \cdot 3$	$2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 235 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

#### 5.3.2 Выбор выключателя

Выбираем элегазовый выключатель ВГТ-220П-40/2500У1 газовый, наружной установки, с пружинным приводом, номинальным напряжением

220 кВ с номинальным током 2500 А, с номинальным током отключения короткого замыкания 40 кА, климатическое исполнение УХЛ1, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69. Выбирается выключатель по напряжению и току, проверяется на термическую и электродинамическую устойчивость и на ток отключения. Данные расчета сводятся в таблицу 14.

Таблица 14 – Характеристики ВГТ-220П-40/2500У1 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_p = 46,62 \text{ А}$	$2500 \text{ А} > 46,62 \text{ А}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 0,28 \text{ кА}$	$40 \text{ кА} > 280 \text{ А}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3$	$I_{по}^2 \cdot t_{пр} = 0,28^2 \cdot 1,5$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 117 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$
$I_{сквоз} = 102 \text{ кА}$	$I_{удар} = 0,681 \text{ кА}$	$102 \text{ кА} > 6,558 \text{ кА}$

### 5.3.3 Выбор ОПН

Для ограничения атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливается ОПН, которые необходимо устанавливать на вводах силовых трансформаторов, подключаемых к воздушным ЛЭП. При этом установка коммутационных аппаратов между ОПН и вводом высокого напряжения силового трансформатора не допускается. Выбирается ОПН в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования. Устанавливаем ОПН-220УХЛ1. Данные сводятся в таблицу 15.

Таблица 15 – Характеристики ОПН-220УХЛ1:

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$

### 5.4 Выбор оборудования 35 кВ

На напряжение 35 кВ выбираются: разъединители, высоковольтные выключатели, измерительные трансформаторы напряжения и тока, ОПН, изоляторы линейные, подвесные, проходные, опорные или опорностержневые.

Для дальнейших расчетов определяется расчетный ток на напряжении 35 кВ. Будем исходить из средней расчетной мощности:

$$I_p = \frac{10038}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165,58 \text{ А.}$$

#### 5.4.1 Выбор выключателя

В данный момент на подстанции установлен масляный выключатель: «У-35-1000/2000». В связи с высокой пожароопасностью, вызванной трансформаторным маслом, данный трансформатор подлежит замене

Согласно категории размещения, принимается воздушный выключатель типа ВВУ-35А-40/2000У1. Выбирается выключатель по напряжению и току, проверяется на термическую и электродинамическую устойчивость и на ток отключения. Данные расчета сводятся в таблицу 16.

Таблица 16 – Характеристики ВВУ-35А-40/2000У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
U <sub>н</sub> = 35 кВ	U <sub>р</sub> = 35 кВ	35 кВ = 35 кВ
I <sub>н</sub> = 2000 А	I <sub>р</sub> = 165,58 А	2000 А > 165,58 А
I <sub>откл</sub> = 40 кА	I <sub>по</sub> = 0,88 кА	40 кА > 0,88 кА
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3$	$I_{гю}^2 \cdot t_{пр} = 0,88^2 \cdot 1,5$	4800 кА <sup>2</sup> ·с > 1,18 кА <sup>2</sup> ·с
Исквоз = 40 кА	I <sub>удар</sub> = 2,019 кА	40 кА > 2,019 кА

#### 5.4.2 Выбор разъединителя

Принимается разъединитель типа РНДЗ.2-35/1000 У1 с двумя заземляющими ножами для коммутации с соседними подстанциями и разъединитель типа РНДЗ.1-35/1000 У1 с одним заземляющим ножом для коммутации с шинами 35 кВ. Тип привода: ПВ-20У2. Выбирается разъединитель по напряжению и току, проверяется на термическую и электродинамическую стойкость. Данные расчета сводятся в таблицу 17.

Таблица 17 – Характеристики РНДЗ.1-35/1000 и РНДЗ.2-35/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 165,58 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 165,58 \text{ А}$
$i_d = 63 \text{ кА}$	$I_{по} = 0,88 \text{ кА}$	$63 \text{ кА} > 0,88 \text{ кА}$
$I_{нтв}^2 \cdot t_{нтв} = 25^2 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{np} = 0,88^2 \cdot 1,5$	$2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 212,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 5.4.3 Выбор ОПН

Для ограничения атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливается ОПН, которые необходимо устанавливать на вводах силовых трансформаторов, подключаемых к воздушным ЛЭП. При этом установка коммутационных аппаратов между ОПН и вводом высокого напряжения силового трансформатора не допускается. Выбирается ОПН в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования. Устанавливаем ОПН-35УХЛ1. Данные сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Характеристики ОПН-35УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$

#### 5.4.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются вместо уже установленных масляных трансформаторов НАМИ-35кВ и ЗНОМ-35кВ. Масляное исполнение трансформаторов является пожароопасным методом изоляции. Отработавшее трансформаторное масло оказывает негативное воздействие на окружающую среду. Наличие альтернативы в виде «сухого» исполнения трансформатора является наиболее предпочтительной.

Трансформаторы напряжения выбираются по: номинальному напряжению, конструктивному исполнению, классу точности, вторичной нагрузке.

Первым шагом для выбора ТН, необходимо учесть вторичную нагрузку, которая формируется за счет потребляемой мощности счетчиков и приборов учета. К основным вторичным обмоткам трансформатора напряжения подключаются: ватт/варметры, вольтметры, счетчик активной и реактивной энергии.

Параметры приборов учета сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТН-35 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность обмотки, В·А
Вольтметр	ЩП96П-35кВ	1	6
Ватт/Варметр	ЦП8506/40-35кВ	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	1	0,5
Итого:		3	11,5

Трансформаторы, предназначенные для присоединения расчетных счетчиков, должны отвечать классу точности 0,5.

Суммарная нагрузка приборов, подключенных к вторичной обмотке ТН не должна превышать номинальную мощность, установленную данным классом точности, в противном случае, это приводит к увеличению погрешностей.

Для однофазных трансформаторов, соединённых по схеме открытого треугольника, следует взять удвоенную мощность одного трансформатора.

Исходя из этого, выбран однофазный трансформатор ЗНОЛ-35 с литой изоляцией. Номинальная мощность в данном классе точности: 60 В·А

Таблица 20 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$S_{ном} = 60 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в классе точности 0,5)	$S_{расч} = 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$60 \text{ В} \cdot \text{А} > 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$

#### 5.4.5 Выбор предохранителей

Предохранитель – защитное устройство, которое размыкает цепь при превышении номинального тока в цепи, благодаря разрушению специальной плавкой вставки. Включается последовательно с защищаемым элементом. Выбирается предохранитель по номинальному напряжению и току.

Для трансформатора напряжения выбран предохранитель ПKN 001-35УЗ с кварцевым наполнением, номинальным напряжением 35 кВ. Данный тип предохранителей используется для защиты трансформаторов напряжения.

#### 5.4.6 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока выбираются: по конструкции и классу точности, по номинальному напряжению установки, по нагрузке вторичной обмотки, по току с условием того, что ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, потому как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Затем трансформаторы проверяются на ток термической и динамической стойкости.

Для расчета предварительно выбран трансформатор тока ТОЛ-35, его номинальное сопротивление можно найти исходя из его каталожных данных по формуле:

$$R_{2ном} = \frac{S_{2н}}{I_{2н}^2} \quad (41)$$

где  $S_{2н}$  - полная мощность трансформатора тока (принимается равным 10 В·А);

$I_{2н}$  - ток вторичной обмотки (принимается равным 5 А).

$$R_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора сводится к поиску суммарного сопротивления приборов, сопротивления контактов и соединительных проводов, по формуле:

$$R_2 = R_{приб} + R_{конт} + R_{пров} \quad (42)$$

где  $R_2$  - расчетная вторичная нагрузка, Ом;

$R_{приб}$  - суммарное сопротивление приборов, Ом;

$R_{конт}$  - сопротивление контактов (принимается равным 0,05 Ом);

$R_{пров}$  - сопротивление соединительных проводов, Ом.

Таблица 20 – Приборы, включенные во вторичную обмотку

Приборы	Тип прибора	Нагрузка вторичной обмотки, ВА
Амперметр	Ц33-М1	1
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	0,5
Итого		1,5

Находим суммарную мощность приборов:

$$S_{приб} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ В·А.}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (43)$$

где  $I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, А.

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

Учитывая сопротивление предварительно выбранного трансформатора тока, можно найти допустимое сопротивление соединительных проводов, соединяющих трансформатор тока и прибор по формуле:

$$R_{\text{доп.пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}}, \quad (44)$$

$$R_{\text{доп.пров}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом.}$$

Исходя из допустимого сопротивления провода, находим минимально допустимое сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{c \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{доп.пров}}} \quad (45)$$

где  $c$  - удельное сопротивление материала провода (для алюминия 0,0283 Ом);

$l_{\text{расч}}$  - расчетная длина соединительных проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, в нашем случае применяется схема полной звезды (длину соединительных проводов для цепей РУ-35 кВ можно приблизительно принять 60-75 м)

$$q_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,29} = 5,85 \text{ мм}^2.$$

К установке принимается контрольный кабель АКРВГ, сечением 6 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление соединительных проводов выразим из формулы (44):

$$R_{\text{пров}} = \frac{c \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (46)$$

при выбранном сечении, оно составит:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{6} = 0,283 \text{ Ом.}$$

Исходя из формулы (42), суммарное сопротивление составит:

$$R_2 = 0,06 + 0,05 + 0,283 = 0,393 \text{ Ом.}$$

Сравнение расчетных данных с каталожными приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Условия выбора трансформатора тока ТОЛ-35 III-IV-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_p = 165,58 \text{ А}$	$200 \text{ А} > 165,58 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{по}} = 0,88 \text{ кА}$	$25,5 \text{ кА} > 11,9 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 0,88^2 \cdot 1,5 = 1,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$R_{2 \text{ ном}} = 0,4$	$R_2 = 0,393$	$0,4 \text{ Ом} > 0,393 \text{ Ом}$

#### 5.4.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы шинной конструкции выбирают по напряжению и допустимой механической нагрузке. Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

- номинальному напряжению:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

- допустимой нагрузке  $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ , где  $F_{\text{расч}}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора:  $F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}$ , где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Допустимую нагрузку находим по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot K_h \cdot 10^{-5}, \quad (47)$$

где  $K_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро (принимается равным 1);

$i_y$  - ударный ток в данном классе напряжения, А;

$a$  - расстояние между фазами, м;

$l$  - расстояние между изоляторами, м.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{2974^2 \cdot 0,8}{0,6} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 2,04 \text{ Н.}$$

Выбираем опорные стержневые изоляторы ИОС-35-500-01УХЛ1. Характеристики данного типа изолятора: номинальное напряжение – 35 кВ; Минимальная, разрушая сила на изгиб – 5 кН.

На механическую стойкость изолятор проверяем по условию:

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр},$$

$$2,04 \leq 3000$$

## 5.5 Выбор оборудования 10 кВ

На напряжение 10 кВ выбираются: выключатели, разъединители, предохранители, ОПН, изоляторы, трансформаторы напряжения, тока и собственных нужд.

Для дальнейших расчетов определяется расчетный ток на напряжении 6 кВ:

$$I_p = \frac{14389}{\sqrt{3} \cdot 10} = 830,74 \text{ А.}$$

### 5.5.1 Выбор выключателя

Замена масляного выключателя на электромагнитный происходит из соображений пожарной безопасности.

Также, данный выключатель подлежит замене по сроку эксплуатации. Исходя из ГОСТ 687-78 срок службы масляного выключателя составляет

25 лет. Принимается электромагнитный выключатель ВЭМ-10Э-1000/20УЗ.

Данные расчета сводятся в таблицу 22.

Таблица 22 – Характеристики ВЭМ-10Э-1000/20УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 830,74 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 147,02 \text{ А}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,49 \text{ кА}$	$20 \text{ кА} > 2,201 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3$	$I_{по}^2 \cdot t_{пр} = 2,201^2 \cdot 1,5$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 7,267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{сквоз} = 52 \text{ кА}$	$I_{удар} = 8,69 \text{ кА}$	$52 \text{ кА} > 8,69 \text{ кА}$

### 5.5.2 Выбор шинного разъединителя

Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель марки РВЗ-1-10/1000 УХЛ2 по напряжению установки ( $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ ), по току продолжительного режима ( $I_{max} = 697,8 \text{ А}$ ). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами. Данные расчета сводятся в таблицу 23.

Таблица 23 – Характеристики РЛНД.1-10/400У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 830,74 \text{ А}$	$400 \text{ А} > 147,02 \text{ А}$
$i_d = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,49 \text{ кА}$	$25 \text{ кА} > 2,201 \text{ кА}$
$I_{нтм}^2 \cdot t_{нтм} = 25^2 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{пр} = 2,201^2 \cdot 1,5$	$2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 7,267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 5.5.3 Выбор ОПН

Выбирается ОПН в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования. Устанавливаем ОПН-10/10,5-10-(II)УХЛ1. Данные сводятся в таблицу 24.

Таблица 24 – Условия выбора ОПН-10/10,5-10-(II)УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$

#### 5.5.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются вместо уже установленных масляных трансформаторов НАМИ-10кВ по тем-же причинам, что и трансформаторы на стороне 35кВ

Параметры приборов учета сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН-10кВ:

Прибор	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность обмотки, В·А
Вольтметр	ЩП120П-10 кВ	1	6
Ватт/Варметр	ЦП8506/35 10000В	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	1	0,5
Итого:		4	11,5

Трансформаторы, предназначенные для присоединения расчетных счетчиков, должны отвечать классу точности 0,5.

Выбран однофазный трансформатор ЗНОЛ-06.4-10 с литой изоляцией, номинальная мощность которого, в данном классе точности, составляет: 50 В·А.

Таблица 26 – Характеристики трансформатора напряжения ЗНОЛ-06.4-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$S_{ном} = 50 \text{ В·А}$ (в классе точности 0,5)	$S_{расч} = 11,5 \text{ В·А}$	$50 \text{ В·А} > 11,5 \text{ В·А}$

### 5.5.5 Выбор трансформатора тока

Для расчета предварительно выбран трансформатор тока ТОЛК-10, его номинальное сопротивление можно найти исходя из его каталожных данных по формуле:

$$R_{2ном} = \frac{S_{2н}}{I_{2н}^2}. \quad (48)$$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора сводится к поиску суммарного сопротивления приборов, сопротивления контактов и соединительных проводов, по формуле:

$$R_2 = R_{приб} + R_{конт} + R_{пров}. \quad (49)$$

Таблица 27 – Приборы, включенные во вторичную обмотку

Приборы	Тип прибора	Нагрузка вторичной обмотки, ВА
Амперметр	Ц33-М1	1
Счётчик активной и реактивной энергии	Ртутный 206	0,5
Итого		1,5

Находим суммарную мощность приборов:

$$S_{приб} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Сопротивление приборов определяется по формуле (48):

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

Учитывая сопротивление предварительно выбранного трансформатора тока, можно найти допустимое сопротивление соединительных проводов, соединяющих трансформатор тока и прибор:

$$R_{\text{доп.пров}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом.}$$

Исходя из допустимого сопротивления провода, находим минимально допустимое сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,29} = 5,85 \text{ мм}^2.$$

К установке принимается контрольный кабель АКРВГ, сечением 6 мм<sup>2</sup>

Сопротивление соединительных проводов при выбранном сечении, составит:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{6} = 0,283 \text{ Ом.}$$

В итоге суммарное сопротивление составит:

$$R_2 = 0,06 + 0,05 + 0,283 = 0,393 \text{ Ом.}$$

Сравнение расчетных данных с каталожными приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Условия выбора трансформатора тока ТОЛК-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_p = 830,74 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 147,02 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} = 89 \text{ кА}$	$i_{\text{по}} = 4,49 \text{ кА}$	$89 \text{ кА} > 4,49 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $35,2^2 \cdot 3 = 3717,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4,49^2 \cdot 1,5 = 30,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$3717,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 30,24$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$R_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$R_2 = 0,393 \text{ Ом}$	$0,4 \text{ Ом} > 0,393 \text{ Ом}$

### 5.5.6 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформатор собственных нужд обеспечивает питание потребителей, необходимых для обслуживания и нормального функционирования подстанции. К таким потребителям могут относиться: обогреватели релейных шкафов и ячеек приводов силовых выключателей, системы пожаротушения, средства оперативной связи и телемеханики, рабочее и аварийное освещение и т.д.

На данный момент на подстанции установлены два трансформатора собственных нужд ТМ-25/10-65У1 и ТМ-25/6/0,4. В связи с использованием трансформаторного масла в качестве изоляции, данный тип трансформаторов собственных нужд является оборудованием повышенной пожароопасности. При наличии альтернативы в виде «сухого» исполнения, выбор масляного охлаждения является нецелесообразным. Данные трансформаторы подлежат замене.

Мощность трансформатора собственных нужд определим по перетокам мощности на собственные нужды. Исходя из таблицы оперативных данных, потребление мощности на трансформаторах собственных нужд в зимний максимум нагрузки составило:  $P_{с.н.макс} = 0,0223$  МВт. Коэффициент мощности примем:  $\cos \varphi = 0,9$ . Тогда расчетная нагрузка будет равна:

$$S_{с.н.расч} = \frac{\sqrt{P_{с.н.макс}^2 + (P_{с.н.макс} \cdot tg \varphi)^2}}{n \cdot K_3}, \quad (50)$$

$$S_{с.н.расч} = \frac{\sqrt{0,0223^2 + (0,0223 \cdot 0,48)^2}}{2 \cdot 0,7} = 0,018 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

К установке принят трансформатор ТСН-25/10. Характеристики трансформатора собственных нужд представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Параметры ТСН-25/6

Тип	S <sub>ном</sub> , кВ·А	U <sub>ном</sub> , кВ		u <sub>к</sub> , %	Потери, Вт	
		ВН	НН		ХХ	КЗ
ТСН-25/10	25	6; 10	0,4	4,0	260	460

Проводим проверку с учетом аварийных и допустимых систематических перегрузок. Для этого, определяем коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{загр} = \frac{18}{2 \cdot 25} = 0,36$$

Коэффициент аварийной загрузки трансформатора в аварийном режиме:

$$K_{загравар} = \frac{16,6}{25} = 0,72$$

### 5.5.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы шинной конструкции выбирают по напряжению и допустимой механической нагрузке.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{8693^2 \cdot 0,8}{0,6} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 17,45 \text{ Н.}$$

Выбираем опорные стержневые изоляторы С4-80-ГУХЛ1. Характеристики данного типа изолятора: номинальное напряжение – 10 кВ; Минимальная, разрушающая сила на изгиб – 4 кН.

На механическую стойкость изолятор проверяем по условию:

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр} \tag{51}$$

$$17,45 \leq 3000$$

### 5.5.8 Выбор предохранителей

Для трансформатора напряжения выбран предохранитель ПKN 001-10УЗ с кварцевым наполнением, номинальным напряжением 10 кВ. Данный тип предохранителей при использовании для защиты трансформаторов напряжения, могут применяться также для цепей с номинальным напряжением 6 кВ.

Предохранитель для трансформатора собственных нужд выбирается исходя из тока максимального режима, который рассчитывается по номинальной мощности трансформатора:

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

$$I_{\text{max.тсн}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А.}$$

К установке принимается предохранитель с кварцевым наполнением ПКТ101-10-2-40УЗ. Предохранитель проверяем по кривым времятоковых характеристик. Проверяем предельно допустимый ток, для времени равному 10 секунд.

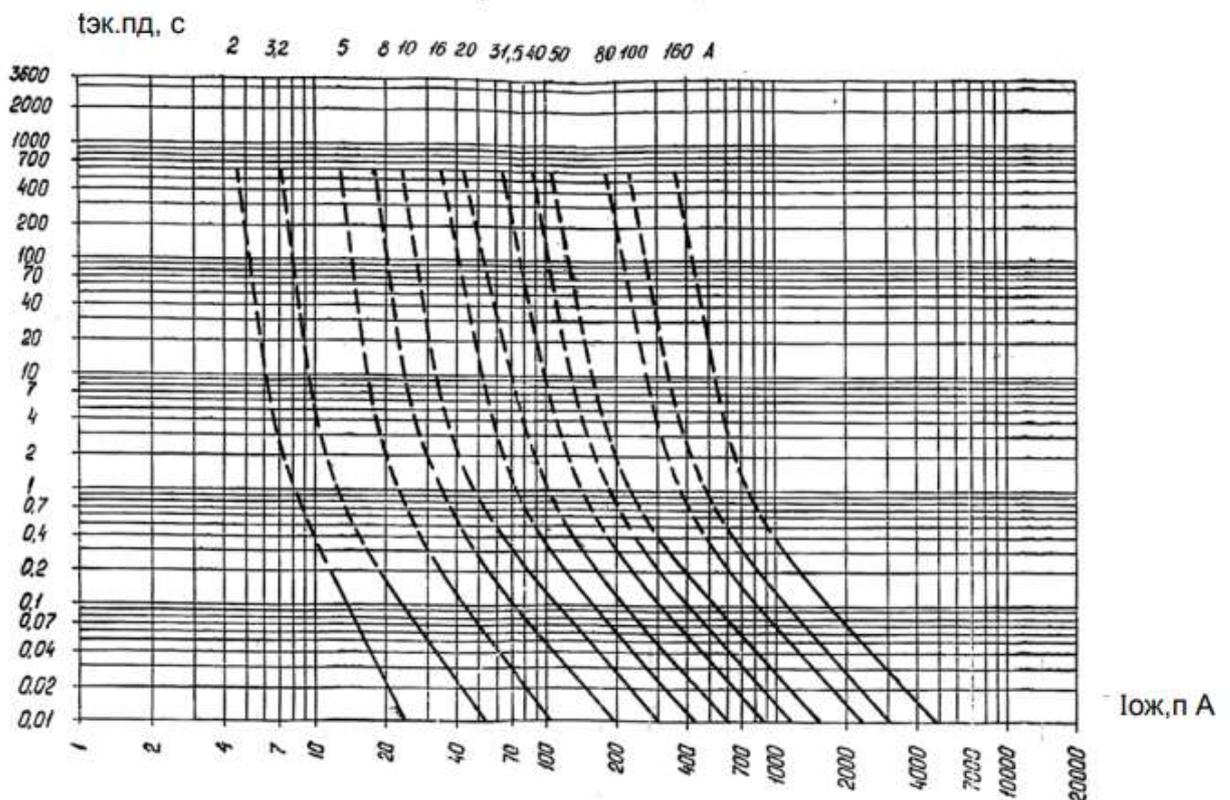


Рисунок 5 – Времятоковая характеристика ПКТ101-6

Как видно из рисунка 5, предельно допустимый ток составляет приблизительно 7,5 А. Выбранный предохранитель выбран верно.

Параметры данного предохранителя сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Характеристики ПКТ101-10-2-40УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2 \text{ А}$	$I_p = 1,44 \text{ А}$	$2 \text{ А} > 1,44 \text{ А}$
$I_{\text{доп}} = 7,5 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 1,44 \text{ А}$	$7,5 \text{ А} > 1,44 \text{ А}$
$i_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{\text{по}} = 4,49 \text{ кА}$	$12,5 \text{ кА} > 4,49 \text{ кА}$

### 5.5.9 Выбор жесткой ошиновки

Согласно ПУЭ п 4.2.25. ошиновку РУ и ПС, следует выполнять из алюминиевых и сталеалюминевых проводов, полос, труб и шин из профилей алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения. При токах до 3000 А применяются одно – и двухполюсные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Исходя из расчетного тока, выбираем алюминиевую, однополосную шину АДЗ1Т 30х4 прямоугольного сечения. Параметры данного оборудования представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Характеристики АДЗ1Т 30х4

Тип	Сечение, мм <sup>2</sup>	Максимальная сила тока, А
АДЗ1Т 30х4	120	365

Необходимо выполнить проверку шины на термическую стойкость, исходя из параметров тока короткого замыкания на стороне 10 кВ.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (53)$$

где  $q_{\min}$  - минимальное сечение провода, мм<sup>2</sup>;

$B_k$  - тепловой импульс, А·с;

$C$  - функция, для алюминиевых шин и кабелей 91 А·с/мм<sup>2</sup>.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{20,26 \cdot 10^5}}{91} = 15,64 \text{ мм}^2.$$

Очевидно, что проводник сечением  $q$  будет термически стойким, если выполняется условие  $q > q_{\min}$ .

## 6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ “ЛЕСОЗАВОДСК”

Безаварийная работа электроустановок обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий. Важное место среди них занимает защита объектов от прямого и косвенного воздействия грозовых разрядов. В настоящее время проблема молниезащиты и защиты от перенапряжений приобретает все большую актуальность в связи с тем, что в электрических сетях возрастает количество потребителей, чувствительных к импульсам перенапряжений и электромагнитным помехам.

Международной Электротехнической Комиссией (МЭК) разработаны стандарты, в которых изложены принципы защиты зданий и сооружений любого назначения от перенапряжений, позволяющие грамотно проектировать строительные конструкции и системы молниезащиты объекта, рационально размещать оборудование и прокладывать коммуникации.

В России на сегодняшний день взамен РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" утверждена и внесена в реестр действующих в электроэнергетике документов "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций" СО-153-34.21.122-2003 (утверждена приказом Минэнерго России от 30.06.2004 г. №280).

### **6.1 Расчёт заземления ОРУ**

Заземление – это комплекс мероприятий проводимых с целью защиты людей и электроустановок, заключающийся в соединении различных частей электрооборудования с землей.

Заземление бывает:

- рабочее – необходимо для обеспечения нормальной работы электроустановок;
- защитное – служит для предотвращения поражения людей электрическим током.

Защитное заземление за счет стекания потенциала в землю снижает напряжение прикосновения до безопасных значений.

Такие защитные меры производят в электроустановках до и выше 1000 В.

При проектировании системы заземления учитывают множество факторов такие как: вид электроустановки, режим работы нейтрали, номинальное напряжение электроустановки, размеры защищаемого объекта, сопротивление грунта где установлено оборудование и величина токов замыкания на землю и др.

В соответствии с ПУЭ, «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 метров и на расстоянии не более 1 метра от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству».

ОРУ 35 кВ выполнено в виде блочной схемы с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой, с использованием металлических или унифицированных железобетонных конструкций.

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5), \quad (54)$$

где  $A$  – ширина территории ОРУ, м;

$B$  – длина территории ОРУ, м.

$$S = (40+2 \cdot 1,5) \cdot (50+2 \cdot 1,5) = 2279 \text{ м}^2.$$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (55)$$

где  $I_K$  - ток короткого замыкания шин 35 кВ;

$t$  - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

$\beta$  - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)}, \quad (56)$$

$$I_K = 3 \cdot 2,019 = 6,057 \text{ кА};$$

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{6057^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 33,37 \text{ мм}^2;$$

$$S_{пр.в} \geq F_{т.с.}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_z + S_{cp}) \quad (57)$$

$$S_{cp.} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (58)$$

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

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты, зависящие от грунта,  $a_k = 0,005$ ,  $\alpha_k = 0,243$ ,  $b_k = 0,0031$ ,  $c_k = 0,041$ .

$$S_{cp.} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм},$$

$$q_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм.}$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{т.с.} + q_{кор.} < q_{м.п.}, \quad (59)$$

$$33,37 + 4,42 = 37,79 < 154.$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом.} \quad (60)$$

где  $r_C = 1,3$  Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{ЭКВ.}}{2\pi \cdot L_B} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (61)$$

где  $\rho_{ЭКВ.}$  - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_B$  - длина электрода, м;

$d$  - внешний диаметр электрода, м ;

$T$  - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае  $L/2 + 0,8$  м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{ЭКВ.} = K_C \cdot \rho_{уд} \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad (62)$$

где  $\rho_{уд}$  - удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_C = 1,2$  - значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5...0,8

$$\rho_{ЭКВ.} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3} * \ln\left(\frac{2 * 5}{0.014}\right) + 0.5 * \ln\left(\frac{4 * 3.3 + 5}{4 * 3.3 - 5}\right) = 16 \text{ Ом.}$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным  $\eta_B = 0,6$ :

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n}, \quad (63)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен  $\eta_\Gamma = 0,24$  [6].

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_\Gamma = \frac{1}{\eta_\Gamma} \cdot \frac{\rho_{ЭКВ.}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t} \text{ Ом.} \quad (64)$$

где  $b=0,04$  - ширина заземлителя, м;  
 $P$  - периметр контура, м;  
 $\eta_r = 0,24$  - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.  
 $t$  – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)  
 $t = 0,8$  м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \text{ Ом}\cdot\text{м.} \quad (65)$$

где  $K_C=1,5$ , коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;  
 $\rho_{\text{уд}}$  - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$R_r = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 180} \cdot \ln \frac{2 \cdot 180^2}{0,04 \cdot 0,8} = 4,815 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_H}{R_r - R_H} \text{ Ом.} \quad (66)$$

$$R_B = \frac{4,81 \cdot 0,812}{4,81 - 0,812} = 0,97 \text{ Ом.}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования  $\eta_B=0,47$ , принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (67)$$

$$n_B = \frac{16}{0,97 \cdot 0,47} = 34,85 \text{ шт.}$$

Принимаем 35 штук.

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_i = \frac{L_i + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (68)$$

где  $a$  – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_a = \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{6} = 8,83 \text{ шт.}$$

Принимаем 9 штук.

Поперечных:

$$n_b = \frac{40 + 2 \cdot 1,5}{6} = 7,16 \text{ шт.}$$

Принимаем 8 штук.

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{\Gamma} = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a \quad (69)$$

$$L_{\Gamma} = 8,83 \cdot (7,16 - 1) \cdot 6 + 7,16 \cdot (8,83 - 1) \cdot 6 = 663,66 \text{ м.}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a, \quad (70)$$

$$S_3 = (9 - 1) \cdot 6 \cdot (8 - 1) \cdot 6 = 2016 \text{ м}^2.$$

Средняя длина полос:

$$L_{CP} = \frac{50 + 3 + 40 + 3}{2} = 48 \text{ м.}$$

Среднее количество полос:

$$n_{CP} = \frac{L_{\Gamma}}{L_{CP}} + 1 \quad (71)$$

$$n_{CP} = \frac{663,66}{48} + 1 = 14,82 \text{ шт.}$$

Принимаем 15 штук.

Окончательно к установке принимаем 9 полос по 45 метра и 8 полос по 55 метров с 35 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{OPY} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{CP} \cdot R_B)}, \quad (72)$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя,  $\eta = 0,5$ .

$$R_{OPY} = \frac{0,97 \cdot 4,81}{0,5 \cdot (39 \cdot 4,81 + 14,82 \cdot 0,97)} = 0,047 \text{ Ом.}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{OPY}, \text{ Ом,} \quad (73)$$

где  $\alpha_u$  - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (74)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{330}}{(90 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,796$$

$$R_u = 0,796 \cdot 0,047 = 0,037 \text{ Ом.}$$

$$0,037 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-35 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

## 6.2 Расчет молниезащиты подстанции

Для защиты от прямых ударов молнии используют молниеотводы.

Молниеотвод – это возвышающаяся над защищаемым объектом через которое ток молнии, минуя защищаемый объект, отводится в землю.

Назначение молниеотвода – принять подавляющее большинство ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Защитное действие молниеотводов характеризуется его зоной защиты, т. е. пространством вблизи молниеотвода вероятность попадания, которое не превышает допустимое значение в зависимости от типа зоны.

В России нормируется два типа зон:

- зона защиты типа А – с вероятностью не менее 0,005 и  $U \leq 500$  кВ;
- зона защиты типа Б – с вероятностью не менее 0,05 и  $U > 750$  кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимаем для молниеотводов высоту  $h = 20$  м.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

Зона защиты четырех одинаковых по высоте стержневых молниеотводов характеризуется следующими параметрами:

$h$  – высота молниеотвода, м;

$h_x$  – высота самой высокой точки подстанции, м;

$h_0$  – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

$h_{CT}$  – наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между равновеликими молниеотводами, м;

$h_i$  – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

$r_0$  – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

$r_x$  – радиус защиты одного молниеотвода, м;

$r_{ix}$  – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

$r_{icx}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{эф} = 0,8 \cdot h; \quad (75)$$

$$h_{эф} = 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (76)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_{1X} = 9$  м на уровне линейного портала;

$h_{2X} = 6$  м на уровне шинного портала;

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне земли, равна радиусу зоны защиты на уровне земли, так как при выполнении

расчета, будет рассматриваться расстояние между двумя молниеотводами, которое удовлетворяет условию  $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$ .

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left( \frac{h_0 - h_x}{h_0} \right) \quad (77)$$

$$r_{1x} = 21,2 \cdot \left( \frac{16 - 9}{16} \right) = 9,275 \text{ м};$$

$$r_{2x} = 21,2 \cdot \left( \frac{16 - 6}{16} \right) = 13,25 \text{ м}.$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CF} = h_0 - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (78)$$

$$h_{1-2CF} = 16 - (0,17 + 0,0003 \cdot 20) \cdot (25 - 20) = 15,12$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_i = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{ix}}{h_{CF}} \quad (79)$$

На уровне линейного портала:

$$r_1 = 15,12 \cdot \frac{16 - 9}{16} = 6,61 \text{ м}.$$

На уровне шинного портала:

$$r_2 = 15,12 \cdot \frac{16 - 6}{16} = 9,45 \text{ м}.$$

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита и автоматика – предназначены для быстрого нахождения повреждений в сетях и мгновенного их отключения с целью сохранить нормальный режим работ.

Исходя из ПУЭ, для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

В данной работе необходимо выбрать как устройства релейной защиты необходимо установить на линиях 10кВ, на трансформаторах, а также необходимость установки в сети устройств автоматики.

Выбор средств РЗА в данной работе был осуществлен согласно рекомендациям, изложенным в «Правилах устройства электроустановок».

### **7.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора**

Продольная дифференциальная защита основана на принципе сравнения значений и фаз токов в начале и конце линии. Для этого вторичные обмотки трансформаторов тока с обеих с обеих линии соединяются между собой проводами.

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от неповреждённой части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на одиночных трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более, а также на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4,0 МВ·А.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ, вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило, соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита проводится с применением цифровых реле Сириус-ТЗ, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учётом влияния на ток, протекающий в реле регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2. Защита действует на отключение повреждённого трансформатора. Расчет выполняется в порядке показанном ниже.

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора:

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}, \quad (80)$$

где  $S_{T.HOM}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{HOM}$  - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.

$$I_{T.HOM.VH.} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,96 \text{ A};$$

$$I_{T.HOM.HH.} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ A};$$

Вторичные токи, текущие в плечах дифференциальной защиты

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{Т.НОМ}}{n_{Ti}}, \quad (81)$$

где  $k_{СХ}$  - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (присоединении обмоток в звезду  $k_{СХ} = 1$ ; при соединении обмоток в треугольник  $k_{СХ} = \sqrt{3}$ );

$n_{Ti}$  - коэффициент трансформации ТТ (300/5 = 60 ВН, 1500/5=300 НН).

$$I_{ВТОР.ВН.} = \frac{1 \cdot 164,96}{60} = 2,75 \text{ A};$$

$$I_{ВТОР.НН.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 577,35}{300} = 16,6 \text{ A};$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Отстройка от броска апериодического тока намагничивания

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{Т.НОМ}, \quad (82)$$

где  $I_{Т.НОМ}$  - номинальный ток силового трансформатора со стороны питания, А;

$k_H$  - коэффициент надежности;  $k_H = 1,1 \dots 1,5$ .

$$I_{С.З.} = 1,5 \cdot 164,96 = 247,44 \text{ A};$$

Отстройка от максимального тока небаланса

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad (83)$$

где  $k_H$  - коэффициент надежности;  $k_H = 1,3$ ;

$I_{НБ.МАКС}$  - максимальный ток небаланса, А.

$$I_{НБ.МАКС} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} + I_{НБ}^{IV}, \quad (84)$$

где  $I_{НБ}^I$  - первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока, А;

$I_{НБ}^{II}$  - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН, А;

$I_{НБ}^{III}$  - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты, А;

$I_{НБ}^{IV}$  - первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстро насыщающегося трансформатора установленным, А.

Первая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^I = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (85)$$

где  $k_a$  - коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической составляющей;

$k_{одн}$  - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

$\varepsilon$  - погрешность трансформаторов тока; принимается равной 0,1;

$I_{РАСЧ}^{(3)}$  - периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания, А.

$$I_{НБ.}^I = 1.1 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3069 = 846,78 \text{ А};$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^{II} = \left( \frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} * k_{ток.\alpha} \right) * I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (86)$$

где  $\Delta N_{\alpha} \%$  - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.\alpha}$  - коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ.}^{II} = \left( \frac{10}{100} \cdot 1 \right) \cdot 7968 = 796,8 \text{ A};$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

$$I'_{С.З.} = 1,3 \cdot (846,78 + 796,8) = 2136,65 \text{ A};$$

Ток срабатывания  $I_{СЗ}$  отстраивается от броска тока намагничивания

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot I_{НОМ}; \quad (87)$$

$$I'_{С.З.} = 1,3 \cdot 164,96 = 214,45 \text{ A};$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е.  $I_{С.З.} = 2136,65 \text{ A}$ .

Ток срабатывания реле:

$$I_{С.Р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2136,65}{60} = 61,68 \text{ A};$$

Ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон.

$$I_{Р.ПОЛН} = \frac{I_{кз.ВН}}{n_{Т.ВН}}, \quad (88)$$

где  $I_{КЗ.ВН}$  - ток протекающий при указанном повреждении по стороне высшего напряжения трансформатора и приведенный к соответствующей ступени напряжения, А;

$n_{Т.ВН}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного на высшем напряжении.

$$I_{Р.ПОЛН} = \frac{7698}{60} = 124,16 \text{ А};$$

Предварительная проверка на чувствительность

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{Р.ПОЛН}}{I_{С.Р.}}, \quad (89)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{124,16}{61,68} = 2,01 \geq 1,5.$$

## 7.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{T.HOM.}, \quad (90)$$

где  $K_H$  - коэффициент надежности;  $K_H = 1,3$ ;

$K_{CAM}$  - коэффициент самозапуска;  $K_{CAM} = 1,5 \div 2$ ;

$K_B$  - коэффициент возврата для микропроцессорных реле;  $K_B = 0,95$ .

Выбор времени МТЗ

$$t_{ЗАЩ} = t_{Л} + \Delta t, \quad (91)$$

где  $t_{Л}$  - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с;  
 которой ведется согласование, с;

$\Delta t$  - ступень селективности для микропроцессорных защит, с;

$\Delta t = 0,25-0,3$  с.

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MIN}}{I_{C.3.}} \quad (92)$$

где  $I_{K3.MIN}$  - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети, А.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ

$$I_{C.3.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 577,35 = 1185,09 \text{ А};$$

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 1185,09}{300} = 3,95 A;$$

$$K_{\eta} = \frac{6667}{1185,09} = 5,6 \geq 1,5;$$

$$t_{c.з.} = 1 + 0,25 = 1,25 \text{ с}$$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

На стороне 35 кВ и на стороне 10 кВ выбирается защита на базе блока микропроцессоров компании Сириус-ТЗ.

### **7.3 Защита трансформатора от перегрузок**

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе .

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки.

- на двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны;
- на трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН);
- на трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трех сторон.
- на трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

Перегрузка обычно является симметричным режимом трансформатора, характеризующимся появлением сверхтоков во всех фазах. Поэтому защита от перегрузки выполняется одним реле тока. Защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания.

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток.

Для удобства пользования в устройстве «Сириус – ТЗ» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.3.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.НОМ} \quad (93)$$

где  $K_H$  - коэффициент надежности;  $K_H = 1,05$ .

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C.P.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.3.}}{n_T} \quad (94)$$

Производится расчет защиты от перегрузок:

$$I_{C.з.} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 164,96 = 182,31 \text{ A};$$

$$I_{C.р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 182,31}{60} = 5,2 \text{ A};$$

По найденному току выбираем уставку срабатывания 2,11 А. время срабатывания защиты принимается равным  $t_{C.з.} = 1,5 \text{ с}$ .

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Данная выпускная квалификационная работа предусматривает реконструкцию системы электроснабжения центральных села Лесозаводск Приморского края.

Электрического оборудование является источниками повышенной опасности для персонала и окружающей среды. Поэтому при разработке проекта необходимо учитывать безопасность и экологичность проекта.

### 8.1 Безопасность

Для того чтобы не пострадало здоровье персонала, обслуживающего электрооборудование, необходимо соблюдать безопасность условий труда. Безопасность может обеспечиваться соблюдением научно обоснованных правил и норм, которые применяются при проектировании, монтаже и эксплуатации электрооборудования. Такие правила изложены в нормативном документе «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Требования Правил распространяются на работодателей - юридических и физических лиц независимо от их организационно-правовых форм и работников из числа электротехнического, электро-технологического и неэлектротехнического персонала организаций занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, а также осуществляющих управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей.

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- назначение лиц ответственных за организацию работ;
- выполнение наряда (распоряжения) на производство работ;
- осуществление допуска на производство работ;

- надзор во время работ;
- оформление начала и окончания работы, перерывов в работе, перевод на новое рабочее место.

Ответственные за безопасное проведение работ в электроустановках могут быть следующие работники:

- лицо, выдающее наряд или отдающее распоряжение, либо утверждающее перечень работ при текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий (ответственное лицо оперативного персонала);
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

К работе в электроустановках должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, а также проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии занимаемой должности, применительно выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификации группе по технике безопасности не имеющих медицинских противопоказаний.

В правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок строго прописаны действия электротехнического и электротехнологического персонала при различных видах работ.

#### 8.1.1 Средства защиты, используемые в электроустановках

В процессе эксплуатации электроустановок нередко возникают условия, при которых даже самое совершенное конструктивное исполнение установок не обеспечивает безопасности работающего, и поэтому требуется применение специальных защитных средств – приборов, аппаратов, переносных и перевозимых приспособлений и устройств, служащих для защиты персонала, работающего в электроустановках, от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги, электрического поля, продуктов горения, падения с высоты и т.п. Эти средства не являются

конструктивными частями электроустановок; они дополняют ограждения, блокировки, сигнализацию, заземление, зануление и т.п.

Электрозащитными средствами называются переносимые и перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих в электроустановках, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозащитные средства могут быть условно разделены на три группы: изолирующие, ограждающие и предохранительные.

Электрозащитные средства изолируют человека от токоведущих или заземленных частей, а также от земли. Они делятся на основные и дополнительные.

Основные электрозащитные средства обладают изоляцией, способной длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки и поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением. К ним относятся:

- в электроустановках до 1000 В — диэлектрические перчатки, изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, а также указатели напряжения;

- в электроустановках выше 1000 В — изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, а также средства для ремонтных работ под напряжением выше 1000 В.

Дополнительные электрозащитные средства обладают изоляцией, не способной выдержать рабочее напряжение электроустановки, и поэтому они не могут самостоятельно защитить человека от поражения током при этом напряжении. Их назначение — усилить защитное (изолирующее) действие основных изолирующих средств, вместе с которыми они должны применяться, причем при использовании основных защитных средств достаточно применения одного дополнительного защитного средства.

К дополнительным электробезопасным средствам относятся:

- в электроустановках до 1000 В — диэлектрические галоши и ковры, а также изолирующие подставки;

- в электроустановках выше 1000 В — диэлектрические перчатки, боты и ковры, а также изолирующие подставки.

Ограждающие защитные средства предназначены для временного ограждения токоведущих частей, к которым возможно случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние, а также для предупреждения ошибочных операций с коммутационными аппаратами. К ним относятся: временные переносные ограждения — щиты и ограждения-клетки, изолирующие накладки, временные переносные заземления и предупредительные плакаты.

Предохранительные защитные средства предназначены для индивидуальной защиты работающего от световых, тепловых и механических воздействий, от продуктов горения, от воздействия электрического поля, а также от падения с высоты. К ним относятся:

- защитные очки;

- специальные рукавицы, изготовленные из трудновоспламеняемой ткани;

- защитные каски;

- противогазы;

- предохранительные монтерские пояса; страховочные канаты;

- монтерские когти, а также индивидуальные экранирующие комплекты и переносные экранирующие устройства, защищающие персонал от воздействия электрического поля в электроустановках сверхвысокого напряжения промышленной частоты.

Некоторые из перечисленных электробезопасных средств показаны на рисунке 6.

Таблица 32 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение ЭУ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
ВЛ до 1 кВ	0,6	1,0
Остальные ЭУ до 1 кВ	не нормируются (без прикосновения)	1,0
1-35 кВ	0,6	1,0
110 Кв	1,0	1,5

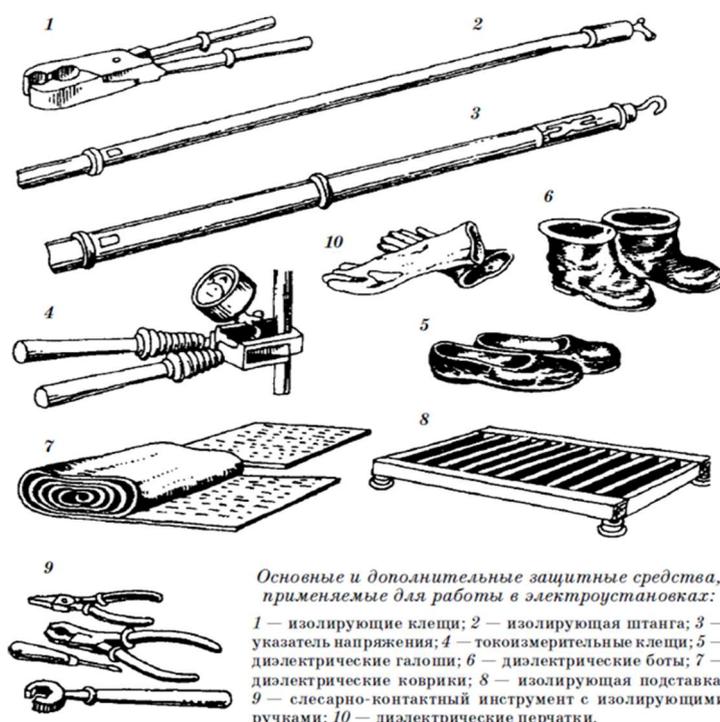


Рисунок 6 – Основные и дополнительные защитные средства, применяемые для работы в электроустановках

Если расстояние до токоведущих частей меньше допустимых, то перед выполнением работ необходимо отключить и заземлить токоведущие части. Допуск к работам на комплектных трансформаторных подстанциях должен быть произведен в следующем порядке:

## **8.2 Экологичность:**

В соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей среды» при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и снятии с эксплуатации предприятий, зданий и сооружений, необходимо предусматривать мероприятия по охране природы, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, а также выполнять требования экологической безопасности проектируемых объектов и охраны здоровья населения.

### **8.2.1 Расчет уровня шума трансформаторов**

Шум трансформаторов, особенно больших, в основном обусловлен двумя составляющими: электромагнитным шумом и аэродинамическим шумом, вызываемым вентиляционными устройствами. Маленькие трансформаторы охлаждаются без принудительных устройств, за счет конвекции воздуха, в связи с чем аэродинамическая составляющая отсутствует.

Электромагнитный шум в ТМ возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки ТМ в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника ТМ.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через

масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем. Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха.

Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Механический шум может возникнуть, например, по причине нарушения балансировки крыльчатки вентиляторов в системе механической вентиляции ТМ.

Произведём расчет шума трансформаторов для реконструируемой ПС «Лесозаводск» открытого типа.

Таблица 33 – Характеристики трансформатора, используемые в реконструкции

Кол-во тр-ров	Вид системы охлаждения	Типовая мощность тр-ра, кВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)	25000	220/35/10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Для проведения расчетов, необходимо:

1) Определить допустимый уровень шума зависимости от типа территории, прилегающей к ПС, используя нормативный документ санитарных норм «СН 2.2.4/2.1.8.562-96» таблица 3. Назначение территории относится к «Жилые комнаты квартир, жилые помещения домов отдыха,

пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, спальные помещения в детских дошкольных учреждениях и школах-интернатах.»

2) Определить шумовые характеристики источника шума согласно ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

3) Определить минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Для трансформатора ТДТН – 25000/220 скорректированный уровень звуковой мощности составляет ( $S_{\text{ном}} = 250 \text{ МВА}$ ,  $U_{\text{ном}} = 220/35/10 \text{ кВ}$ ):

$$L_{WA} = 94 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$ .

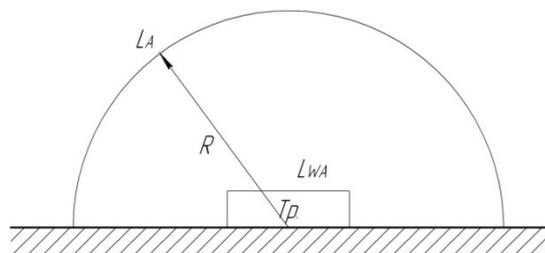


Рисунок 7 - Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.2.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (95)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (96)$$

где  $S = 2\pi R^2$ .

На территории ПС “Лесозаводск” установлено 2 трансформатора.

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (97)$$

На территории подстанции трансформаторы находятся на улице, следовательно, учитывать звукоизоляцию не нужно, а расчётный шум трансформаторов найдём как:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 94} = 97 \text{ дБ}.$$

где  $N$  - количество источников шума ;

$L_{WAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DV_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде [2]:

$$ДУ_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (98)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (99)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(97-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 159 \text{ м}$$

Вывод: Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ТП территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{C33}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы и значительный материальный и/или экологический ущерб.

Источник ЧС – опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражений, в результате чего произошла или может возникнуть ЧС.

Одной из многих чрезвычайных ситуаций может стать возникновение пожара объектов электрооборудования. Возникновение пожара на ПС «Обувная» и сопутствующих объектах, относится к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

Пожар - неконтролируемое горение, приводящее к ущербу.

Согласно ГОСТ 12.1.004-9 и ГОСТ 12.1.044-89, электроустановки высокого напряжения требуют к себе постоянного внимания с точки зрения повышенной пожароопасности. Необходимы неукоснительное соблюдение всеми работниками подстанции правил ПБ и проведение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности:

- регулярное проведение занятий по умению пользоваться средствами пожаротушения и оказанию первой медицинской помощи;

- проверка наличия и исправности средств индивидуальной защиты;

- принятие строгих мер к нарушителям техники пожарной безопасности. На проектируемой подстанции пожарная опасность обусловлена наличием в электрооборудовании горючих материалов (трансформаторное масло, изоляция кабелей). Наибольшая опасность исходит от маслонаполненных электроустановок (силовые трансформаторы, выключатели).

Витковые замыкания в трансформаторе сопровождаются выделением газовой смеси. В случае несрабатывания газовой защиты возможен взрыв трансформатора и выброс горящего масла на территорию ОРУ, вследствие чего может пострадать и другое оборудование. Из-за этого трансформаторы устанавливаются на фундамент из негорючих материалов и устанавливают маслоотводы, во избежание растекания масла.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91, в зависимости от характера веществ, использующихся в производстве, производственные объекты подразделяются по пожарной и взрывной опасности. Согласно этого ГОСТа, здания и сооружения регламентируются по степеням огнестойкости.

Здание ОПУ на подстанции имеет степень огнестойкости II. Оно имеет два эвакуационных выхода размером 140х200 см, расстояние до которых из комнаты дежурного составляет 12 и 30 м соответственно.

На силовом оборудовании предусмотрены тепловые датчики, которые действуют на сигнал и на отключение оборудования. В помещении ОПУ на подстанции предусмотрены следующие средства пожаротушения: пожарный щит с необходимыми инструментами для тушения пожара (топор, лопаты, ломик, ведра), ящик с песком и огнетушители типа ОУ8. Эти средства имеются в ОПУ на подстанции в двух экземплярах: одни на одной стороне ОПУ, другие на другой стороне.

Для тушения пожара силовых трансформаторов на подстанции имеются специально подведенные к ним пожарные краны, вода в которые поступает из резервуара с водой на подстанции. При возникновении очагов пожара, дежурные сперва докладывает диспетчеру, а затем звонит в пожарную охрану, при этом руководителем тушения пожара на подстанции до их прибытия является старший по должности.

## 9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС «ЛЕСОЗАВОДСК»

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в модернизацию ПС «Лесозаводск».

Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для рассматриваемого района и коэффициентом перевода стоимости оборудования на четвертый квартал 2020 года.

Определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС Лесозаводск:

$$k_{PY} = (n_{35} \cdot k_{35} + n_{10} \cdot k_{10}) \cdot k_u \cdot k_p, \quad (105)$$

где  $k_u$  - коэффициент перевода цен 2000 года на четвертый квартал 2020 год;

$k_p$  - районный коэффициент:

$n_{35}$  - количество ячеек вакуумных выключателей 35 кВ;

$k_{35}$  - стоимость ячейки вакуумного выключателя 35 кВ;

$n_{10}$  - количество ячеек вакуумных выключателей 10 кВ;

$k_{10}$  - стоимость ячейки вакуумного выключателя 10 кВ.

$$k_{PY} = (9 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 9) \cdot 4,28 \cdot 1,25 = 13,72 \text{ млн.руб.}$$

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции Лесозаводск (силовые трансформаторы в расчет не принимаются):

$$k_{\text{пост}} = k'_{\text{пост}} \cdot k_u \cdot k_p, \quad (106)$$

где  $k'_{\text{пост}}$  - постоянная часть затрат на модернизацию ПС Лесозаводск в ценах 2000 года:

$$k_{\text{пост}} = 8,9 \cdot 4,28 \cdot 1,25 = 47,61$$

Определяем суммарные капиталовложения в модернизацию ПС Лесозаводск:

$$k_{\text{нс}} = k_{\text{пу}} + k_{\text{пост}}$$

$$k_{\text{нс}} = 13,72 + 47,61 = 61,33 \text{ млн.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт нового электрооборудования ПС Набережная а так же на его амортизацию вычисляются по формуле:

$$u_{\text{АМ}} = k_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ам}}, \quad (107)$$

где  $\alpha_{\text{ам}}$  – нормы отчислений на амортизацию в год для подстанционного оборудования в год;

$k_{\text{ПС}}$  - капитальные вложения в оборудование ПС Лесозаводск.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \quad (108)$$

где  $T_{\text{сл}}$  - срок службы оборудования подстанционного оборудования:

$$u_{\text{АМ}} = 61,33 \cdot \frac{1}{20} = 3,06 \text{ млн.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки для оборудования ПС Набережная:

$$u_{\text{ЭК.ПС}} = \alpha_{\text{ЭК.ПС}} \cdot k_{\text{ПС}} \quad (109)$$

где  $\alpha_{\text{ЭК.ПС}}$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования ПС Лесозаводск.

$$u_{\text{экс.пс}} = 6 / 100 \cdot 61,33 = 3,67 \text{ млн.руб.}$$

Расчеты показали, что стоимость реализации проекта по модернизации ПС Лесозаводск составляет 61,33 миллиона рублей, издержки на амортизацию основного оборудования составят 3,0 миллиона рублей /год, а на его эксплуатацию 3,67 миллиона рублей /год.

Разница между затратами составляет 39 %. По расчету видно, что проектируемая система электроснабжения имеет минимум приведенных затрат и реконструкция системы электроснабжения посёлка Лесозаводск экономически оправдана.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, темой которой является реконструкция системы электроснабжения поселка Лесозаводск Приморского края, были выполнены все поставленные задачи.

Были рассчитаны электрические нагрузки района, произведен расчет мощности трансформаторов на трансформаторных подстанциях, проведена замена трансформаторов на существующих ТП. В ходе расчетов были выбраны и проверены на воздействие токов КЗ все кабельные и воздушные линии, электрические аппараты для установки на ПС.

Выбранные устройства релейной защиты и автоматики для защиты силовых трансформаторов и линий 10 кВ и 35 кВ обеспечивают требуемую надежность и безопасность эксплуатации.

Также для обеспечения безопасности при эксплуатации ПС был спроектирован комплекс заземления и молниезащиты, который надежно защищает от прямых ударов молнии и повреждений электрическим током.

Все проведенные расчеты соответствуют общепринятым методикам, применяемым на практике, и подкреплены выдержками из нормативно-технической документации.

Методом технико-экономического сравнения была доказана экономическая целесообразность реконструкции села.

Помимо этого, в ходе выполнения выпускной квалификационной работы были повторены и закреплены теоретические знания по различным дисциплинам, полученные за время обучения в университете и прохождения практики.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности / А.Б. Булгаков. - Благовещенск: АмГУ, 2013.
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности» / А.Б. Булгаков. - Благовещенск: АмГУ, 2014.
- 3 Балаков, Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. Учебное пособие для ВУЗов, 2-е издание / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов. - М.: Издательский дом МЭИ. 2006. – 288 с.
- 4 ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)»
- 5 ГОСТ 12.2.024-87 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
- 6 ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.
- 7 Конюхова, Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учебник для вузов / Е.А. Конюхова // Электрон. текстовые данные. - М.: Издательский дом МЭИ, 2014. - 510 с.
- 8 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавец, Н.А. Черемисинова. - Электрон. дан. - Санкт-Петербург: Лань, 2014. - 192 с.
- 9 Куско, А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии [Электронный ресурс] / А. Куско, М. Томпсон. - Электрон. дан. – М.: ДМК Пресс, 2010. - 334 с.
- 10 Малафеев, С.И. Надежность электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.И. Малафеев. - Электрон. дан. - Санкт-Петербург: Лань, 2018. - 368 с.

11 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

12 Мясоедов Ю.В. Электроснабжение городов: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 181 с.

13 Наумов, И.В. Проектирование систем электроснабжения: межвузовское учебное пособие для самостоятельной работы студентов / И.В. Наумов, Т. Б. Лещинская – И: ИрГСХА, 2011. – 327 с.

14 Наумов, И.В. Электроснабжение: учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 381 с.

15 Неклепаев, Б.И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / сост.: Б.И. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 608 с.

16 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ, 2006. – 480 с.

17 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

18 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

19 РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей»

20 Родыгина, С.В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. Передача, распределение, преобразование электрической энергии [Электронный ресурс]: учебное пособие / С.В. Родыгина. - Электрон. дан. -

Новосибирск: НГТУ, 2017. - 72 с.

21 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211

22 Санитарные нормы: 2.2.4/2.1.8.562-96.

23 СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства.

24 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 327 с.

25 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 112 с.

26 СТО СМК 4.2.3.21-2018. Оформление выпускных квалификационных и курсовых работ (проектов) / сост.: Л.А. Проказина, Н.А. Чалкина, С.Г. Самохвалова. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2018. – 75 с.

27 Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

28 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### Выбор мощности трансформаторов

Таблица П1 – Выбор мощности трансформаторов

№ ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Коэф. загрузки	S <sub>тр</sub> , кВА
1	2	3	4	5	6
ТП 3	8,42	1,76	8,6	0,86	10
ТП 5	7,62	1,67	7,8	0,78	10
ТП 6-1	165,13	34,67	168,73	0,84	200
ТП 6-2	208,73	48,01	214,18	0,85	250
ТП 7	163,4	37,58	167,66	0,83	200
ТП 8-1	292,5	64,35	299,49	0,74	2x200
ТП 8-2	265,5	58,41	271,85	0,85	2x160
ТП 8-3	309	67,98	316,39	0,79	400
ТП 8-4	286	68,64	294,12	0,73	400
ТП 8-5	313,5	75,24	322,4	0,8	2x200
ТП 8-6	251,3	60,312	258,43	0,8	2x160
ТП 8-7	130	29,9	133,39	0,83	160
ТП 8-8	287,3	66,07	294,8	0,73	400
ТП 8-9	147,7	66,46	161,96	0,81	200
ТП 9	94,5	18,8	96,35	0,6	160
ТП 10-1	260,25	111,9	283,29	0,7	2x200
ТП 10-2	162,25	76,25	179,27	0,89	200
ТП 10-3	279	103,23	297,48	0,74	400
ТП 10-4	256	69,12	265,16	0,66	400
ТП 10-5	313,5	68,97	320,99	0,8	2x200
ТП 10-6	281	59,01	287,12	0,71	400
ТП 10-7	307,7	64,61	314,41	0,78	400
ТП 10-8	297,3	74,32	306,45	0,76	400
ТП 11-1	174	29	177,4	0,69	250
ТП 11-2	262	169	311,777	0,52	2x160
ТП 11-3	200,4	40,08	204,36	0,81	250
ТП 11-4	348	69,6	354,89	0,71	2x250
ТП 11-5	175	57,7	184,26	0,73	250
ТП 11-6	174	34,8	177,44	0,71	250
ТП 11-7	138,3	45,09	145,46	0,58	250
ТП 11-8	124	16,4	125,08	0,78	160
ТП 11-9	204	40,8	208,04	0,65	2x160
ТП 11-10	219	136,8	258,21	0,8	2x160
ТП 12-1	156	37,44	160,43	0,8	200
ТП 12-2	166	41,5	171,1	0,53	2x160

## Продолжение таблицы П1

1	2	3	4	5	6
ТП 12-3	185,6	44,54	190,87	0,76	250
ТП 12-4	174	46,98	180,23	0,72	250
ТП 12-5	175	57,7	203,85	0,737	250
ТП 12-6	203,85	53	210,62	0,84	250
ТП 12-7	180	43,2	185,11	0,74	250
ТП 13-1	162	38,88	166,6	0,83	200
ТП 13-2	199,24	95,63	221	0,88	250
ТП 13-3	159,3	66,9	172,78	0,86	200
ТП 14	110,2	30,85	114,24	0,71	160
ТП 15-1	184,4	47,02	190,3	0,76	250
ТП 15-2	272	96,56	288,63	0,72	2x200
ТП 16-1	70	24,85	74,28	0,74	100
ТП 16-2	103,5	43,47	112,25	0,7	160
ТП 16-3	72,2	23,1	75,8	0,75	100
ТП 16-4	96	24	98,95	0,61	160
ТП 16-5	91,5	20,13	93,68	0,58	160
ТП 17	124,4	52,24	134,92	0,67	2x100
ТП 18	74	16,28	75,77	0,6	2x63
ТП 19-1	209	45,98	213,99	0,85	250
ТП 19-2	247	54,34	252,9	0,63	2x200
ТП 20	182,25	41	186,8	0,74	250
ТП 21-1	190,65	42,89	195,41	0,78	250
ТП 21-2	141,35	60,78	153,86	0,76	200
ТП 21-3	204,3	65,37	214,5	0,85	250
ТП 21-4	230,7	48,44	235,73	0,76	2x160
ТП 21-5	212	48,76	217,53	0,87	250
ТП 21-6	199,66	43,92	204,43	0,81	250
ТП 21-7	177	44,25	182,44	0,73	250
ТП 21-8	245,45	61,36	253	0,79	2x160
ТП 21-9	206,1	72,13	218,35	0,87	250
ТП 21-10	208,9	57,86	216,76	0,86	250
ТП 21-11	214,1	54,81	221	0,69	2x160
ТП 21-12	150,5	61,7	162,65	0,81	200
ТП 22	870	182,7	888,97	0,7	2x630

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Расчет токов короткого замыкания

Таблица П2 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{покз}$	$I_{уд}$
1	2	3
1	2,696	6,558
2	0,28	0,681
3	0,888	2,019
4	1,308	2,974
5	4,49	8,693
6	5,15	9,971
7	0	0
8	5,12	9,913
9	5,117	9,907
10	5,07	9,816
11	5,217	10,1
12	4,67	9,041
13	4,669	9,039
14	4,549	8,807
15	4,555	8,819
16	4,712	9,123
17	4,53	8,77
18	4,546	8,801
19	4,542	8,794
20	4,528	8,766
21	4,57	8,848
22	4,533	8,776
23	4,47	8,654
24	4,493	8,699
25	4,499	8,71
26	4,452	8,619
27	4,452	8,619
28	4,477	8,668
29	4,466	8,646
30	3,41	6,602
31	3,472	6,722
32	2,27	5,266
33	2,285	4,424
34	2,252	4,36
35	2,241	4,339

## Продолжение таблицы П2

1	2	3
36	4,36	8,441
37	4,425	8,567
38	2,11	4,085
39	2,07	4,008
40	2,223	4,304
41	2,217	4,292
42	2,148	4,159
43	4,44	8,596
44	4,466	8,646
45	4,352	8,426
46	4,358	8,437
47	4,25	8,228
48	4,179	8,091
49	4,268	8,263
50	4,21	8,151
51	4,252	8,232
52	4,19	8,112
53	4,222	8,174
54	4,17	8,073
55	4,119	7,975
56	4,182	8,097
57	4,156	8,046
58	4,172	8,077
59	4,188	8,108
60	4,19	8,112
61	4,225	8,18
62	4,213	8,157
63	4,179	8,091
64	2,52	4,879
65	2,54	4,918
66	1,308	2,974
67	1,308	2,974
68	0	0
69	1,754	3,989
70	1,333	3,031

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

#### Экспликация электропотребителей

Таблица П 3 – Экспликация электропотребителей

Номер на плане	Потребитель
1	2
1 – 24	Коттедж
25	Магазин
26 – 54	Коттедж
55	Магазин
56 – 58	Гараж
59	Гостиница
60 – 98	Коттедж
99	Магазин
100 – 159	Коттедж
160, 161	Магазин
162 – 196	Коттедж
197	Вышка связи
198	Операторный пункт
199	Склад
200	Гараж
201 – 250	Коттедж
240	Школа № 156
241 – 356	Коттедж
357	Магазин
358 – 423	Коттедж
424	Магазин
425 – 473	Коттедж
474	Магазин
475 – 489	Коттедж
490	Водоочистное сооружение
491	Котельная
492 – 570	Коттедж
571	Отделение МВД
572	Магазин
573 – 668	Коттедж
669	Музей
670 – 689	Коттедж
670 – 678	Жилой дом
679	Детский сад № 5
680	Гостиница

Продолжение таблицы ПЗ

1	2
681	Церковь
682 – 688	Гараж
689	Библиотека им. А. Гайдара
690	Супермаркет
691	Жилой дом
692	Магазин
693 – 744	Коттедж
745	Магазин
746 – 813	Коттедж
814	Магазин
815	Дом культуры
816 – 898	Коттедж
899	Магазин
900	Административное здание
901	Гараж
902	Коттедж
903	Отделение почтовой связи № 692037
904 – 912	Коттедж
913, 914	Административное здание
915	Рослесхоз
916 – 984	Коттедж
985	Магазин
986	Клуб
987	Магазин
988 – 1074	Коттедж
1075	Стадион «Локомотив»
1076	Автокасса «Ружино»
1077	Вокзал «Ружино»
1078	Детский сад № 105
1079 – 1095	Жилой дом
1096	Школа – интернат
1097	Школа № 6
1098 – 1101	Жилой дом
1102 – 1137	Коттедж
1138	Магазин
1139 – 1169	Коттедж
1170	Магазин
1171 – 1173	Гаражи
1174 – 1189	Жилой дом
1190 – 1202	Коттедж

Продолжение таблицы ПЗ

1	2
1203 – 1208	Жилой дом
1209 – 1214	Гаражи
1215	Магазин
1216	Отделение почтовой связи № 692038
1217	Склад
1218 – 1234	Коттедж
1235 – 1247	Жилой дом
1248 – 1255	Гаражи
1256 – 1366	Жилой дом
1367	Пекарня
1368	Магазин
1369 – 1380	Жилой дом
1381	Поликлиника
1382	Отделение «Сбербанк»
1383	Пекарня
1384 – 1395	Жилой дом
1396	Школа № 7
1397	Отделение почтовой связи № 692036
1398	Магазин
1399	Спортплощадка
1400	Отель
1401 – 1402	Амбулаторное отделение поликлиники
1403 – 1405	Больница
1406 – 1453	Коттедж
1454	Магазин
1455	Клуб
1456 – 1498	Коттедж
1499	Магазин
1500	Рынок
1501 – 1503	Магазин
1504 – 1589	Коттедж
1590 – 1593	Магазин
1594	Отделение УПФРФ
1595 – 1658	Коттедж
1659	Склад
1660	Отделение ПЭК «Первомай»
1661	Магазин
1662 – 1823	Коттедж
1824	Магазин
1825	Автосервис

Продолжение таблицы ПЗ

1	2
1826	Интернет-магазин
1827 – 2082	Коттедж
2083	Магазин
2084 – 2093	Административное здание
2094 – 2111	Коттедж
2112	Котельная
2113 – 2130	Коттедж
2131	Автосервис
2132	АЗС
2133	Ресторан
2134	Отель
2135, 2136	Склад
2137, 2138, 2139	Коттедж
2140	Пункт военного комиссариата
2141 – 2173	Коттедж
2174 – 2178	Магазин
2179	Отель
2180	Супермаркет
2181 – 2222	Коттедж
2223 – 2236	Жилой дом
2237	Дискаунтер «Радиус»
2238	Отделение «Ростелеком»
2239	Центр связи
2240	Администрация округа
2241 – 2362	Коттедж
2363, 2364, 2365	Жилой дом
2366 – 2406	Коттедж
2406	Магазин
2407 – 2409	Жилой дом
2410	Магазин
2411 – 2418	Коттедж
2419	Отделение почтовой связи № 692042
2420	Детский сад № 14
2421	Социально-реабилитационный центр
2422	Торговый центр
2423	Спортивный комплекс
2424 – 2436	Жилой дом
2437	Лесозаводский районный суд
2438	Дом культуры
2439	Ресторан

1	2
2440	Школа №3
2441	Отделение банка «ВТБ»
2442	Дом культуры
2443 – 2453	Жилой дом
2454	Центральная библиотека
2455	Медицинский колледж
2456 – 2458	Общежития
2459, 2460	Жилой дом
2461	Детский сад № 11
2462	Ресторан
2463	Автосервис
2464	ЗАГС
2465	Музей
2466	Продуктовый рынок
2467	Школа искусств
2468	Прокуратура
2469	КГБУЗ Лесозаводская Центральная больница
2470	Клиника
2471	Ветлечебница
2472	Музей
2473	Кинотеатр
2474	Церковь
2475	Центральная библиотека
2476	Магазин
2477	Жилой дом
2478 – 2564	Коттедж
2565 – 2569	Магазин
2570	Дальторгсервис
2571 – 2611	Коттедж
2612	Баня
2613	Теплосети
2614	Системы водоснабжения, отопления
2615	Бизнесцентр
2616	Магазин
2617 – 2629	Коттедж
2630	Приморский колледж лесных технологий, экономики и транспорта
2631	Магазин
2632 – 2636	Общежития
2637 – 2666	Коттедж

## Продолжение таблицы ПЗ

1	2
2667 – 2677	Склады промышленных предприятий
2678	ДВГТУ
2679	Поликлиника
2680	Магазин
2681 – 2850	Коттедж
2851	Парк общественного транспорта
2852 – 2860	Административные здания
2861	Магазин
2862	Котельная
2863 – 2922	Коттедж
2923, 2924	Магазин
2925	Управление ЖКХ
2926 – 2933	Административные здания
2934 – 2992	Коттедж
2993	Магазин
2994 – 3042	Коттедж