

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 24 » 06 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка Ленинский
Алданского района Республики Саха (Якутия)

Исполнитель
студент группы 542-узб


20.06.2019
подпись, дата

А.А. Кущевой

Руководитель
профессор, доктор
техн.наук


21.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

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


21.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
профессор, канд.техн.наук


21.06.2019
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

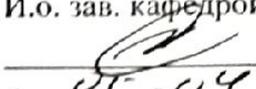
Благовещенск 2019

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
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Куцегова Алексея
Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы электроснабжения поселка Ленинский

(утверждено приказом от 04.04.17 № 759-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная
схема электроснабжения поселка Ленинский; Данные контр. заборов

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика поселка Ленинский, Анализ существующей
системы электроснабжения поселка Ленинский, Расчет электрических
нагрузок, Нулевольтная линия электроснабжения, Выбор ТП, Разработка
вариантов электроснабжения поселка и выбор оптимального
Реконструкция системы внешнего электроснабжения

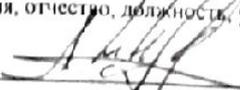
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической
части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор, канд. тех. наук Н.В. Савина
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019г.


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 168 с., 25 рисунков, 42 таблицы, 26 источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТОК КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ

В данной бакалаврской работе произведена реконструкция системы электроснабжения поселка Ленинский. Дано описание п. Ленинский; произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, выбор оптимальных значений сечений проводов, определена надёжность работы подстанции. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного электрооборудования; определены параметры заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии, рассмотрен расчет релейной защиты трансформаторов. Рассмотрены правила техники безопасности и охраны труда на подстанции.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки
ЧС	-	чрезвычайные ситуации

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Характеристика поселка Ленинский	11
1.1 Краткое описание поселка Ленинский	11
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии	13
2. Анализ существующей системы электроснабжения поселка Ленинский	16
2.1 Источники питания и их анализ	16
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов существующих ТП	17
2.3 Характеристика схемы электроснабжения поселка и ее анализ	17
2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения поселка Ленинский	18
3. Расчет электрических нагрузок	20
3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников	20
3.2 Расчет электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников	20
4. Низковольтное электроснабжение	26
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	26
4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий	27
4.3 Выбор марки и сечения линий	29
4.4 Расчет наружного освещения	34
5. Выбор ТП	37
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП	37
5.2 Компенсация реактивной мощности (при необходимости)	39
5.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	41
5.4 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение.	45
5.5 Определение места расположения ТП	47
6. Разработка вариантов реконструкции системы внутреннего электроснабжения поселка Ленинский и выбор оптимального	52
6.1 Расчет потокораспределения в электрической сети	52

6.2	Выбор сечения линий напряжением 6 кВ, конструктивное исполнение линий	55
6.4	Выбор оптимального варианта реконструкции	57
6.5	Определение суммарной нагрузки поселка	59
7.	Реконструкция системы внешнего электроснабжения поселка Ленинский	60
7.1	Выбор номинального напряжения сети	60
7.2	Выбор марки и сечения линий, их конструктивное исполнение	61
7.3	Выбор числа и мощности трансформаторов питающей подстанции при реконструкции	63
7.4	Выбор оптимального варианта реконструкции подстанции Ленинская	65
8.	Расчет токов короткого замыкания	67
8.1	Расчет токов короткого замыкания в сети ВН и на шинах подстанции Ленинская	67
8.2	Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ	73
8.3	Расчет токов короткого замыкания в низковольтной сети	77
9.	Реконструкция подстанции Ленинская	83
9.1	Разработка схемы и конструкции питающей подстанции при реконструкции	83
9.2	Выбор и проверка оборудования ВН	83
9.3	Выбор и проверка оборудования низкого напряжения	103
9.4	Заземление и молниезащита подстанции Ленинская	106
10.	Проверка сечений кабельных линий (СИП) на термическую стойкость к токам короткого замыкания	114
11.	Релейная защита и автоматика, сигнализация в схеме электроснабжения	117
11.1	Выбор системы оперативного тока	117
11.2	Виды и типы релейной защиты, принятые в системе электроснабжения	118

11.3 Релейная защита силового трансформатора	120
11.4 Релейная защита отходящего присоединения	124
11.5 Автоматика	127
11.6 Сигнализация	129
12. Оценка надежности системы электроснабжения поселка до и после реконструкции	134
13. Оценка инвестиционной привлекательности предложенного варианта реконструкции системы электроснабжения	141
14. Безопасность и экологичность проекта	143
Заключение	165
Библиографический список	166
Приложение А. Расчет электрических нагрузок в сети внешнего электроснабжения, выбор сечения проводов	167
Приложение Б. Расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ	175
Приложение В. Расчет заземления, молниезащиты ПС	183

ВВЕДЕНИЕ

Функционирование электроэнергетики в Республике Саха (Якутия) в связи с большой территорией обслуживания потребителей характеризуется:

необходимостью транспортировки вырабатываемой электроэнергии на большие расстояния;

наличием в районах Крайнего Севера, на удаленных от магистральных электрических сетей районах Якутии малой электроэнергетики, где единственным источником энергоснабжения населения являются дизельные электростанции;

сезонным завозом топлива и материально-технических ресурсов по сложной транспортной схеме;

изолированностью энергорайонов;

большими расходами по содержанию электросетей, в основном выполненных в деревянном исполнении.

Техническое состояние основных производственных фондов характеризуется высоким процентом износа: в среднем он составляет более 50,5%, в том числе износ линий электропередач – 75%, тепловых сетей – 51,2%, силового и прочего оборудования – 60,5%, подстанций – 81,4%, машин и оборудования – 61,9%. На балансе энергоснабжающих организаций находится более 25000 км воздушных линий всех классов напряжений. 43% воздушных линий электропередач отработали более 25 лет и требуют полной реконструкции. Основное оборудование выработало свой парковый ресурс и требует значительных материальных затрат на техническое перевооружение и реконструкцию. Тепловые сети общей протяженностью 708,51 км, в т.ч. 87% со сроком службы до 20 лет и 13% – свыше 20 лет.

В Якутии идет развитие сети разных районов ЦЭР, это прежде всего связано с добычей полезных ископаемых. Месторождение серебра и золота, а так же тепловые электростанции, в связи с этим постоянно возникает необходимость изменения структур, схем и параметров системы.

Рассмотрим южно-якутские сети посёлок Ленинский с подключением дражного прииска «Ленинский».

Целью бакалаврской работы является предложение варианта реконструкции схемы электроснабжения посёлка Ленинский, которая является оптимальной с точки зрения уменьшения аварийности в сети.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести анализ существующей схемы электроснабжения посёлка и сделать обоснование реконструкции сети;
- произвести расчёт электрических нагрузок;
- произвести расчёт токов короткого замыкания;
- произвести выбор и проверку оборудования сети;
- произвести расчёт емкостных токов замыкания на землю.

В первом разделе дана характеристика посёлка Ленинский – его климато-географическая характеристика и характеристика потребителей. Во втором разделе произведён анализ существующей системы электроснабжения посёлка Ленинский. В третьем разделе произведён расчёт нагрузок. В четвёртом разделе рассмотрено низковольтное электроснабжение. В пятом разделе произведено обоснование замены силовых трансформаторов на существующих ТП. В шестом разделе произведена разработка схемы реконструкции системы внутреннего электроснабжения посёлка Ленинский. В седьмом разделе произведена реконструкция системы внешнего электроснабжения. В восьмом разделе произведён расчёт токов короткого замыкания. В девятом разделе произведена реконструкция подстанции Ленинская. В десятом разделе произведена проверка сечений линий СИП на термическую стойкость к токам короткого замыкания. В одиннадцатом разделе рассмотрены вопросы релейной защиты, автоматики и сигнализации. В двенадцатом разделе произведён расчёт надёжности сети после реконструкции. В тринадцатом разделе произведена оценка инвестиционной привлекательности проекта реконструкции. В четырнадцатом рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта реконструкции.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОСЕЛКА ЛЕНИНСКИЙ

1.1 Краткое описание поселка Ленинский

Посёлок Ленинский основан в 1926 году, недалеко от города Незаметный (Алдан) и первоначально носил название прииск Нижне-Сталинск. На шахтах прииска добыча золота сначала велась старательским способом, а в дальнейшем — дражным.

Населенный пункт был отнесён к категории посёлков городского типа в 1932 году.

В 1962 г. указом Президиума Верховного Совета РСФСР поселок Нижне-Сталинск переименован в поселок Ленинский.

До начала 1990-х годов Ленинский был центром дражной добычи золота. После закрытия прииска, в поселке действовали МУП ЖКХ "Южный", амбулатория, средняя школа № 5. Поселок находится в 6 км от районного центра - г. Алдана, связан с ним автобусным маршрутом, в 90-е его население составляло 2288 человек.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Поселок городского типа Ленинский расположен на юге Республики Саха (Якутия) в Алданском районе, в северо-восточной части Евразийского материка. Административным центром Алданского района является город Алдан. Расстояние от Административного районного центра города Алдан до пгт Ленинский составляет 6 км.

В среднем продолжительность отопительного сезона составляет 8–9 месяцев в году. Рельеф низкогорный, сильно расчлененный с абсолютными отметками 250-350 м, с отдельно возвышающимися куполообразными горными вершинами высотой 430-475 м. Грунт рассматриваемого района состоит из: насыпного грунта (щебень 40%, глыбы 20%, супесь и суглинок 40%), ила суглинистого, песка пылеватого, гравийного грунта, суглинка серого, супеси серой, глины коричневой, песчаника серого.

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь — зимние месяцы. Максимальная амплитуда средних температур самого холодного месяца — января и самого тёплого — июля составляет 70—75 С. По абсолютной величине минимальной температуры понижениях до –60 С и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год).

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Его основные черты складываются под влиянием азиатского материка и Тихого океана. Континентальность проявляется в очень низких зимних и высоких летних температурах, т. е. в исключительно больших годовых амплитудах температуры воздуха. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 45°С . Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 день, средняя температура этого периода минус 14.8°С, продолжительность периода ниже 8 градусов составляет 218 дней, средняя температура этого периода минус 10,6°С, продолжительность периода ниже 10 градусов составляет 232 дня, средняя температура этого периода минус 9,4 градуса. Ни один сезон не характеризуется такими большими колебаниями метеорологических элементов, особенно температуры воздуха, как зимний.

Температура гололедообразования минус 5°С по фактическим материалам наблюдений. Зона влажности вторая, нормальная.

Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль северо-западное. Ветровая нагрузка при гололеде на территории объекта -1 район (150 г/м).

Фактически наблюденная максимальная скорость ветра 25 м/сек. Максимальная скорость ветра при гололеде 14 м/сек, максимальная наблюденная стенка гололеда 7,3 мм [7].

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика пгт Ленинский

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-70
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололедообразования, °С	-5
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии

Численность населения посёлка Ленинский по данным на 1.01.18 г. составляет 9620 человек. Плотность населения составляет 74 чел/км².

Посёлок Ленинский по типу относится к рабочему посёлку городского типа. По числу населения – посёлок городского типа с числом жителей более 2000 человек. По характеру планировки посёлок Ленинский относится к смешанной планировке. Структура населённого пункта является квартальной – то есть представляет собой правильные кварталы, разделенные взаимно

перпендикулярными улицами. Застроенная часть кварталов проходит вдоль улиц.

В посёлке Ленинском имеется плотная жилая застройка. Сооружены преимущественно 2- и 4-этажные дома, частный сектор с преимущественно деревянными домами 1990-х годов постройки.

На территории посёлка присутствуют помимо жилых домов такие потребители как: средняя школа №5, почта, амбулатория, торговые точки, МУП ЖКХ «Южный», МУСП «Ленинское» [7].

В районе посёлка Ленинский ведётся добыча золота дражным способом. Основной выпускаемой продукцией в поселке является: золотая руда. В данной сфере осуществляют свою деятельность промышленный артель «Горняк» и дражный прииск «Ленинский».

К электроприемникам I категории в посёлке по ВСН 97-83 отнесены: котельные первой категории, водопроводные насосные станции, канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, системы централизованного электроснабжения.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропище-приготовлением, детские и школьные учреждения,.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток.

Доля потребителей первой и второй категории по надежности в посёлке Ленинский составляет 30-40% от общей нагрузки поселка. Частичное, а тем более полное погашение систем электроснабжения таких потребителей имеет серьезные социально-экономические последствия [5].

В посёлке Ленинский Алданского района Республики Саха Якутия разработана федеральная программа развития территории, реализуются программы по обеспечению жильём молодых семей, строительство жилищного фонда социального использования для обеспечения жильём семей имеющих 5 и

более несовершеннолетних детей, переселение их ветхого и аварийного жилья, в связи с чем в посёлке ведётся строительство многоквартирных жилых домов, магазинов.

2.1 Источники питания и их анализ

Электроснабжение поселка Ленинский в настоящий момент осуществляется от однострансформаторной ПС Ленинская с трансформатором мощностью 2,5 МВА.

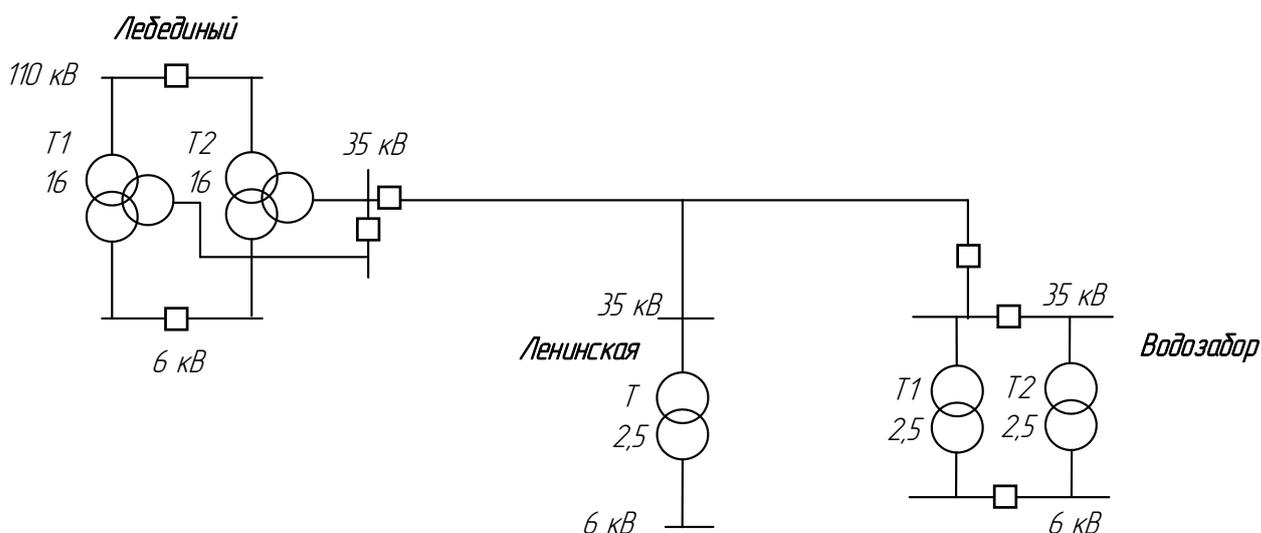


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения посёлка Ленинский
Подстанция Ленинская получает электроснабжение по одной линии 35 кВ от ПС 110 кВ Лебединый. Подстанция отпаечная от ВЛ 35 кВ Лебединый – Водозабор.

Покажем анализ загрузки силовых трансформаторов на подстанциях 110 кВ Лебединый и 35 кВ Ленинская.

Таблица 2 – Загрузка силовых трансформаторов

№	Подстанция	Трансформатор	Летний КЗ 2018, МВА	Зимний КЗ 2018, МВА
1	Лебединый	Т1, 16 МВА	9,6	10,5
2	Лебединый	Т2, 16 МВА	9,9	10,8
3	Ленинская	Т, 2,5 МВА	2,3	2,0

По результатам контрольных замеров 2018 года видно, на питающей подстанции Лебединый максимальная зимняя загрузка составляет 67%, т.е на

подстанции имеется резерв мощности для подключения дополнительной нагрузки. На подстанции Ленинская максимальная загрузка трансформатора по летнему контрольному замеру 2018 года составляет 92%. По летнему замеру на подстанции Ленинская нагрузка больше, чем в зимний контрольный замер объясняется присутствием в районе посёлка золотодобычи, которая частично снижается в зимний период.

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов существующих ТП

Одним из начальных этапов реконструкции сети является анализ загрузки существующих источников питания. В таблице приведены результаты внеплановых замеров нагрузки по трансформаторным подстанциям посёлка Ленинский.

Таблица 3 – Загрузка ТП посёлка Ленинский

Номер ТП	Мощность установленных трансформаторов, кВА	Нагрузка на ТП по летнему замеру 10.07.2018, $S_{тпВН}$, кВА	K_3	Нагрузка на ТП по зимнему замеру 28.12.2018, $S_{тпВН}$, кВА	K_3
1	25	18	0,72	23	0,92
2	25	15	0,60	23	0,92
3	25	20	0,80	23	0,92
4	40	25	0,62	38	0,95
5	40	22	0,55	38	0,95
6	25	19	0,76	23	0,92
7	100	65	0,65	93	0,93
16	25	15	0,60	23	0,92
17	25	18	0,72	24	0,96

По результатам замеров видно, что все существующие ТП загружены согласно зимнему замеру более чем на 90%, что является основанием для проведения реконструкции сети с заменой трансформаторов.

2.3 Характеристика схемы электроснабжения посёлка и её анализ

Существующая схема электроснабжения посёлка Ленинский осуществляется по радиальной схеме, каждая ТП имеет одностороннее питание, что не отвечает требованиям надёжности по электроснабжению потребителей 2

и 1 категории надёжности. Линии электропередач 6 и 0,4 кВ выполнены стальными проводами на деревянных опорах.

ПС Ленинская Ф-1

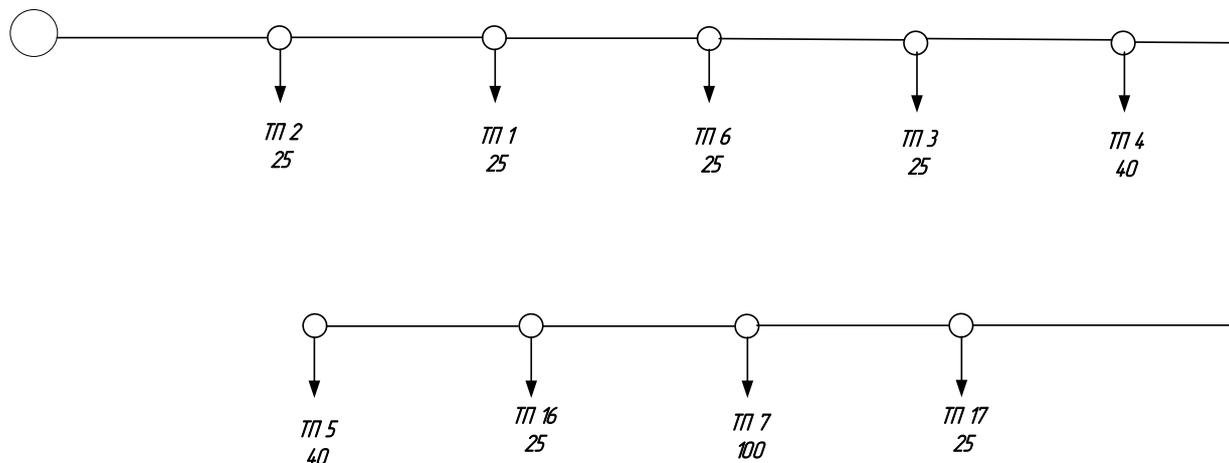


Рисунок 2 – Существующая структурная схема электроснабжения 6 кВ посёлка Ленинский

2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения посёлка Ленинский

В посёлке Ленинский Алданского района Республики Саха Якутия разработана федеральная программа развития территории, реализуются программы по обеспечению жильём молодых семей, строительство жилищного фонда социального использования для обеспечения жильём семей имеющих 5 и более несовершеннолетних детей, переселение их ветхого и аварийного жилья, в связи с чем в посёлке ведётся строительство многоквартирных жилых домов, магазинов [11].

Для электроснабжения существующих и вновь вводимых объектов, а также для обеспечения надёжности электроснабжения социально-значимых объектов, таких как школы необходимо произвести реконструкцию существующей сети электроснабжения посёлка. Поскольку территория посёлка Ленинский относится к территориям развития реконструкция системы электроснабжения будет оправдана и экономически обоснована расчёт инвестиционной привлекательности проекта будет рассчитан в отдельном разделе. Новые объекты – жилые дома по программе переселения их ветхого и

аварийного жилья будут подключены к существующим ТП и будут располагаться в районе уже существующей застройки.

Существующие ТП и воздушные линии электропередач эксплуатируются с 1963 года. С момента ввода в эксплуатацию замена проводов и ТП в посёлке Ленинский не производилась. Состояние электрических сетей 6 и 0,4 кВ не позволяет произвести подключение вновь вводимых объектов без реконструкции сети, существующие ТП 6/0,4 кВ загружены более чем на 90% в зимний период. Линии электропередач 6-0,4 кВ, а также ТП 6-0,4 кВ физически и морально устарели. Это ТП 6/0,4 кВ под номерами 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 16, 17. Линии электропередач напряжением 0,4 и 6 кВ выполнены стальными проводами на деревянных опорах.

Следовательно, необходимо произвести реконструкцию сети электроснабжения в посёлке Ленинский, поскольку помимо существующих потребителей, в посёлке будут появляться новые потребители, такие как прииск и новые многоквартирные жилые дома. Для выбора и проверки оборудования распределительной сети необходимо произвести расчёт нагрузок потребителей.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчёт электрических нагрузок существующих электроприёмников

Расчёт электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ

Важнейшей предпосылкой рационального выбора систем электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов схемы. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Для определения нагрузок на ТП используются расчёты или результаты замера электрических нагрузок на ТП. Поскольку имеются результаты замера за 2018, расчёт электрических нагрузок будет производиться для вновь вводимых потребителей. Результаты расчётов приведены в таблице 4 ниже.

3.2 Расчёт электрических нагрузок вновь вводимых электроприёмников

Согласно программе развития в посёлка Ленинский будет произведено строительство двух многоквартирных домов, электроснабжение которых будет осуществляться от ТП № 4 и ТП № 7. Расчёт нагрузок данных домов производится аналогично расчёту приведённому в пункте № 3.1.

Также в посёлке будет подключен дражный прииск «Ленинский», подключение которого будет осуществлено в ТП №15. Проектная мощности составит 1500 кВт.

Расчёт произведём с помощью метода удельных электрических нагрузок.

Расчёт электрических нагрузок на вводе у потребителей

Для начала расчёта нагрузок необходимо составить экспликацию зданий и сооружений. В экспликации зданий и сооружений рассматриваются здания и объекты, расположенные на территории реконструируемого части поселка. В ней необходимо указывать тип потребителя, количество квартир, мест,

посещений, площадь зданий, количество насосов водонапорных башен, и прочие данные по силовой нагрузке. Расчет проводится согласно [28].

В многоквартирных домах нагрузку на вводе находят с помощью коэффициентов одновременности нагрузки или по удельным показателям.

$$P_{\text{вводД,В}} = P_{\text{удД,В}} \cdot n \cdot k_o \quad (1)$$

$$Q_{\text{вводД,В}} = Q_{\text{удД,В}} \cdot n \cdot k_o, \quad (2)$$

где $P_{\text{удД,В}}$ – удельная активная и реактивная мощность на одну квартиру, кВт, квар/кв,;

n – количество квартир в многоквартирном доме, шт;

k_o – коэффициент одновременности, зависящий от числа потребителей.

Для примера рассчитаем нагрузку жилого двухэтажного дома №14, где имеется 2 подъезда, 16 квартир:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{уд.кв.}} \cdot n \quad (3)$$

$$P_{\text{кв}} = 3,85 \cdot 16 = 61,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{кв}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (4)$$

$$Q_{\text{кв}} = 61,6 \cdot 0,2 = 12,32 \text{ квар};$$

$$S_{\text{кв}} = \sqrt{P_{\text{кв}}^2 + Q_{\text{кв}}^2} \quad (5)$$

$$S_{\text{кв}} = \sqrt{61,6^2 + 12,32^2} = 62,82 \text{ кВА.}$$

Рассчитаем ток:

$$I_{\text{кв}} = \frac{S_{\text{кв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (6)$$

$$I_{\text{кв}} = \frac{62,82}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 90,67 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитывается каждый объект, строение или промышленный потребитель. Результаты расчётов приведены в таблице - объекты под пунктами № 19, 32, 34.

В результате расчётов видно, что на ряде ТП произойдёт увеличение нагрузки в связи с вводом новых объектов. Это ТП № 4, 7 и новое ТП – 15 для электроснабжения прииска Ленинский.

ПС Ленинская Ф-1

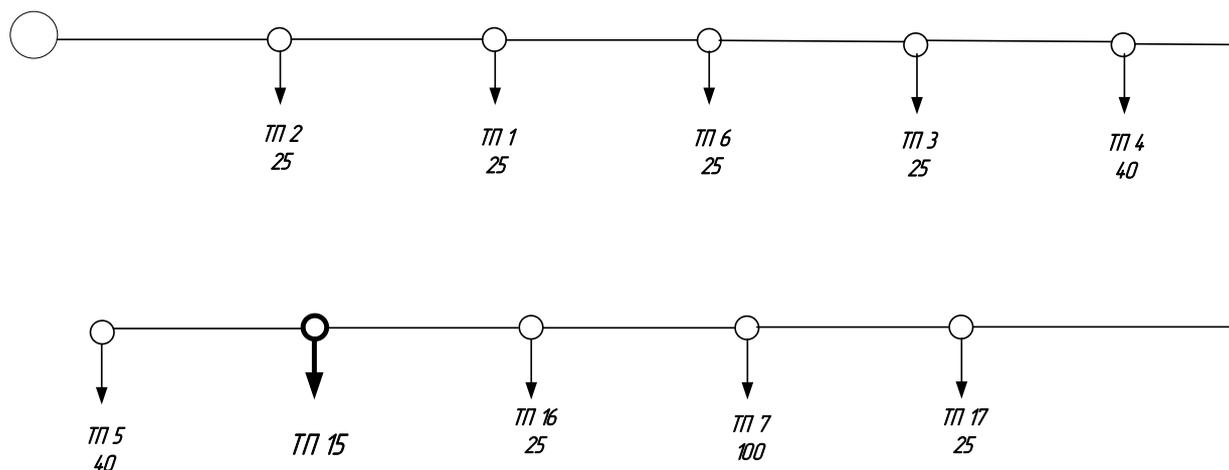


Рисунок 3 – подключение новой ТП 15 к существующей сети

Таблица 4 – Экспликация жилого района и расчёт нагрузок ТП

ТП	№	Объект		$P_{удел.}$ кВт/кв	n	$tg\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S , кВА	I , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	Клуб		0.46 кВт/ место	50	0,2	23	4,6	23,46	35,94
	2	Баня	-	16	1	0,2	16	3,2	16,32	25
	3	гаражи	-	0.4	4	0,2	1.6	0.32	1.63	2.35
	4	Амбулатория		0.87 кВт/м ²	50	0,2	43,5	8,7	44,36	67,97
	5	частные дома	1 кв	6	74	0,2	444	88,8	452,79	693,81
	6	Полиция		0.054 кВт/м ²	250	0,2	13,5	2,7	13,77	21,1
2	7	Котельная	-	11.8	-	-	118	10	118.4	170.9
	8	Водонапорная башня	-	25	1	0,75	25	5	25,5	38,8
	9	Школа	500 учащ.	0,25	1	0,38	125	47,5	133,72	193
	10	частный дом	1 кв	6	5	0,2	30	6	30,59	46,88
	11	частный дом	2 кв	6	1	0,2	6	1,2	6,12	9,38
3	12	Водонасос	-	37	2	0,75	74	55,5	92,50	141,74
	13	Баня	-	16	1	0,2	16	3,2	16,32	25

Продолжение таблицы 4

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	14	2 этажный жилой дом	12 кв	4.3	4	0.2	17,2	3,44	17,54	26,88
	15	частные дома	1 кв	6	41	0,2	246	49,2	250,87	384,41
	16	Магазин	30м	0.25	1	0.75	7.5	5.625	9.375	13.5
4	17	Дет сад	600	0,25	1	0,38	150	57	161	232
	18	Общежитие	30 ком	2.9	30	0.2	87	17.4	88.72	128
	19	2 этажный жилой дом	12 кв	4.3	12	0.2	51.6	10.32	52.6	75.92
	20	Гараж	-	0,4	12	0,2	4,8	0,96	4,895	7,065
	21	частные дома	1 кв	6	20	0,2	120	24	122,38	187,52
5	22	Больница		0.6 кВт/ м ²	120	0,2	72	14,4	73,43	112,51
	23	Ярмарка		0.25 кВт/м ²	200	0,2	50	10	50,99	78,13
	24	Салон красоты	10	1,5	1	0,25	15	3,75	15,46	22,32
	25	Гараж	-	0,4	15	0,2	6	1,2	6,12	9,38
	26	частные дома	1 кв	6	37	0,2	222	44,4	226,4	346,9
6	27	2 этажный жилой дом	12 кв	4,3	12	0,2	51,6	10,32	52,6	75,92
	28	Частный сектор	1 кв	6	41	0,2	246	49,2	250,8	382
	29	Гараж	-	0,4	8	0,2	3,2	0,64	3,26	5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7	30	База торга	500 м	0,23	1	0,7	115	80,5	140,375	202,61
	31	Частный сектор	1 кв	6	27	0,2	162	32,4	165,2	238,46
	32	2 этажный жилой дом	20 кв	3,4	20	0,2	68	13,6	69,35	100,093
	33	Гаражи	-	0,4	2	0,2	0,8	0,16	0,82	1,18
15	34	Прииск Ленинский					1500	300	1529	2343
16	35	Магазин Непродовольст	100м	0,16	1	0,48	16	7,68	17,748	25,62
	36	Гостиница	80 мест	0,34	1	0,48	27,2	13,056	30,171	43,55
	37	Мастерская	-	0,075	50	0,75	3,75	2,81	4,69	6,8
	38	частный дом	2 кв	10	2	0,2	20	4	20,4	29,44
	39	2 этажный жилой дом	12 кв	4,3	12	0,2	51,6	10,32	52,6	75,92
17	40	Магазин продовольств.	80м	0,25	1	0,75	20	15	25	36,08
	41	Магазин Непродовольст.	60м	0,25	1	0,75	15	11,25	18,75	28,73
	42	АЗС	-	15	1	0,75	15	11,25	18,8	23,3
	43	Склад	300м	0,23	1	0,7	69	48,3	84,23	129,06
	44	частные дома многоквартирн.	1 кв	6	15	0,2	90	18	91	140,64

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

В посёлке Ленинский в настоящее время сеть 0,4 кВ выполнена голым проводом на деревянных опорах. При реконструкции линию целесообразно выполнить проводом СИП. Сооружение кабельной линии дороже, чем воздушной. Причем разница в стоимости сооружения увеличивается при увеличении напряжения кабельных линий. Для уменьшения срока окупаемости реконструкции применим СИП прокладываемые по железобетонным опорам.

Применение самонесущих изолированных проводов при сооружении воздушных изолированных линий (ВЛИ) позволяет в значительной мере повысить надежность и экономичность электроснабжения потребителей и сократить эксплуатационные расходы.

Преимущества СИП по сравнению с голым проводом следующие:

1. устойчивость к погодным условиям;
2. бесперебойное электроснабжение в случае срыва СИП с опор;
3. простота монтажа;
4. возможность установки дополнительных СИП параллельно существующим, для удвоения мощности сети (что недопустимо при использовании неизолированных проводов);
5. возможность совместной прокладки на одних и тех же опорах одновременно СИП 0.4 кВ и высоковольтных воздушных линий 10 кВ с неизолированными или защищенными проводами, а также монтаж на тех же опорах телефонных линий
6. значительное снижение случаев поражения электротоком при монтаже, ремонте и эксплуатации линии.

В посёлке Ленинский трассы линий 0,4 кВ пройдут по существующим трассам. Линии будут выполнены в одноцепном магистральном исполнении.

Все трассы линий показаны на листе графической части.

Для примера покажем прохождение трасс линий 0,4 кВ от ТП № 1.

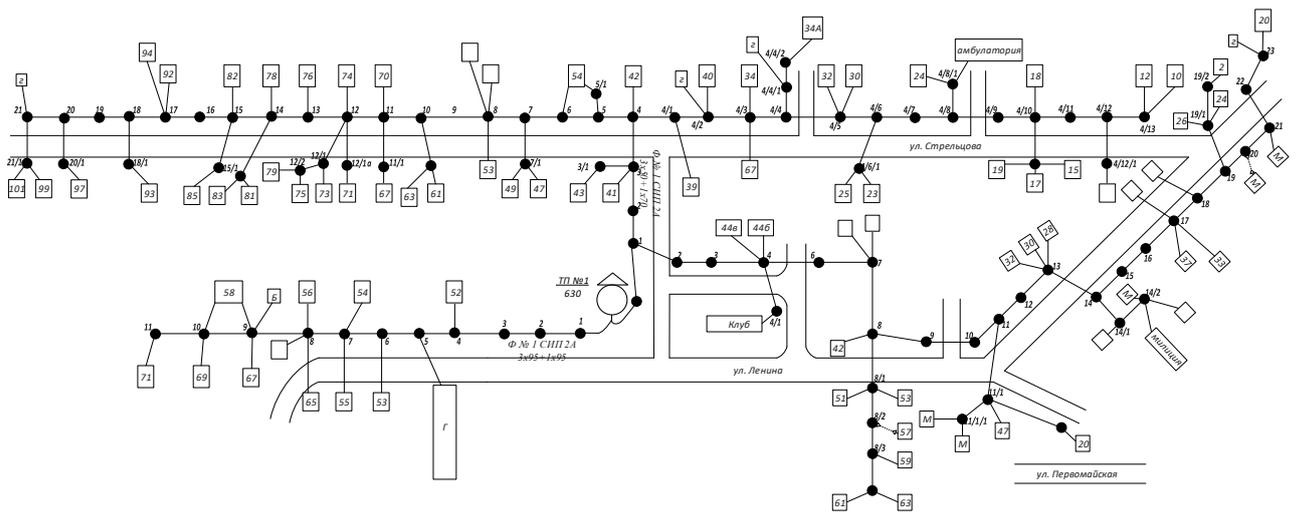


Рисунок 4 – Трассы линий 0,4 кВ от ТП № 1

4.2 Определение расчётных мощностей на участках линий

Определим расчётные мощности на фидерах 0,4 кВ от каждой ТП. Расчётная мощность определяется по формуле:

$$S_{p1} = \sqrt{P_{\phi 1}^2 + Q_{\phi 1}^2} \quad (7)$$

где P_{ϕ} и Q_{ϕ} - расчётная активная и реактивная мощности на фидере 0,4 кВ.

Коэффициент мощности принимаем в соответствии с [19] равным 0,35. Произведём расчёт на примере фидера 1 ТП № 1.

$$S_{p1} = \sqrt{149^2 + 52,38^2} = 157,7 \text{ кВА}$$

Остальные расчётные мощности на фидерах ТП рассчитаем аналогично.

Покажем распределение нагрузки по фидерам 0,4 кВ.

Таблица 5 – Распределение нагрузки по фидерам 0,4 кВ

ТП	№	Объект	Номер фидера 0,4 кВ
1	2	3	4
1	1	Клуб	1
	2	Баня	1
	3	гаражи	1
	4	Амбулатория	1
	5	частные дома	1/2
	6	Полиция	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
2	7	Котельная	2
	8	Водонапорная башня	1
	9	Школа	1
	10	частный дом	2
	11	частный дом	2
3	12	Водонасос	1
	13	Баня	2
	14	2 этажный жилой дом	2
	15	частные дома	2/3
	16	Магазин	1
4	17	Дет сад	1
	18	Общежитие	3
	19	2 этажный жилой дом	3
	20	Гараж	3
	21	частные дома	2
5	22	Больница	1
	23	Ярмарка	2
	24	Салон красоты	1
	25	Гараж	2
	26	частные дома	1/2
6	27	2 этажный жилой дом	1
	28	Частный сектор	1
	29	Гараж	1
7	30	База торга	1
	31	Частный сектор	2
	32	2 этажный жилой дом	2
	33	Гаражи	1
15	34	Прииск Ленинский	1
16	35	Магазин Непродовольст	1
	36	Гостиница	2
	37	Мастерская	1
	38	частный дом	2
	39	2 этажный жилой дом	1
17	40	Магазин продовольств.	2
	41	Магазин Непродовольст.	2
	42	АЗС	2
	43	Склад	1
	44	частные дома одноквартирн.	1

Результаты расчётов нагрузок по линиям 0,4 кВ сведём в таблицу.

Таблица 6 – Расчётные мощности линий

№	№ ТП	№ линии	S_p , кВА
1	1	Ф1	157,458
2		Ф2	194,608
3	2	Ф1	157,458
4		Ф2	155,512
5	3	Ф1	149,385
6		Ф2	99,429
7		Ф3	67,689
8	4	Ф1	22,149
9		Ф2	140,76
10		Ф3	106,467
11	5	Ф1	91,494
12		Ф2	87,561
13	6	Ф1	127,857
14	7	Ф1	79,419
15		Ф2	86,664
16	15	Ф1	274,896
17	16	Ф1	83,007
18		Ф2	138,828
19	17	Ф1	47,058
20		Ф2	157,32

4.3 Выбор марки и сечений линий

Сечение проводников 0,4 кВ, должны удовлетворять достаточной механической прочности, прохождению тока нагрузки без перегрева выше допустимых температур. Сечение должно удовлетворять допустимой потере напряжения, срабатыванию коммутационно-защитной аппаратуры при токах короткого замыкания. Сечение проводов, определяют по длительно допустимому току, и проверяются по допустимой потере напряжения.

Для воздушных линий электропередач 0,4 кВ будем использовать провода СИП 2А. Сооружение кабельных линий обходится значительно

дороже, чем СИП. Поскольку при реконструкции сетей необходимо учитывать срок окупаемости проекта. Для снижения затрат используем СИП.

Отличие данного провода от остальных заключается в наличии изолированной несущей нейтрали.

На воздушных линиях электропередачи 0,4 кВ ставим железобетонные опоры, так как степень износа деревянных опор довольно велика.

Рассмотрим выбор питающих линий 0,4 кВ питающихся от ТП № 1.

Рассчитаем ток линии у первого фидера:

$$I_{\phi 1} = \frac{\sqrt{P_{\phi 1}^2 + Q_{\phi 1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (8)$$

$$I_{\phi 1} = \frac{\sqrt{149^2 + 52.38^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 228.2 \text{ А}$$

Принимаем сечение 70 мм² с допустимым током 240 А.

От второго фидера рассчитаем ток линии:

$$I_{\phi 2} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (9)$$

$$I_{\phi 2} = \frac{\sqrt{161^2 + 18,65^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 282,04 \text{ А}$$

Выполняем линию сечением 95 мм², с номинальным допустимым током 300 А [6].

Полный расчёт по рассматриваемым ТП представлен в таблице.

Таблица 7– Сечения линий 0,4 кВ

№ ТП	№ линии	Расчётный ток, А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм ²	Длит. доп. ток, А
1	2	3	4	5
1	Ф1	228,2	3×95+1×95	300
	Ф2	282,04	3×95+1×95	300
2	Ф1	228,2	3×95+1×95	300
	Ф2	225,38	3×70+1×95	300

1	2	3	4	5
3	Ф1	216,5	3×95+1×95	300
	Ф2	144,1	3×50+1×70	195
	Ф3	98,1	3×50+1×70	195
4	Ф1	32,1	3×35+1×50	160
	Ф2	204	3×95+1×95	300
	Ф3	154,3	3×50+1×70	195
5	Ф1	132,6	3×50+1×70	195
	Ф2	126,9	3×50+1×70	195
6	Ф1	185,3	3×70+1×95	240
7	Ф1	115,1	3×50+1×70	195
	Ф2	125,6	3×50+1×70	195
15	Ф1	398,4	3×95+1×95	300
16	Ф1	120,3	3×50+1×70	195
	Ф2	201,2	3×95+1×95	300
17	Ф1	68,2	3×50+1×70	195
	Ф2	228	3×95+1×95	300

Проверка выбранных сечений на потерю напряжения

Выбранные сечения проверяют на потерю напряжения. В настоящий момент линии выполнены по радиальной схеме, следовательно потери напряжения определяются по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\%, \quad (10)$$

где I – рабочий максимальный ток;

L – длина линии, км;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Рассчитаем потерю напряжения для удаленного потребителя линии №1 ТП1.

Рассчитаем потерю напряжения на участке ТП1-1:

$$\Delta U_{\text{ТП1-1}} = \frac{228.2 \cdot 0,06 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,88 + 0,08 \cdot 0,026) \cdot 100\% = 0,92 \%$$

Участок 1-2:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{202.31 \cdot 0,03 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,58 + 0,08 \cdot 0,045) \cdot 100\% = 0,63 \%$$

Участок 2-3:

$$\Delta U_{2-3} = \frac{184.12 \cdot 0,03 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,31 + 0,08 \cdot 0,054) \cdot 100\% = 0,38 \%$$

Участок 3-4:

$$\Delta U_{3-4} = \frac{145.36 \cdot 0,034 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,54 + 0,08 \cdot 0,054) \cdot 100\% = 0,33 \%$$

Участок 4-5:

$$\Delta U_{4-5} = \frac{134.6 \cdot 0,04 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,98 + 0,08 \cdot 0,196) \cdot 100\% = 0,75 \%$$

Участок 5-6:

$$\Delta U_{5-6} = \frac{123.5 \cdot 0,13 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,98 + 0,08 \cdot 0,196) \cdot 100\% = 0,71 \%$$

Потеря напряжения для удаленного потребителя, питающегося от линии №1 ТП1 составляет:

$$\Delta U_{ТП1-6} = \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-4} + \Delta U_{4-5} + \Delta U_{5-6} = 0,92 + 0,63 + 0,38 + 0,33 + 0,75 + 0,71 = 3,72\%$$

Далее рассчитываются потери напряжения на остальных участках ВЛИ питающих наиболее удаленный объект. Суммарные значения потерь напряжения по каждой отходящей линии приведены в таблице 3.

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ определим с помощью метода средних нагрузок в соответствии с [27].

$$\Delta W_{ВЛ} = k_k \cdot 3 \cdot I_{ср}^2 \cdot R_{л} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_3 + k_{л}^2 \cdot T_{л} \cdot 10^{-3}, \quad (11)$$

где k_x – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

I_{cp} – среднее значение токовой нагрузки;

$T_3, T_{л}$ – количество зимних, летних часов;

$R_{л}$ – сопротивление линии;

k_{ϕ} – коэффициент формы графика, $k_{\phi}=1,3$ [27];

$k_{л}$ – коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки, $k_{л}=0,5$ [27].

Так как значения токов рассчитаны при максимальных нагрузках, то для нахождения средних значений токовой нагрузки используем коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$I_{cp} = I_p \cdot k_3, \quad (12)$$

где I_p – значения расчетных токов на линиях 0,4 кВ;

k_3 – коэффициент заполнения графика нагрузки, $k_3=0,67$;

Нагрузочные потери электроэнергии на участке ТП1-1:

$$\Delta W_{ТП1-1} = 0,99 \cdot 3 \cdot (228,2 \cdot 0,67)^2 \cdot 0,026 \cdot 1,03^2 \cdot (4800 + 0,5 \cdot 3960) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 2159,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Потери напряжения и суммарные потери электроэнергии по линиям 0,4кВ приведены в таблице.

Таблица 8 – Потери напряжения, мощности и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

ТП	№ линии	$\Delta U, \%$	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	ТП	№ линии	$\Delta U, \%$	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 1	1	3,72	2159,7	ТП 6	1	3,65	3186,1
	2	2,12	1231,5	ТП 7	1	1,78	4215,9
ТП 2	1	2,18	8145,7		2	3,98	3891,4
	2	2,89	6415,3	ТП 15	1	4,05	9103,3
ТП 3	1	3,65	4924,0	ТП 16	1	3,46	10123,6
	2	3,98	6508,4		2	2,09	2415,1
	3	2,68	6108,3	ТП 17	1	1,56	6340,3

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 4	1	3.85	1023.8		2	1,96	12024.1
	2	3.89	5621.9	ТП 5	1	2.45	7119.2
	3	2.45	13211.8		2	2.15	2319.3

Потери напряжения не превышают 5%, следовательно провод выбран верно.

4.4 Расчёт наружного освещения

В настоящее время уличное освещение выполнено частично от подъездов многоквартирных жилых домов. При реконструкции системы электроснабжения посёлка произведём реконструкцию уличного освещения.

Мощность устанавливается на основе светотехнических расчётов с учётом характера освещаемой территории, действующих норм освещённости территории, типа и параметров используемых светильников. Для освещения используем светодиодные светильники.

Установка отдельных ТП для питания уличного освещения не требуется. Уличное освещение будет осуществляется от ближайших существующих ТП. Это позволит уменьшить расходы на сооружение ТП.

Для упрощённых расчётов допускается применять метод удельного коэффициента мощности освещения на длину проезжей части.

$$P_{освещ} = P_{уд} \cdot l, \quad (13)$$

где $P_{уд}$ – значение удельной осветительной нагрузки, Вт/м;

l – длина проезжей части, км.

Либо в зависимости от длины периметра освещаемой территории, прилегающей к объекту, формула (4).

$$P_{освещ} = P_{уд} \cdot l_{двор}, \quad (14)$$

где $P_{уд}$ – значение удельной осветительной нагрузки, Вт/м, [2, с. 150];

l – длина периметра окружающей территории, км.

Для дорог и улиц применяется однорядное расположение светильников. Ширина всех дорог составляет 8 м, рассчитаем освещение на примере ТП № 1 поселка Ленинский, и сведём результаты в таблицу 1.

$$P_{осв.ленина} = 7 \cdot 475 \cdot 10^{-3} = 3.3 \text{ кВт} ,$$

$$P_{осв.стрельцова} = 7 \cdot 275 \cdot 10^{-3} = 1.2 \text{ кВт} ,$$

$$P_{\Sigma осв.} = P_{осв.ленина} + P_{осв.стрельцова} \quad (15)$$

$$P_{\Sigma осв.} = 3.3 + 1.2 = 4,5 \text{ кВт} .$$

Коэффициент мощности светильников равен 0,78.

$$Q_{\Sigma осв.} = P_{\Sigma осв.} \cdot \text{tg} \varphi \quad (16)$$

$$Q_{\Sigma осв.} = 4,5 \cdot 0.78 = 3,51 \text{ квар} .$$

Полная мощность освещения составит:

$$S_{\Sigma осв.} = \sqrt{P_{\Sigma осв.}^2 + Q_{\Sigma осв.}^2} \quad (17)$$

$$S_{\Sigma осв.} = \sqrt{4,5^2 + 3,51^2} = 5,7 \text{ кВА} ..$$

Результаты расчета приведены в таблице.

Таблица 9 – Расчёт уличного освещения

№ ТП	Название улицы	Общая длина дороги или периметра двора, м	Расчётная мощность, кВА	
		$l_{дор}$	P_{pi}	Q_{pi}
1	2	3	4	5
1	Стрельцова Ленина	750	4,5	3,51
2	Стрельцова	900	5,25	4,1
3	Самодумовская, Пролетарская, Рябенского	1300	9,1	7,6

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
4	Васильева, Первомайская, Шатковского	1170	8,2	6,4
5	Карла Маркса, Ленина	1150	8,2	6,4
6	Почтамская, Шатковского	800	5,6	4,4
7	Советская, Лермонтова	875	6,1	4,8
15	Симона Васильева	800	5,6	4,4
16	Прудовая, Стрельцова	250	1,75	2,2
17	Народная, Интернациональная	800	5,6	4,4
	Итого		59,9	48,21

Уличное освещение будет получать питание от существующих ТП. Отдельная ТП к установке не требуется, поскольку нагрузка уличного освещения незначительна, что поможет уменьшить затраты на реконструкцию. Для уличного освещения используем энергосберегающие светильники, что поможет уменьшить затраты электроэнергии на уличное освещение.

5 ВЫБОР ТП

5.1 Расчёт электрических нагрузок ТП существующих и проектируемых ТП

Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{p.l} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зdi}, \quad (18)$$

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

$P_{зdi}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВар;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников, [17, таб.2.3.1.].

$$Q_{p.l} = Q_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зdi}, \quad (19)$$

где $Q_{зд.маx}$ – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$Q_{здi}$ – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии, кВар;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

В случае разнородности электрических нагрузок (жилые дома и производственные объекты), или если нагрузки на вводах этих потребителей различаются более чем в 4 раза, то суммирование необходимо проводить с помощью данных [17]. В данном разделе рассчитаем нагрузки разработанной схемы, рассмотрим на примере ТП 2. От второго фидера питаются объекты котельная, водонапорная башня и частный сектор.

$$P_{p2} = P_{ркот} + P_{рбашня} + P_{рсектор} ; \quad (20)$$

$$P_{p2} = 111 + 0.6 \cdot (25 + 36) = 148,64 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{p2} = Q_{ркот} + Q_{рбашня} + Q_{рсектор} . \quad (21)$$

$$Q_{p2} = 44,6 + 0.6 \cdot (5 + 7.2) = 52,02 \text{ кВар} .$$

$$S_{p,л} = \sqrt{P_{p,2}^2 + Q_{p,2}^2} \quad (22)$$

$$S_{p,л} = \sqrt{148,6^2 + 52,02^2} = 157,45 \text{ кВА} .$$

Причём у объекта котельная нагрузка наибольшая, следовательно, к ней прибавляются надбавки от наименьших нагрузок, которые берутся из [1, таб.2.2.1.].

Аналогично расчёт производится для каждой ТП и каждого отходящего фидера. В зависимости от количества промышленных потребителей, коэффициент одновременности будет меняться. Результаты для всех трансформаторных подстанций и подключенных к ним отходящих линий представлены в таблице.

Таблица 10 – Расчётные нагрузки на отходящих фидерах 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера	P_p , кВт	P_p , кВт	Q_p , квар	Q_p , квар	S_p , КВА	S_p , КВА
1	1	148,64	332,35	52,02	116,32	157,46	352,07
	2	183,71		64,30		194,61	
2	1	148,64	295,44	52,02	103,41	157,46	312,97
	2	146,80		51,38		155,51	
3	1	141,02	298,78	49,36	104,57	149,39	316,50
	2	93,86		32,85		99,43	
	3	63,90		22,36		67,69	
4	1	20,91	254,29	7,32	89,00	22,15	269,38
	2	132,88		46,51		140,76	
	3	100,50		35,18		106,47	
5	1	86,37	169,03	30,23	59,16	91,49	179,06
	2	82,66		28,93		87,56	
6	1	120,70	120,70	42,24	42,24	127,86	127,86
7	1	74,97	156,78	26,24	54,87	79,42	166,08
	2	81,81		28,63		86,66	
15	1	259,50	259,50	90,83	90,83	274,90	274,90
16	1	78,36	209,41	27,43	73,29	83,01	221,84
	2	131,05		45,87		138,83	
17	1	44,42	192,93	15,55	67,53	47,06	204,38
	2	148,51		51,98		157,32	

5.2 Компенсация реактивной мощности

К ТП №15 будет подключен прииск, к которому будут относиться дражные механизмы напряжением 6 кВ. Для таких электроприёмников необходимо определить необходимость компенсации реактивной мощности и установку компенсирующих устройств.

Согласно [15] для обеспечения устойчивости энергосистемы, и повышения надёжности энергоснабжения установлены предельные значения коэффициентов реактивной мощности, по классам номинального напряжения. Расчёт компенсации будем проводить вместе с выбором трансформаторов, причем компенсировать начнём с сети 0.4 кВ. В качестве средств компенсации реактивной мощности будем применять батареи конденсаторов.

Рассмотрим методику расчёта и выбора компенсирующих устройств. Сначала необходимо найти суммарную мощность компенсирующих устройств, по формуле:

$$Q_{\text{КУ1}} = P_{\text{расч}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{зад}} - P_{\text{расч}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{факт}}, \quad (23)$$

где $P_{\text{зим}}$ - максимальная активная мощность в зимний период для узла;

$\text{tg} \varphi$ - коэффициент мощности нагрузки для узла;

$\text{tg} \varphi_{\text{факт}}$ - предельное значение коэффициента мощности нагрузки, 0.35;

Рассмотрим выбор компенсирующих устройств на примере ТП № 15,

$$Q_{\text{КУ1}} = 84,72 \cdot 0,32 - 84,72 \cdot 0,35 = -2,542 \text{ квар.}$$

Компенсация реактивной мощности на остальных ТП в посёлке Ленинский, осуществляющих электроснабжение коммунально-бытовых потребителей также не требуется.

Рассмотрим выбор компенсирующих устройств на ТП № 15, от которой будет осуществляться электроснабжение прииска. Значение коэффициента реактивной мощности для напряжения 0,4 кВ, согласно [11], составляет 0,35. Определяем мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{рΣ}} - P_{\text{рΣ}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{пред}} \quad (24)$$

$$Q_{\text{КУ}} = 1500 \cdot 0,38 - 1500 \cdot 0,35 = 12,74 \text{ кВар}$$

Для ТП 15, осуществляющей электроснабжение прииска потребуется компенсация реактивной мощности. Сведём данные расчётов в таблицу, где необходима компенсация.

Таблица 11 – Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ

№ ТП	$Q_{\text{КУ}}$, квар	Тип КУ	Мощность КУ, квар	Кол-во	$Q_{\text{факт}}$, квар	$Q_{\text{нec}}$, квар
15	12,74	УКЗ-0,38-6,3-У3	6,3	2	12,6	1,6

5.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов

В соответствии с [12] мощность трансформаторов на подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Необходима замена устаревших ТП на новые ТП. На большинстве ТП коэффициент загрузки превышает 0,90 по результатам зимнего замера нагрузок. ТП эксплуатируются более 40 лет и морально и физически устарели. Все ТП в посёлке Ленинский однотрансформаторные и не обеспечивают надёжность электроснабжения потребителей 1 и 2 категории, которые присутствуют в посёлке.

Поскольку по замеру в периоды максимальных нагрузок загрузка на всех ТП превышает 90%, принято решение о замене трансформаторов на всех ТП.

Произведём выбор трансформаторов на всех ТП посёлка и применим двухтрансформаторные ТП.

Количество силовых трансформаторов планируемых к установке в первую очередь определяется категорией потребителей по надёжности электроснабжения.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3}, \quad (25)$$

где P_p – расчётная активная мощность нагрузки, кВт;

$Q_{неск}$ – расчётная некомпенсированная реактивная мощность, квар;

n – число трансформаторов;

k_3 – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для двухтрансформаторных подстанций возьмём коэффициент загрузки равный 0,7, а для однотрансформаторных – 0,85 [3].

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной [1, с 377].

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}}, \quad (26)$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (27)$$

Нормальным коэффициентом загрузки в нормальном режиме считают коэффициент 0,7, в послеаварийном не более 1,4.

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере ТП №1:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_{p1}^2 + Q_{неск1}^2}}{n \cdot k_3} \quad (28)$$

$$S_T = \frac{\sqrt{332,35^2 + 116,32^2}}{2 \cdot 0,7} = 352,07 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора типа ТМ мощностью 400 кВА [1, с 377].

Проверим правильность выбора с помощью коэффициентов загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{p2.6}^2 + Q_{неск2.6}^2}}{2 \cdot S_{mp}}, \quad (29)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{332,35^2 + 116,32^2}}{2 \cdot 400} = 0,7,$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{\sqrt{P_{p2.6}^2 + Q_{неск2.6}^2}}{(2 - 1) \cdot S_{mp}}. \quad (30)$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{\sqrt{332,35^2 + 116,32^2}}{400} = 1,01.$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Сведём результаты расчёта в таблицу.

Таблица 12 – Данные по силовым трансформаторам

Номер ТП	Расчётная мощность, кВА	Трансформаторы	Коэффициент загрузки, $k_{нор}$	Коэффициент загрузки, $k_{па}$
2	352,066	2хТМ-250	0,70	1,40
1	312,97	2хТМ-400	0,39	0,78
6	316,503	2хТМ-250	0,63	1,26
3	269,376	2хТМ-250	0,54	1,08
4	179,055	2хТМ-160	0,56	1,12
17	127,857	2хТМ-160	0,40	0,80
7	166,083	2хТМ-160	0,52	1,04
16	274,896	2хТМ-160	0,86	1,72
15	221,835	2хТМ-250	0,44	0,88
5	204,378	2хТМ-250	0,41	0,82

Определение потерь 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.

Для расчёта необходимо определить следующие параметры трансформаторов:

$$R_{тр} = \frac{P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot \quad (31)$$

$$X_{тр} = \frac{u_k \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot \quad (32)$$

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{ном}}{100} \cdot \quad (33)$$

Найдём активное и индуктивное сопротивления трансформаторов, а также потери холостого хода на примере ТП №6.

$$R_{mp400} = \frac{P_{\kappa} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot \quad (34)$$

$$R_{mp400} = \frac{2,7 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{400^2} = 3,89 \text{ Ом} .$$

$$X_{mp} = \frac{u_{\kappa} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} , \quad (35)$$

$$X_{mp} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 400} = 16 \text{ Ом} ,$$

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{ном}}{100} \cdot \quad (36)$$

$$Q_{xx} = \frac{2,5 \cdot 400}{100} = 4,89 \text{ кВар} .$$

Рассчитаем потери холостого хода по следующей формуле:

$$\Delta S_{xx} = (P_{xx} + jQ_{xx}) \quad (37)$$

Тогда потери холостого хода составят:

$$\Delta S_{xx400} = (P_{xx} + jQ_{xx}) \quad (38)$$

$$\Delta S_{xx400} = 0,75 + j5,75 \text{ кВА}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta S_{mp} = \frac{|S_{наз}|^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{mp} + \Delta S_{xx} \quad (39)$$

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП № 1:

$$\Delta S_{mp.mn1} = \frac{|262|^2}{10^2} \cdot (4,18 + j17) \cdot 10^{-3} + (0,65 + j4,85) \cdot 10^{-3} = 1,6 + j4,7 \text{ кВА}$$

В случае если на подстанции установлены два силовых трансформатора, то общее сопротивление делится на два, а потери холостого хода удваиваются.

Нагрузка на шинах высшего напряжения составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{mp.BH} = \sqrt{(P_{mn} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{mn} + \Delta Q_{mp})^2} \quad (40)$$

$$S_{mp.BH1} = \sqrt{(314 + 1,6)^2 + (109,9 + 4,7)^2} = 335,7 \text{ кВА}$$

Аналогичный расчёт производится для каждой ТП и определяется мощность ТП с учетом потерь.

Полный расчёт произведён в программе Mathcad 14 и представлен в приложении А.

Сведём данные расчёта в таблицу.

Таблица 13 – Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

Номер подстанции	ΔP , кВт	ΔQ , квар	СтпВН, кВА
1	1,6	4,7	357,03
2	1,27	6,88	319,97
3	1,6	4,7	321,47
4	1,27	6,88	276,37
5	1,27	6,88	186,05
6	0,47	2,85	130,75
7	1,6	4,7	171,05
15	4,17	18,67	294,03
16	0,47	2,85	224,72
17	2,75	13,68	218,33

В таблице показана нагрузка ТП приведённая к высокой стороне.

5.4 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение

Для всех ТП посёлка принято решение о реконструкции, поскольку загрузка существующих ТП в максимальном режиме превышает 90 % и ТП эксплуатируются более 40 лет. Для городских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПБ. ТП имеют наружное исполнение, т.е. выполняются отдельностоящими одноэтажными зданиями. Силовые

трансформаторы и щит 0,4 кВ располагаются в отдельных помещениях. Распределительный щит одностороннего обслуживания комплектуется из панелей серии ЩО-70.В ТП может быть установлена панель уличного освещения. Подстанция представляет собой стальной сварной корпус с тремя отсеками: для аппаратуры 6 кВ, силового трансформатора и распределительного щита 0,4 кВ.

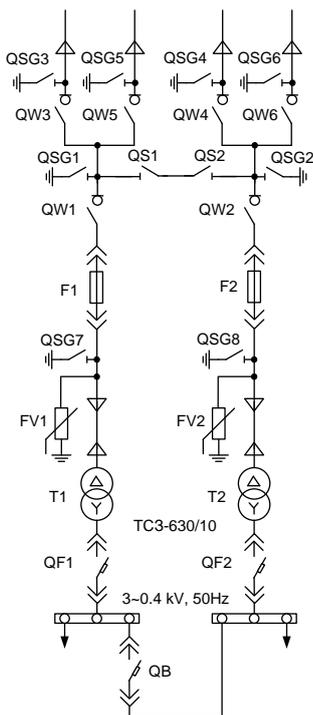


Рисунок 5 – Схема трансформаторной подстанции

Обслуживание ввода 6 кВ и щита 0,4 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

Выбираем ТП типа двухтрансформаторной 2БКТП, т.к. имеется потребители второй категории. Схема ТП имеет следующий вид:

2БКТП изготавливается в соответствии с требованиями ГОСТ 14695-80, правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ТУ, по рабочим чертежам и

схемам главных и вспомогательных цепей, утвержденными в установленном порядке.

БКТП представляет собой закрытое помещение выполненное из железобетонных стеновых плит, установленных на железобетонном основании и соединенных между собой методом сварки специальных закладных площадок. Имеются металлические двери с каждой обслуживаемой стороны. Все двери снабжены внутренними замками под спецключ и петлями под наружные навесные замки. Для осмотра состояния предохранителей и разъединителя, без снятия напряжения, предусмотрено смотровое окно на технологической двери вводной ячейки. В отсеках РУНН также расположены: аппаратура защиты, учета и управления, наружного освещения, обогрева, собственных нужд.

Учет расхода активной энергии производится на шинах 0,4 кВ, после вводных рубильников (возможна установка счетчиков для учета реактивной энергии, а также электронных, двухтарифных, персонализированных по отходящим линиям, либо учет по высокой стороне). Для обеспечения нормальной работы электросчетчиков при температуре окружающей среды ниже 0 °С, предусмотрен их обогрев.

5.5 Определение места расположения ТП

Расположение ТП в питающемся от него районе экономически целесообразно – в центре электрических нагрузок, но с учетом условий планировки жилых кварталов. Расположение ТП должно соответствовать градостроительным - архитектурным соображениям и требованиям пожарной безопасности.

Для каждого сектора (квартала) найдем центр электрических нагрузок с целью уменьшения протяженности и разветвленности сетей 0,4 кВ. Определение центра электрических нагрузок будем производить по активной мощности электроприемников.

Вначале задаемся условным расположением начала координат и масштабом.

Центр электрических нагрузок по оси X находится по формуле:

$$X_{o,y} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} * X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (41)$$

где $P_{p,i}$ - расчетная эл. нагрузка i -ого электроприёмника;

X_i - координата по оси X i -ого электроприёмника.

Центр электрических нагрузок по оси Y находится по формуле:

$$Y_{o,y} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (42)$$

где Y_i - координата по оси Y i -ого электроприёмника.

Приведем пример расчета для сектора №6.

За начало координат принят нижний левый угол ватмана «Генеральный план п. Ленинский», начерченный в масштабе 1:2000. Координаты всех потребителей находящихся в этом районе сносим в таблицу.

Таблица 14 - Координаты электропотребителей

№ п/п	Наименование	$P_{p,i}$, кВт	X, см	Y, см	$P_{p,i} \cdot X_i$ кВт·см	$P_{p,i} \cdot Y_i$, кВт·см
1	2	3	4	5	6	7
1	Клуб	1,8	45,0	462,0	81	831,6
2	Баня	2,7	64,5	496,0	174,15	1339,2
3	гаражи	1,8	62,5	440,3	112,5	792,54
4	Амбулатория	4,4	88,3	505,9	388,52	2225,96
5	частные дома	1,8	113,9	504,2	205,02	907,56
6	Полиция	1,8	159,8	514,2	287,64	925,56
7	Котельная	1,8	155,5	507,2	279,9	912,96
8	Водонапорная башня	1,8	145,1	480,9	261,18	865,62
9	Школа	1,8	140,7	470,9	253,26	847,62
10	частный дом	1,8	100,1	472,7	180,18	850,86
11	частный дом	1,8	104,0	456,6	187,2	821,88
12	Водонасос	1,8	115,0	451,2	207	812,16
13	Баня	1,8	89,8	428,1	161,64	770,58

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
14	2 этажный жилой дом	1,8	82,1	400,7	147,78	721,26
15	частные дома	1,8	99,3	392,9	178,74	707,22
16	Магазин	1,8	107,2	316,9	192,96	570,42
17	Дет сад	1,8	115,9	373,7	208,62	672,66
18	Общежитие	1,8	130,9	386,1	235,62	694,98
19	2 этажный жилой дом	1,8	138,3	393,3	248,94	707,94
20	Гараж	1,8	172,3	414,7	310,14	746,46
21	частные дома	1,8	191,2	430,9	344,16	775,62
22	Больница	1,8	173,8	447,2	312,84	804,96
23	Ярмарка	1,8	204,0	448,4	367,2	807,12
24	Салон красоты	1,8	211,2	463,5	380,16	834,3
25	Гараж	1,8	183,6	488,3	330,48	878,94
26	частные дома	1,8	202,0	513,8	363,6	924,84
27	2 этажный жилой дом	1,8	233,6	497,4	420,48	895,32
28	Частный сектор	1,8	225,6	485,9	406,08	874,62
29	Гараж	1,8	305,2	547,6	549,36	985,68
30	База торга	1,8	292,9	537,7	527,22	967,86
31	Частный сектор	1,8	286,4	532,7	515,52	958,86
32	2 этажный жилой дом	2,7	276,6	444,5	746,82	1200,15
33	Гаражи	5,6	311,8	439,8	1746,08	2462,88
34	Прииск Ленинский	5,6	296,8	422,0	1662,08	2363,2
35	Магазин	1,8	282,8	408,3	509,04	734,94
36	Гостиница	1,8	242,9	462,0	437,22	831,6
37	Мастерская	1,8	231,7	446,8	417,06	804,24
38	частный дом	1,8	221,1	429,3	397,98	772,74
39	2 этажный жилой дом	1,8	199,2	384,6	358,56	692,28
40	Магазин	1,8	277,8	382,5	500,04	688,5
41	Магазин	1,8	265,5	389,3	477,9	700,74
42	АЗС	2,7	256,9	381,3	693,63	1029,51
43	Склад	2,7	246,1	368,2	664,47	994,14
44	частные дома	2,7	235,6	356,3	636,12	962,01
45	База торга	2,7	220,8	340,2	596,16	918,54
46	Частный сектор	2,7	210,9	322,0	569,43	869,4
47	2 этажный жилой дом	2,7	174,1	372,9	470,07	1006,83
48	Гаражи	2,7	182,4	363,1	492,48	980,37
49	Прииск Ленинский	2,7	193,1	353,5	521,37	954,45
50	Магазин	2,7	183,1	336,4	494,37	908,28
51	Гостиница	1,8	172,6	338,6	310,68	609,48
52	Мастерская	1,8	163,8	337,7	294,84	607,86
		113,7			21815,49	48525,3

Определим центр электрических нагрузок:

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} * X_i = 21815,49 \text{ кВт}\cdot\text{см}; \quad (44)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} * Y_i = 48525,3 \text{ кВт}\cdot\text{см}; \quad (45)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} = 113,7 \text{ кВт}. \quad (46)$$

Центр электрических нагрузок по оси X равен:

$$X_{ц,э} = \frac{21815,59}{113,7} = 19,187 \text{ см};$$

Центр электрических нагрузок по оси Y равен:

$$Y_{ц,э} = \frac{48525,3}{113,7} = 42,678 \text{ см}.$$

Координаты центра эл. нагрузок остальных секторов находим аналогично. Все координаты центров электрических нагрузок секторов вносим в таблицу.

Таблица 15 - Координаты центров электрических нагрузок секторов

№ п/п	Наименование	$X_{ц,э}$, см	$Y_{ц,э}$, см
1	2	60,715	23,452
2	1	70,363	27,302
3	6	56,258	38,209
4	3	41,765	18,832
5	4	37,183	41,138
6	17	19,187	42,678
7	7	25,489	47,897
8	16	50,879	22,158
9	15	48,259	66,874
10	5	61,982	12,357

При реконструкции схемы электроснабжения необходимо учесть особенности расположения ТП на территории населённых пунктов. Трансформаторные подстанции должны располагаться недалеко от дороги для обеспечения беспрепятственного доступа ремонтных бригад.

Если планировка жилого квартала не позволяет разместить ТП в центре электрических нагрузок сектора, то ТП смещаем ближе к источнику питания на любое возможное место расположения. При размещении ТП на территории посёлка Ленинский учтём особенности расположения. Места расположения всех ТП показаны на листе графической части.

Для примера покажем расположение ТП № 1, расположенной на улице Объездной.

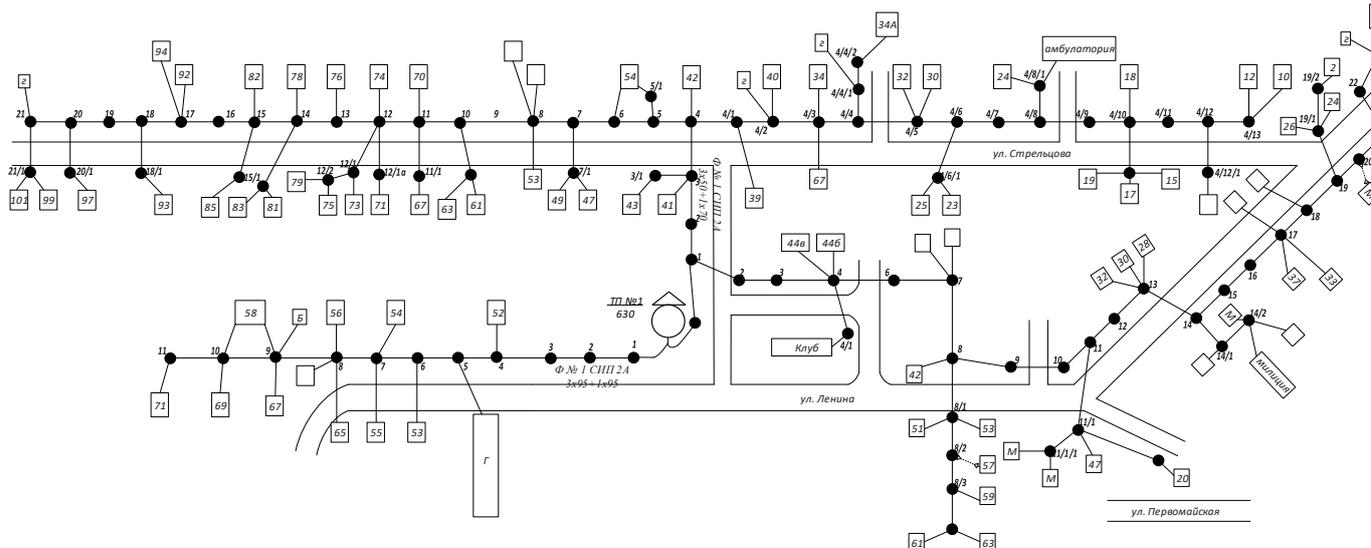


Рисунок 6 – Место расположения ТП № 1

Существующие ТП находятся близко к месту расположения центров электрических нагрузок, следовательно при реконструкции ТП останутся на своих местах.

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЛЕНИНСКИЙ

6.1 Расчёт потокораспределения в электрической сети

Номинальное напряжение распределительной сети оставляем существующее – 6 кВ.

Расчёт потокораспределения произведём в программе Excel. Составим граф сети 6 кВ.

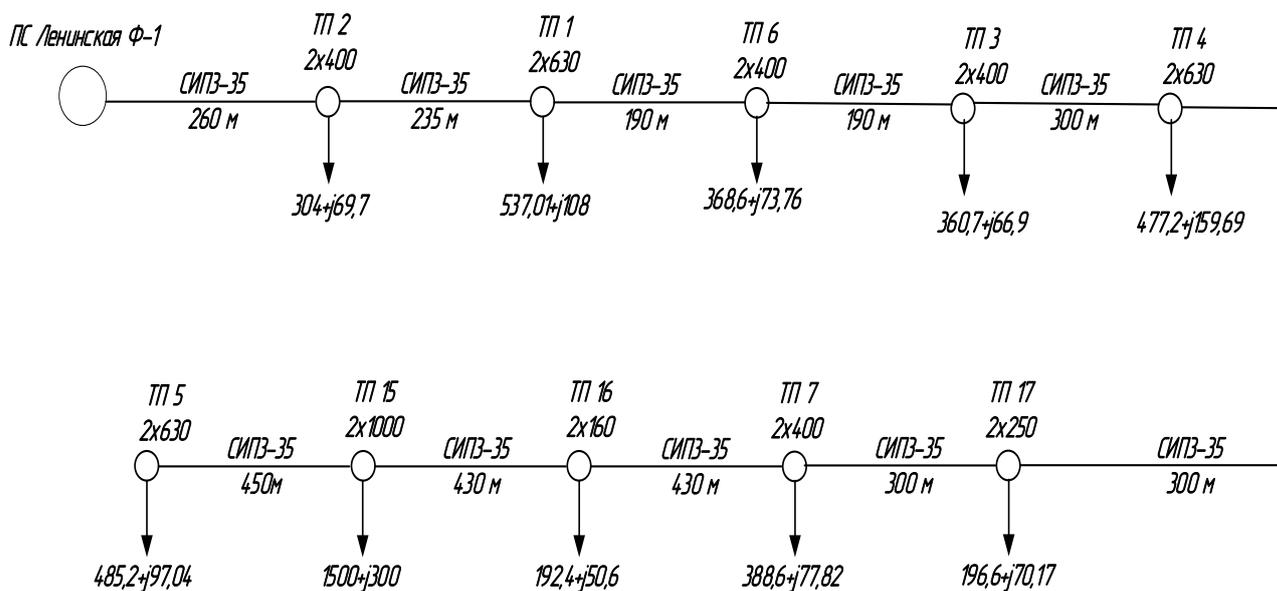


Рисунок 7 – Расчётная схема распределительной сети 6 кВ

Расчёт производится по следующему алгоритму. Для начала определяется мощность в конце последнего участка сети по следующему выражению:

$$\underline{S}_{910}^k = \underline{S}_{10} \quad (47)$$

Затем определяются потери мощности на последнем участке по формуле:

$$\Delta \underline{S}_{910} = ((P_{910}^k)^2 + (Q_{910}^k)^2) / U^2 (R_{910} + j X_{910}) \quad (48)$$

Далее определяется мощность в начале последнего участка 9-10:

$$\underline{S}_{910}^H = \underline{S}_{910}^k + \Delta \underline{S}_{910} \quad (49)$$

Определяем падение напряжения на последнем участке 9-10:

$$\underline{U}_{\Delta 910} = (P_{910}^k R_{910} + Q_{910}^r X_{910}) / U^* + j(P_{910}^r X_{910} - Q_{910}^r R_{910}) / U^* \quad (50)$$

Находим напряжение в предпоследнем участке сети, т.е. в узле 9:

$$\underline{U}_9 = \underline{U}_{10} + \underline{U}_{\Delta 910} \quad (51)$$

Определим мощность в конце участка 10-9:

$$\underline{S}_{910}^k = \underline{S}_{910}^H + \underline{S}_{10} - j(Q_{c910}^H + Q_{c910}^K) \quad (52)$$

Расчёт на остальных участках производится аналогично. Составим схему замещения сети.

Далее необходимо составить расчётную схему замещения.

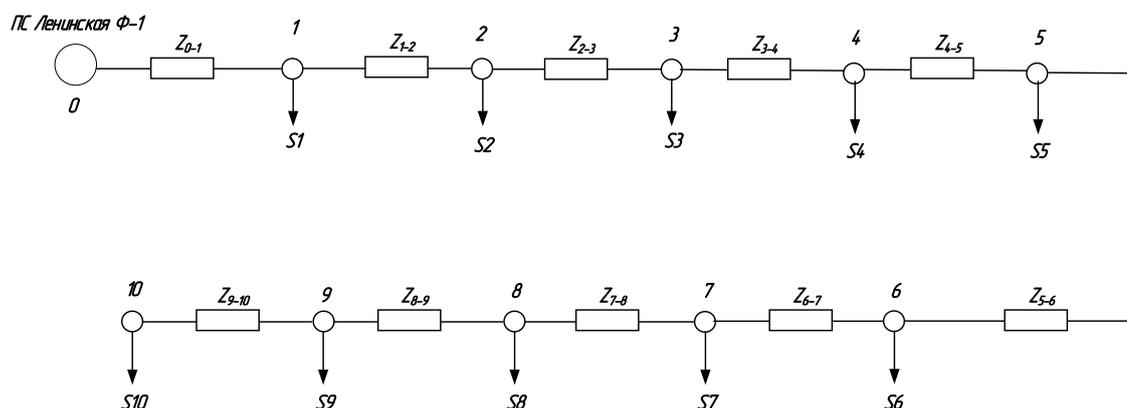


Рисунок 8 – Расчётная схема замещения

Результаты расчётов покажем в таблицах с учётом потерь в трансформаторах.

Таблица 16 – Исходные данные для расчёта

ТП	P_H , МВт	Q_H , Мвар	S_H , кВА	$S_{ТП}$, кВА
2	0,334	0,121	0,355	2хТМ-250
1	0,297	0,110	0,317	2хТМ-400
6	0,300	0,109	0,320	2хТМ-250
3	0,256	0,096	0,273	2хТМ-250
4	0,170	0,066	0,183	2хТМ-160
17	0,121	0,045	0,129	2хТМ-160
7	0,158	0,060	0,169	2хТМ-160
16	0,264	0,109	0,286	2хТМ-160
15	0,210	0,076	0,223	2хТМ-250
5	0,196	0,081	0,212	2х630

Таблица 17 – Исходные данные для расчёта

№ участка	L, км	Марка провода	сечение, мм	R, Ом	X, Ом
0-1	0,260	СИПЗ	35	0,434	0,132
1-2	0,235	СИПЗ	35	0,355	0,108
2-3	0,190	СИПЗ	35	0,158	0,048
3-4	0,190	СИПЗ	35	0,454	0,138
4-5	0,300	СИПЗ	35	0,158	0,048
5-6	0,300	СИПЗ	35	0,108	0,033
6-7	0,300	СИПЗ	35	0,247	0,075
7-8	0,430	СИПЗ	35	0,316	0,096
8-9	0,430	СИПЗ	35	0,316	0,096
9-10	0,045	СИПЗ	35	0,316	0,096

Таблица 18 – Результаты расчётов отклонений напряжения на участках

№ участка	U_{iter} , кВ	ΔU , %	U_n , кВ	U_k , кВ	ΔU , кВ
0-1	6,022	4,738	6,300	6,015	0,285
1-2	5,812	3,677	6,015	5,801	0,214
2-3	5,726	1,471	5,801	5,717	0,084
3-4	5,513	3,929	5,717	5,500	0,217
4-5	5,440	1,226	5,500	5,433	0,067
5-6	5,396	0,774	5,433	5,392	0,042
6-7	5,329	1,254	5,392	5,325	0,067
7-8	5,263	1,215	5,325	5,261	0,064
8-9	5,263	1,215	5,325	5,261	0,064
9-10	5,263	1,215	5,325	5,261	0,064

Таблица 19 – Расчёт потоков мощности на участках сети 6 кВ

№ участка	P_k , МВт	Q_k , МВар	ΔP , МВт	ΔQ , МВар	$P_{нач.}$, МВт	$Q_{нач.}$, кВар	I_n , А
0-1	3,603	1,164	0,171	0,052	3,774	1,216	363,384
1-2	3,181	1,029	0,117	0,036	3,299	1,065	332,733
2-3	2,780	0,900	0,041	0,012	2,821	0,912	295,102
3-4	2,392	0,775	0,094	0,029	2,486	0,804	263,881
4-5	2,091	0,677	0,026	0,008	2,117	0,685	233,553
5-6	1,891	0,613	0,015	0,004	1,906	0,617	212,894
6-7	1,315	0,425	0,017	0,005	1,331	0,430	149,810
7-8	0,971	0,313	0,012	0,004	0,983	0,317	111,959
8-9	0,971	0,313	0,012	0,004	0,983	0,317	111,959
9-10	0,971	0,313	0,012	0,004	0,983	0,317	111,959

6.2 Выбор сечений линий напряжением 6 кВ, конструктивное исполнение линий

Выбор пропускной способности линий производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчёте сети учитываются нормальные и послеаварийные режимы работы. Сечение линии выбирают по расчётному длительно допустимому току.

Максимальный расчётный ток в воздушных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{\max.p} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (53)$$

где $I_{\max.p}$ – максимальный ток, А;

P_{\max} , Q_{\max} – потоки активной и реактивной мощности передаваемой по линии, кВт, кВар;

n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Длительно допустимый ток должен быть больше или равен расчётному току.

$$I_{\text{длительно доп.}} \geq I_{\max.p}, \quad (54)$$

Полная мощность, протекающая по линии определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$S_{p.\phi 1} = S_{\text{ТП1}} + S_{\text{ТП2}} + S_{\text{ТП3}} + S_{\text{ТП4}} + S_{\text{ТП5}} + S_{\text{ТП6}} + S_{\text{ТП7}} + S_{\text{ТП15}} + S_{\text{ТП16}} + S_{\text{ТП17}} \text{ кВА} \quad (55)$$

$$S_{p.\phi 1} = 2950 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{2950}{6 \cdot \sqrt{3}} = 283 \text{ А}$$

Выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 95 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 380\text{А}$.

Всю сеть 6 кВ выполняем проводом СИП-3.

Подробный расчёт произведён в программе Mathcad 14, приложение А.

Проверка выбранных сечений на потерю напряжения

Распределительные сети 6 кВ проверяются на максимальную потерю напряжения от центра питания до удалённого потребителя. Допустимая потеря напряжения устанавливается исходя из устройств РПН и ПБВ. Как правило, нужно проверять удалённых потребителей. Нормируемого значения потери напряжения не установлено, однако, допустимым считается отклонение напряжения на 10 %, от номинального.

$$\Delta U = \frac{1}{U_{ном}} \cdot (r_{уд} \cdot \cos \phi + x_{уд} \cdot \sin \phi) \cdot \sum P_m \cdot l_m \quad (56)$$

Для проверки были рассмотрены случаи, когда головной участок петли разорван. В таком случае ТП 5 являлась самой удалённой подстанцией, длина питающей линии в этом случае равна 8200 м.

$$\Delta U = \frac{1}{6} \cdot (0,72 \cdot 0,92 + 0,299 \cdot 0,43) \cdot 1570 \cdot 8,2 = 384,9 \text{ В},$$

$$\sigma_{\%} = \frac{384,9 \cdot 100}{6 \cdot 10^3} = 6,8 \%$$

Падение напряжения не превышает допустимого отклонения напряжения.

6.3 Выбор оптимального варианта реконструкции

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей.

Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Так как ф. 1 ПС Ленинская не имеет резервного питания, а на ф. 5 есть резервная ячейка, рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

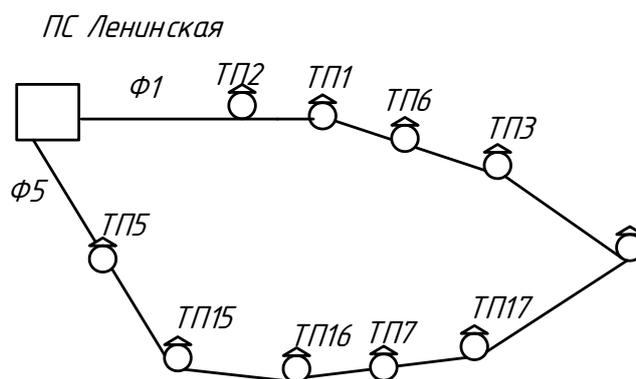


Рисунок 9 – 1 Вариант конфигурации сети

Первый вариант реконструкции электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей II категории по кольцевой сети, а также дополнительное резервирование ф.5. При такой схеме все ТП имеют возможность получать электроэнергию от двух источников питания. При этом потребители III категории надежности будут обесточены в только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

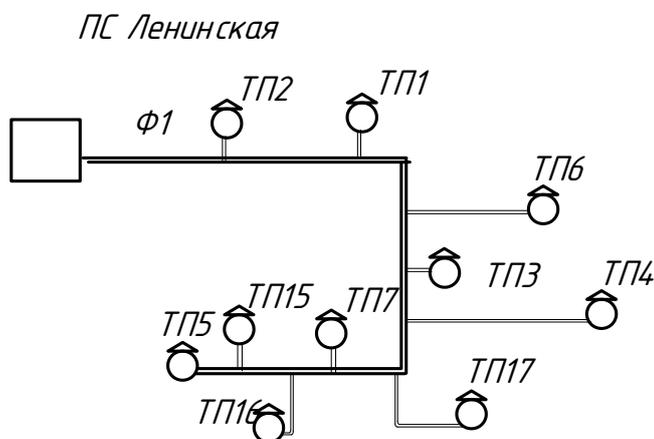


Рисунок 10 – 2 Вариант конфигурации сети

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение радиальной схемы электроснабжения потребителей II категории надежности.

Выбираем первый вариант, поскольку в нём принимается наименьшая длина линии.

6.4 Определение суммарной нагрузки посёлка

Расчёт электрических нагрузок ТП, приведённых к высокой стороне 6 кВ произведён в п. 5.3. Результаты расчёта покажем в таблице.

Таблица 20 – Результаты расчётов полной мощности на ТП приведенные к высокой стороне

Номер подстанции	$S_{\text{ТПВН}}$, кВА
1	355,20
2	316,55
3	319,64
4	272,96
5	182,65
6	129,29
7	169,22
15	285,50
16	223,27
17	211,86

Произведём расчёт суммарной нагрузки посёлка Ленинский по следующей формуле:

$$S_{\Sigma} = S_{\text{ТП1}} + S_{\text{ТП2}} + S_{\text{ТП3}} + S_{\text{ТП4}} + S_{\text{ТП5}} + S_{\text{ТП6}} + S_{\text{ТП7}} + S_{\text{ТП15}} + S_{\text{ТП16}} + S_{\text{ТП17}} \quad (50)$$

где $S_{\text{ТП}}$ - мощность нагрузки на ТП, приведённая к высокой стороне, кВА

$$S_{\Sigma} = 355,20 + 316,55 + 319,64 + 272,96 + 182,65 + 129,29 + 169,22 + 285,50 + 223,27 + 211,86 = 2466,13$$

Суммарная нагрузка по посёлку Ленинский с учётом вновь вводимых потребителей составляет 2,466 МВА.

7 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Выбор номинального напряжения сети

Существующая одотранформаторная подстанция Ленинская выполнена на напряжение 35 кВ и питается по одной линии от подстанции 110 кВ Лебединый. При реконструкции оставляем существующее напряжение 35 кВ.

Поскольку есть возможность подключить подстанцию Ленинскую к подстанции Лебединый по 35 и по 110 кВ, необходимо проверить экономически целесообразное напряжение для подстанции.

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как поверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{1ц}}}}, \quad (57)$$

где L – длина линии, км;

$S_{1ц}$ – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

Для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения посёлка Ленинский, получающего электроснабжение от подстанции Ленинская проектируем двухцепную ВЛ.

Тогда рациональное напряжение будет равно:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{5,134/2}}} = 31,32 \text{ (кВ)}$$

По шкале номинальных напряжений принимаем ближайшее значение напряжения, которое и будет наиболее экономически целесообразным – 35 кВ. Следовательно, реконструируемую подстанцию. оставляем на напряжении 35 кВ.

7.2 Выбор марки и сечения линий, и их конструктивное исполнение

Выбор сечения проводников ВЛ 35 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (58)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы [5].

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

Принимаем $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение α_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100ч, $\alpha_T = 1,1$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{5134^2 + 1796,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 0,103 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-70.

Проверяем по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a} = 0,103 \cdot 2 = 0,207 \text{ кА};$$

$$I_{\text{дон}} = 330 \text{ A}$$

$$I_{n/a} \leq I_{\text{дон}} \quad (59)$$

$$207 \leq 330$$

Условие выполняется.

Выбор необходимых для конкретной ВЛ унифицированных или типовых опор производится на основании сопоставления конкретных условий проектирования с каталожными характеристиками опор по следующим показателям: 1) материалу опор; 2) номинальному напряжению ВЛ; 3) маркам проводов (и молниезащитных тросов, если они требуются); 4) скоростному напору ветра; 5) толщине стенки гололеда; 6) приведенному (по расстановке опор на трассе), габаритному (по каталогу опор), весовому и ветровому промежуточным пролетам, а также с учетом интенсивности «пляски» проводов, характера местности прохождения трассы и ее особенностей [4].

Значительная часть ВЛ в настоящее время сооружается на стальных опорах. Предпочтение применению стальных опор перед железобетонными следует отдавать также при сооружении ВЛ в горной или труднодоступной для транспорта местности. Поэтому выбираем стальные промежуточные двухцепные опоры П 35-7 и стальные анкерно-угловые двухцепные опоры общий вид которых представлен на рисунках 1 и 2.

Основные конструктивные элементы опор изготавливаются из стали марки ВМ. Части (секции) опор подвергаются заводской горячей оцинковке для защиты от коррозии; сборка опор, а также соединение отдельных готовых секций производится с помощью болтовых соединений. Промежуточные опоры ВЛ 35 – 750 кВ рассчитаны на крепление проводов в глухих зажимах (допускается в необходимых случаях применение зажимов с ограниченной прочностью заделки). Металлические опоры укрепляются на типовых сборных железобетонных фундаментах или сваях. Так как нормативная толщина стенки

гололеда составляет 10 мм, то длина промежуточных пролетов составит 280-380 м.

На воздушных линиях с металлическими и железобетонными опорами при напряжении 35 кВ и выше молниезащитные тросы применяются по всей длине линии. В качестве молниезащитных тросов применяются стальные тросы.

7.3 Выбор числа и мощности трансформаторов питающей подстанции при реконструкции

На подстанции Ленинская установлен один трансформатор типа ТМН, трансформатор имеет номинальную мощность 2,5 МВА. В связи с увеличением нагрузки, при отключении трансформатора на 2,5 МВА, произойдет полное погашение ПС Ленинская, это не удовлетворяет условиям надежности, так как эта подстанция питает небольшую долю потребителей I категории. С учетом увеличения нагрузки, необходимо поставить второй трансформатор на номинальную мощность 2,5 МВА.

Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов на ПС Ленинская производится по средней активной и некомпенсированной реактивной мощностям нагрузки. Мощность силового трансформатора определяется именно по средней мощности, так как силовой трансформатор рассчитан на перегрузки и способен выдержать кратковременные пики нагрузки.

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Для этого используется компенсация реактивной мощности.

Определим мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{KV_i} = Q_{max} - P_{max} \cdot \operatorname{tg} \phi_{пред} \quad (60)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi = 0,35$ - экономически целесообразный коэффициент, [23].

Требуемая мощность КУ подстанции Ленинская, *Мвар*:

$$Q_{КУ} = 1,796 - 5,77 \cdot 0,4 = -0,512.$$

На рассматриваемой подстанции установка компенсирующих устройств не требуется.

Нескомпенсированная реактивная мощность будет равна:

$$Q_{\text{неск.}} = Q_{\text{max}} = 1,796 \quad (62)$$

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3^{\text{ОПТ}}}, \quad (63)$$

где $P_{\text{ср}}$ - средняя нагрузка в зимний период, МВт (значение из расчета сети);

$Q_{\text{неск}}$ -нескомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, мВар;

n_T -число трансформаторов;

$K_3^{\text{ОПТ}}$ -оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Расчётная мощность силового трансформатора:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{5,134^2 + 1,796^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,76 \text{ МВА};$$

Выбираем трансформатор ТМН-2500/35: $S_{\text{Тном}} = 2,5 \text{ МВА}$, [1, с. 374].

Проверяем правильность выбора.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{2,466}{2 \cdot 2,5} = 0,49.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3^{н/ав} = \frac{2,466}{(2-1) \cdot 2,5} = 0,98.$$

Так как коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает 1.4, то делаем вывод, что трансформаторы выбраны верно.

7.4 Выбор оптимального варианта реконструкции подстанции Ленинская

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

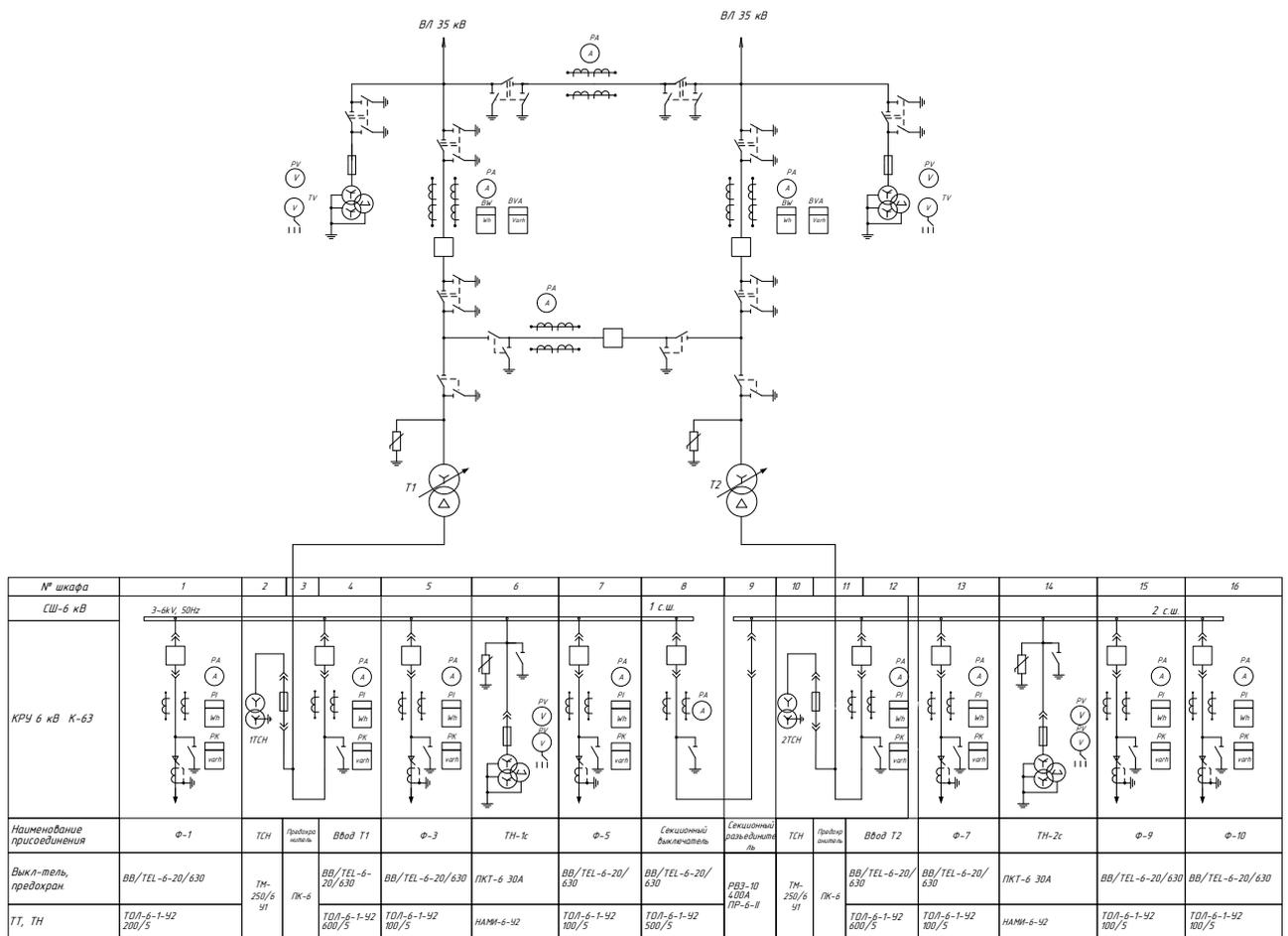


Рисунок 11 – Однолинейная схема подстанции Ленинская

Выбираем схему подстанции Ленинская – мостик с неавтоматизированной ремонтной перемычкой в цепях линий.

8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтральями, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

8.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети ВН и на шинах ПС Ленинская

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

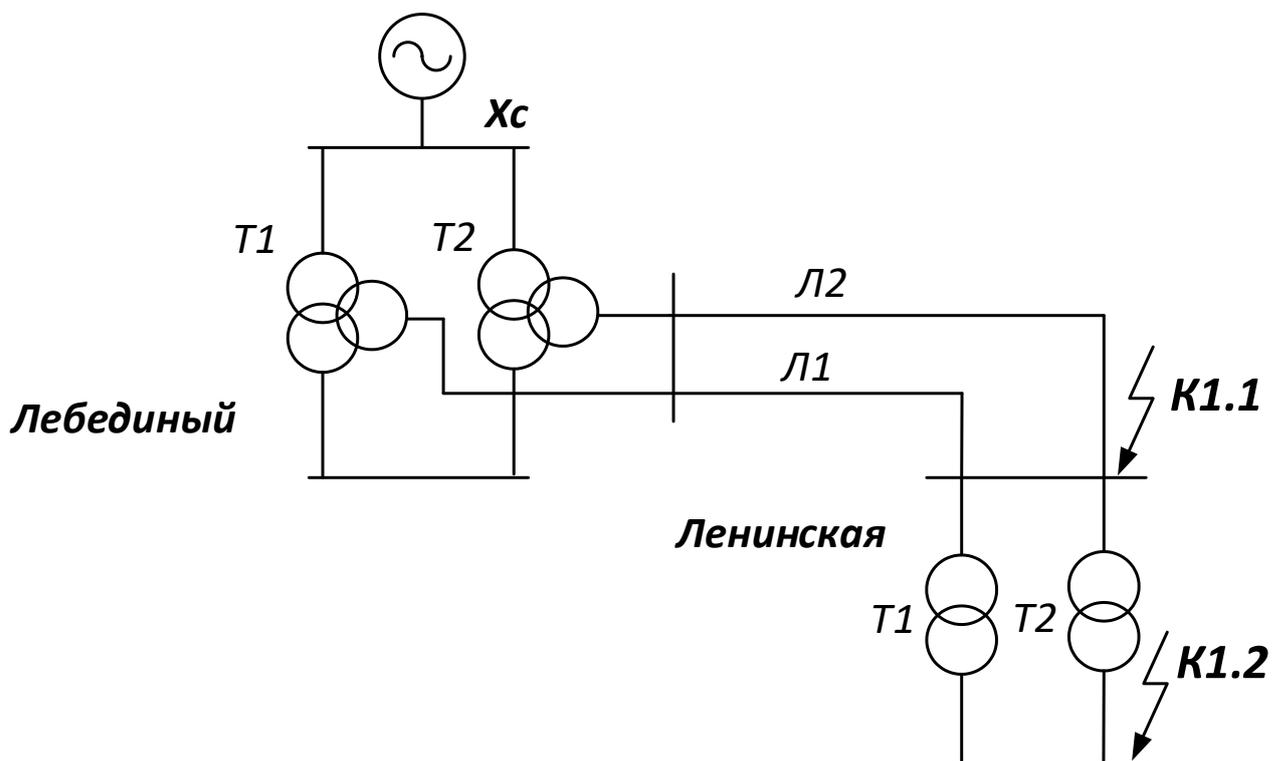


Рисунок 12 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

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

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 35, 6 кВ ПС Ленинская;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);

– метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В работе расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например 100 МВА.

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке приведена схема замещения рассматриваемой сети.

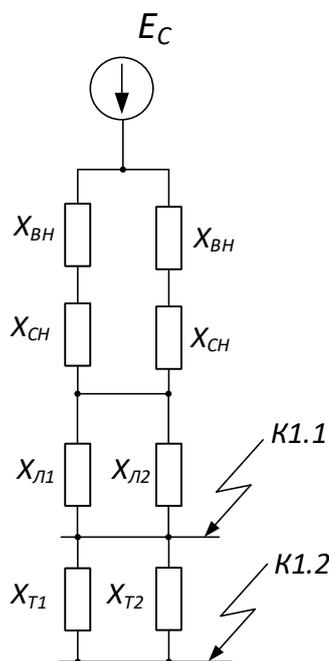


Рисунок 13 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах. В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой

производится расчет токов КЗ: $U_1=37$ кВ, $U_2=10,5$ кВ Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (64)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ А}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Параметры питающих линий: $L_{л1}=3,8$ км, марка провода АС-70, $x_0=0,421$ Ом/км [10]; $L_{л2}=3,7$ км, марка провода АС-70, $x_0=0,421$ Ом/км.

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (65)$$

$$X_{л1} = 0,421 \cdot 3,8 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,117 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0,421 \cdot 3,7 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,114 \text{ о.е.}$$

$$X_{ВЛ35} = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{0,117 \cdot 0,114}{0,117 + 0,114} = 0,058 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора на ПС Ленинская:

$$X_{тр1} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{тр}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 0,94 \text{ о.е.} \quad (66)$$

Сопротивление трансформатора на ПС Лебединый:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{квн} + U_{квс} - U_{кчн}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%. \quad (67)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\%. \quad (68)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (69)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,52 \text{ о.е.} \quad (70)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,26 \text{ о.е.} \quad (71)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (72)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} \cdot X_{TB} = 0,26 \text{ о.е.}$$

Преобразуем схему замещения:

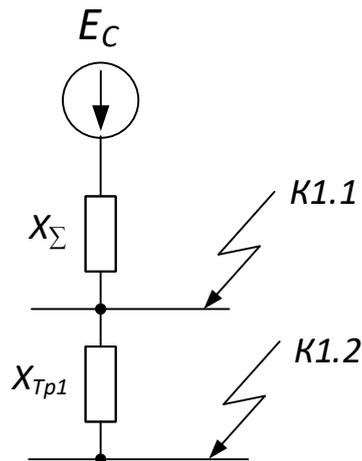


Рисунок 14 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки K1.1:

$$X_{\Sigma} = X_2 + X_{ВЛ35} = 0,26 + 0,058 = 0,318 \text{ о.е.} \quad (73)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке K1.1:

$$I_{\text{пок1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,318} \cdot 1,56 = 4,91 \text{ кА} \quad (74)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке K1.2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{62} = \frac{1}{1,26} \cdot 5,5 = 4,38 \text{ кА} \quad (75)$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (76)$$

$$I_{\text{кз1.1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,91 = 4,253 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз1.2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,38 = 3,79 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{кз}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \quad (77)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [10] принимаем среднее значение $k_{\text{уд}}=1,608$ для точки К1.1, $k_{\text{уд}}=1,369$ для точки К1.2.

$$i_{\text{уд1.1}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 4,91 = 11,17 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд1.2}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 4,38 = 8,48 \text{ кА}$$

Таблица 21 – Расчёт токов КЗ

№	Точка КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Ударный ток, кА
1	К1	4,91	4,25	11,17
2	К2	4,38	3,79	8,48

8.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 6 кВ

Расчёт токов КЗ в сети 6 кВ

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

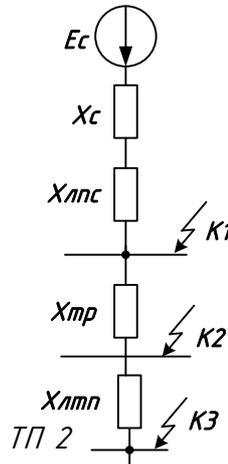


Рисунок 15 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_2 = 6,3 \text{ кВ}$

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

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (78)$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 9.17 \text{ А}$$

Рассчитаем точки КЗ 1, КЗ 2, КЗ 3 фидера 1. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление кабельных и воздушных линий находится по формуле:

$$X_{ли} = x_{уд} \cdot l_i \quad (79)$$

$$X_{Л1} = x_{уд, \text{сум}50} \cdot l_1, \quad (80)$$

$$X_{Л1} = 0,119 \cdot 2,675 = 0,318 \text{ Ом},$$

$$X_{Л2} = x_{y\partial.cun50} \cdot l_2. \quad (81)$$

$$X_{Л2} = 0,119 \cdot 2,7 = 0,321 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление системы находим по формуле:

$$X_{сист} = \frac{S_{\partial аз}}{S_{кз}} = \frac{S_{\partial аз}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{кз}} \quad (82)$$

где $S_{кз}$ - мощность короткого замыкания;

$I_{кз}$ - ток короткого замыкания

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 4.2} = 0,37 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление трансформатора:

$$X_{тр} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{тр.ном}} \quad (83)$$

Поскольку сопротивление системы приведено к расчётному напряжению, 6 кВ, то вследствие этого необходимо учесть коэффициент трансформации, и привести сопротивление трансформатора к расчётному напряжению, тогда сопротивление будет:

$$X_{тр} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{тр.ном}} \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2. \quad (84)$$

$$X_{тр} = \frac{7,5 \cdot 37^2}{100 \cdot 2.5} \cdot \left(\frac{6.3}{37} \right)^2 = 1,1 \text{ Ом}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания находится:

$$I_{n0} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} \quad (85)$$

Рассчитаем суммарные сопротивления:

$$X_{\Sigma1} = X_c + X_{mp}, \quad (86)$$

$$X_{\Sigma1} = 0,37 + 1,1 = 1,47 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma2} = X_c + X_{mp} + X_{Л1}, \quad (87)$$

$$X_{\Sigma2} = 0,37 + 1,1 + 0,318 = 1,78 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma3} = X_c + X_{mp} + X_{Л2}. \quad (88)$$

$$X_{\Sigma3} = 0,37 + 1,1 + 0,321 = 1,79 \text{ Ом}.$$

Короткое замыкание в точках составляет:

$$I_{n0K1} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma1}}, \quad (89)$$

$$I_{n0K1} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 1,47} = 4,059 \text{ кА},$$

$$I_{n0K2} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma2}}, \quad (90)$$

$$I_{n0K2} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 1,78} = 3,346 \text{ кА},$$

$$I_{n0K3} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma3}}. \quad (91)$$

$$I_{n0K3} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 1,79} = 3,34 \text{ кА}.$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y0} \quad (92)$$

Ударный коэффициент для сети 6 кВ возьмём из [3], тогда ударные токи будут равны:

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot K_{y\partial 1}, \quad (93)$$

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 4,059 \cdot 1,369 = 7,858 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot K_{y\partial 2}, \quad (94)$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 3,346 \cdot 1,369 = 6,478 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.3} \cdot K_{y\partial 3}. \quad (95)$$

$$I_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 3,34 \cdot 1,369 = 6,467 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \quad (96)$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.1}, \quad (97)$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,059 = 3,515 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.3}, \quad (98)$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,346 = 2,898 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.3}. \quad (99)$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,34 = 2,893 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице.

Таблица 22 – Значения токов КЗ на шинах 6 кВ ТП

№ точки КЗ	ТП	$I_{по}^{(3)}$, А	$I_{кз}^{(2)}$, А	$i_{уд}$, А
1	ТП 1	3,34	2,89	6,5
2	ТП 2	3.35	2.9	6.48
3	ТП 3	3.27	2.83	6.32
4	ТП 4	2.78	2.01	6.12
5	ТП 5	3.69	2.99	5.89
6	ТП 6	4.01	3.45	7.48
7	ТП 7	4.56	3.56	7.65
8	ТП 15	3.28	2.78	6.05
9	ТП 16	4.45	3.68	7.12
10	ТП 17	3.66	2.78	5,91

8.3 Расчёт токов короткого замыкания в низковольтной сети

Токи короткого замыкания определяют на шинах 0,4 кВ рассчитываемой трансформаторной подстанции, и на концах отходящих фидеров. Расчёт будем производить в соответствии с межгосударственным стандартом по расчёту токов короткого замыкания ниже 1 кВ. Токи КЗ рассчитаем на тех же подстанциях, на которых были рассчитаны токи в сети 6 кВ. Схема с точками короткого замыкания представлена на рисунке 4. Схема замещения представлена для всех реконструируемых ТП – всех ТП посёлка.

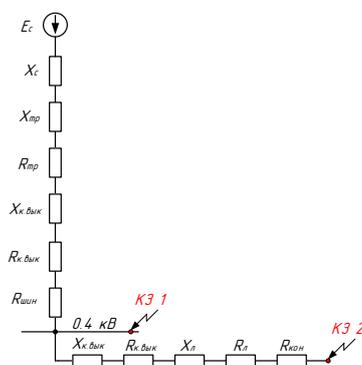


Рисунок 16 – Схемы замещения для расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{II0} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (100)$$

Рассмотрим пример расчёта точек КЗ 1, и КЗ 2, для ТП 1 от Ф-1. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление воздушных линий, формула (42):

$$x_i(r_i) = x_{y0}(r_{y0}) \cdot l_i \quad (101)$$

Сопротивление трансформаторов:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{ном.т}} \quad (102)$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{HH}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 \quad (103)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (104)$$

Сопротивление системы найдём по формуле:

$$X_C = \frac{U_{HH}^2}{S_{КЗ}} \cdot 10^{-3} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{сист}} \right)^2 \quad (105)$$

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{сист}} \right)^2, \quad (106)$$

$$X_C = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 3346} \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 \cdot 10^3 = 7,386 \text{ МОм},$$

$$Z_T = \frac{U_k \cdot U_{ин}^2}{100 \cdot S_{ном.т}}, \quad (107)$$

$$Z_T = \frac{4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{250} = 40 \text{ мОм},$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{ин}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6, \quad (108)$$

$$R_T = \frac{2,3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{250^2} = 14,375 \text{ мОм},$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (109)$$

$$X_T = \sqrt{40^2 - 14,375^2} = 37,328 \text{ мОм}.$$

Сопротивления линий:

$$R_{л} = 80 \cdot 1,1 = 88 \text{ мОм}, \quad X_{л} = 80 \cdot 0,061 = 4,88 \text{ мОм}.$$

В схеме для расчёта короткого замыкания необходимо учесть сопротивление контактов и болтовых соединений, и катушек выключателей.

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шин}, \quad (110)$$

$$R_{\Sigma 1} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{тр} + X_{вык400}. \quad (111)$$

$$X_{\Sigma 1} = 7,386 + 37,328 + 0,17 = 44,884 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шин} + R_{вык70} + R_{л} + R_{конт} \quad (112)$$

$$R_{\Sigma 2} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 88 + 0,027 = 106,556 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{тр} + X_{вык400} + X_{вык70} + X_{л} \quad (113)$$

$$X_{\Sigma 2} = 7,386 + 37,328 + 0,17 + 2 + 4,88 = 51,764 \text{ мОм}$$

Найдём ток периодической составляющей тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{\Pi 0 K1} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (114)$$

$$I_{\Pi 0 K1} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,029^2 + 44,884^2}} = 4,879 \text{ кА},$$

$$I_{\Pi 0 K2} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{2\Sigma}^2 + X_{2\Sigma}^2}}. \quad (115)$$

$$I_{\Pi 0 K2} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{106,556^2 + 51,764^2}} = 1,949 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$I_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot K_{y\partial}, \quad (116)$$

$$I_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,879 = 8,97 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot K_{y\partial}. \quad (117)$$

$$I_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,949 = 3,584 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивления трансформаторов будут такими же, как и сопротивления прямой последовательности, расчёт будем вести согласно методике изложенной в [4, таб. 9].

Ток однофазного короткого замыкания можно найти по следующей формуле:

$$I_{II0} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (118)$$

Сопротивления линий:

$$R_{Л} = 80 \cdot R_{уд.л.оль}, \quad (119)$$

$$R_{Л} = 80 \cdot 2,07 = 165,6 \text{ мОм},$$

$$X_{Л} = 80 \cdot X_{уд.л.оль}. \quad (120)$$

$$X_{Л} = 80 \cdot 0,298 = 23,84 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1o} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шун}, \quad (121)$$

$$R_{\Sigma 1o} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1o} = X_{тр} + X_{вык400}. \quad (122)$$

$$X_{\Sigma 1o} = 37,328 + 0,17 = 37,498 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2o} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шун} + R_{вык70} + R_{л.о} + R_{конт} \quad (123)$$

$$R_{\Sigma 2o} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 165,6 + 0,027 = 184,156 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 2o} = X_{тр} + X_{вык400} + X_{вык70} + X_{л.о} \quad (124)$$

$$X_{\Sigma 2o} = 37,328 + 0,17 + 2 + 23,84 = 63,338 \text{ мОм}.$$

Найдём ток однофазного тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{\Pi 0 K 1 o} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{1\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{1\Sigma o})^2}} \quad (125)$$

$$I_{\Pi 0 K 1 o} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 15,029 + 15,029)^2 + (2 \cdot 44,884 + 37,498)^2}} = 1,71 \text{ кА} ,$$

$$I_{\Pi 0 K 2 o} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{2\Sigma} + R_{2\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{2\Sigma} + X_{2\Sigma o})^2}} \quad (126)$$

$$I_{\Pi 0 K 2 o} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 106,556 + 184,156)^2 + (2 \cdot 51,764 + 63,338)^2}} = 0,536 \text{ кА} .$$

Ударный ток составит:

$$I_{y\partial K 1 o} = \sqrt{2} \cdot I_{n 0.1 o} \cdot K_{y\partial} , \quad (127)$$

$$I_{y\partial K 1 o} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,71 = 3,145 \text{ кА} ,$$

$$I_{y\partial K 2 o} = \sqrt{2} \cdot I_{n 0.2 o} \cdot K_{y\partial} . \quad (128)$$

$$I_{y\partial K 2 o} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 0,536 = 0,985 \text{ кА} .$$

Остальные точки короткого замыкания рассчитываются аналогично, расчёт произведён в программе Mathcad 14 и представлен в приложении Б.

9 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ

9.1 Разработка схемы и конструкции питающей подстанции при реконструкции

Реконструкция подстанции заключается в установке двух трансформаторов для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей первой и второй категории, находящихся в посёлке Ленинский. Подстанция в эксплуатации с 1962 года, оборудование на подстанции физически и морально устарело. Поскольку к подстанции будет подключен прииск, а также намечается строительство жилых домов по программе переселения из ветхого и аварийного жилья, планируется рост нагрузки, необходимо произвести реконструкцию подстанции.

До реконструкции подстанция была выполнена по схеме один блок. После реконструкции выбираем схему подстанции Ленинская – мостик. Такая схема применяется проходных подстанций.

9.2 Выбор и проверка оборудования подстанции

Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надёжное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво - и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

напряжение установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

длительный ток: $I_{норм} \leq I_{ном}$, $I_{max} \leq I_{ном}$;

отключающая способность: $I_{н о} \leq I_{откл ном}$.

Проверка данного выключателя осуществляется по следующим критериям:

- на электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{np,c} \geq I_{no}; \quad (129)$$

$$i_{np,c} \geq i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (130)$$

где $I_{np,c}$ - предельный сквозной ток (действующее значение периодической составляющей), кА, который выключатель способен надежно включить;

I_{no} - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$i_{np,c}$ - номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата), кА;

$i_{y\delta}$ - ударный ток КЗ, кА;

$k_{y\delta}$ - ударный коэффициент.

- на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл\ ном} \geq I_{n\tau}, \quad (131)$$

где $I_{откл\ ном}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{n\tau}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

- возможность на отключения аperiodической составляющей тока КЗ определяется из соотношения:

$$i_{a\ ном} \geq i_{a\tau}, \quad (132)$$

$$i_{a\ ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \beta_n / 100, \quad (133)$$

где $i_{a \text{ ном}}$ - номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения, кА;

β_n - нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения;

$i_{a\tau}$ - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА

- проверка выключателя на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k. \quad (134)$$

где $I_{тер}$ - номинальный ток термической стойкости выключателя (равный, как правило, $I_{откл \text{ ном}}$), кА;

$t_{тер}$ - время термической стойкости, с.

Тепловой импульс определяется:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (135)$$

где B_k - тепловой импульс, кА²·с;

$t_{откл}$ - время отключения;

T_a - постоянная затухания аperiodической составляющей тока к.з., с;

Время отключения находим по выражению:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (136)$$

где $t_{рз}$ - время действия релейной защиты, с;

$t_{ов}$ - полное время отключения выключателя с приводом, с.

По действующим картам уставок $t_{рз}$ равны:

сторона 35 кВ - 2,5 с;

сторона 6 кВ - 1,5 с.

Покажем на примере выбор и проверку выключателя:

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{max} = \frac{S_{CT}}{\sqrt{3} \cdot 35} A. \quad (137)$$

$$I_{max} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,24 A.$$

По условиям надежности, удобства и экономичности в эксплуатации устанавливаем на ПС вакуумные выключатели на напряжения 35 кВ, марки ВБЭС-35-20/1000, [7, с. 228, табл. 5.1].

Данные выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 (60) Гц для открытых и закрытых распределительных устройств. Основные преимущества: легкость в обслуживании, надежность в работе, компактность.

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость, данные по токам КЗ взяты из расчёта в п. 8.1:

$$I_{пр.с.} = 35 \text{ кА} > I_{н0} = 4,91 \text{ кА},$$

$$i_{пр.с.} = 51 \text{ кА} > i_{уд} = 11,17 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности:

$$I_{откл\ ном} = 12,5 \text{ кА} > I_{н0} = I_{н\tau} = 4,25 \text{ кА}.$$

Расчетное время отключения:

$$\tau = 0,01 + t_{с\ в\ откл} \quad (138)$$

$$\tau = 0,01 + 0,05 = 0,06.$$

Апериодический ток в момент τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_0 \cdot e^{-\tau/T_a} \text{ кА}. \quad (139)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 5,354 \cdot e^{-0,06/0,03} = 2,55 \text{ кА}.$$

Номинальный аperiodический ток выключателя:

$$i_{a\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \beta / 100 \text{ кА.} \quad (140)$$

$$i_{a\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 25 / 100 = 7,07 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (141)$$

$$B_{\kappa} = 4,91^2 \cdot (2,5 + 0,13 + 0,03) = 76,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 \quad (142)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$	630 А	98 А
$I_{\text{пр,с}} \geq I_{\text{по}}$	35 кА	4,91 кА
$i_{\text{пр с}} \geq i_{\text{уд}}$	51 кА	11,17 кА
$I_{\text{откл ном}} \geq I_{\text{пт}}$	20 кА	4,25 кА
$i_{a\text{ ном}} \geq i_{a\tau}$	7.07 кА	2.55 кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$	1200 кА ² ·с	76.25 кА ² ·с

Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель устанавливается на высокой стороне перед выключателем. Выбираем на стороне 35 кВ разъединитель марки РГП2-35/1000УХЛ1 по напряжению установки ($U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$), по току продолжительного режима (I_{max}

= 98.1 А), [12, с. 8]. Выпускается в трехполюсном исполнении, с полимерной изоляцией, заземлители с двух сторон, соответствующей четвертой степени загрязнения, по ГОСТ 9920.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице .

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 98 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,17 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 76.25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 76.25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

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

Выбор ограничителей перенапряжения

На подстанциях установлены вентильные разрядники РВС-35/40,5 У1. Разрядники являются устаревшим решением проблемы ограничения перенапряжений, ограничители перенапряжения превосходят вентильные разрядники, как по качеству защиты сети, так и по условиям эксплуатации, обеспечивают более глубокий, чем у вентильных разрядников, уровень ограничения перенапряжений.

На стороне 35 кВ, на обеих подстанциях, выбираем ограничитель перенапряжения.

ОПН являются разрядниками, не имеющих искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозных и коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

– класс номинального напряжения;

- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети} \quad (143)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 35 = 40,25 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 0,98.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (144)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{40,25}{0,98} = 41,07 \text{ кВ}.$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-П1- /35/40,5/10/3УХЛ1, [8].

Выбор и проверка выключателей

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость.

На распределительной подстанции выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ – М – 6 – 20/630 – У1.

Выключатель выбирается по следующим условиям

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}. \quad (145)$$

По максимальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}; \quad (146)$$

$$I_{\text{мах}} = \frac{S_{\Sigma \text{РП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (147)$$

$$I_{\text{мах}} = \frac{5134}{\sqrt{3} \cdot 6} = 494 \text{ А};$$

$$630 \geq 494 \text{ А.}$$

Проверку выключателей следует производить по следующим условиям:

По отключающей способности.

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}; \quad (148)$$

$$20 \geq 1.9 \text{ А.}$$

Отключение апериодической составляющей.

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}; \quad (149)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}}}{100} I_{\text{откл. ном}}; \quad (150)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50}{100} \cdot 20 = 14.142 \text{ А};$$

$$14.142 \geq 4,91 \text{ А.}$$

Проверка выключателя на электродинамическую стойкость.

$$i_{\text{эд}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (151)$$

$$51 \geq 8,48 \text{ А.}$$

Произведем проверку по термическую стойкость выключателя:

$$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (152)$$

где $t_{\text{откл}}$ – собственное время отключения выключателя.

$$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (153)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости;

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

$$W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к.расч}}; \quad (154)$$

$$W_{\text{к.расч}} = 4,38^2 \cdot (2,01 + 0,02) = 38,94 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$W_{\text{к.ном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$2977 \geq 38,94 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Проверка выключателя приведена в таблице .

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора и проверки выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} > U_{\text{ном сети}}$
$I_{\text{max}} = 494 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{уд}} = 8,48 \text{ кА}$	$I_{\text{эд}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{эд}} \geq I_{\text{уд}}$
$W_{\text{к.расч}} = 38,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к.расч}}$
$I_{\text{п0}} = 3,79 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{ат}} = 3,12 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 14,142 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Выбранный выключатель полностью удовлетворяет условиям проверки.

Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Условиями выбора и проверки следующие:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}} ; \quad (155)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном сети}} ; \quad (156)$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} ; \quad (157)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} . \quad (158)$$

На стороне 6 кВ установим разъединители типа РВРЗ 6 – 630У1.

Результаты проверки приведены в таблице.

Таблица 26 – Проверка разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} > U_{\text{ном сети}}$
$I_{\text{max}} = 494 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{уд}} = 8,48 \text{ кА}$	$I_{\text{э.д}} = 35,5 \text{ кА}$	$I_{\text{э.д}} \geq I_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.расч}} = 38,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}}$

Выбор комплектных распределительных устройств

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже

действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирм «SIEMENS», «AREVA», «SCHNEIDER ELECTRIC», «ABB» и других ведущих зарубежных производителей.

Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяются по отключающей способности, а также динамической и термической стойкости к токам коротких замыканий. На стороне 6 кВ выбираем выключатель типа ВВ/TEL-6-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя на отходящей линии Ф1-ТП1:

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2\text{с}; \quad (159)$$

$$B_k = 3.35^2 \cdot (1.8 + 0.26) = 23.11 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \text{ кА}^2\text{с} \quad (160)$$

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

$$23.11 < 1200 \text{ кА}$$

По отключающей способности тока КЗ:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{н0}} \Rightarrow 20 > 3.35 \text{ кА} \quad (161)$$

По номинальному напряжению и рабочему току выключатели соответствуют.

По динамической стойкости:

$$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}} \Rightarrow 51 > 6.5 \text{ кА} \quad (162)$$

Сведём результаты проверки выбранного выключателя в таблицу.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Справочные данные	Расчётные данные
$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 143,1 \text{ А}$
$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{скв}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.}} = 23,11 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,35 \text{ кА}$

Выбор и проверка трансформаторов тока на подстанции

Трансформатор тока предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока частоты 50 Гц. Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая для включения приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению, току первичной и вторичной цепи, по

электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях, а также по сопротивлению нагрузки.

Сопротивление нагрузки трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2,ном}, \quad (163)$$

где Z_2 - номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом, [8, с. 166.].

Вторичная нагрузка включает в себя:

- сопротивления измерительных приборов;
- сопротивления соединительных проводов;
- переходного сопротивления контактов.

Так как индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, то $Z_2 \approx r_2$.

Сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_k. \quad (164)$$

Сопротивление измерительных приборов определяется по следующей формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (165)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами, В·А;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, А, [27, с. 166.].

Принимаем сопротивление контактов равное 0.1 Ом (так как число приборов больше 3), если меньше число приборов, то $r_k = 0.05$ Ом, [27, с. 374.].

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо соблюдение следующего условия:

$$r_{приб} + r_{пров} + r_k \leq Z_{2,ном}. \quad (166)$$

Сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (167)$$

Зная сопротивление соединительных проводов можно определить их сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (168)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, (для алюминия $\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2$), [27, с. 376.];

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, [27, с. 375.].

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

На данной стороне 6 кВ подстанции установлены следующие приборы:

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность $S_{\text{ном.V}} = 4 \text{ В} \cdot \text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность .

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях

переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность последовательной цепью: $S_{ном.W(A)} = 5 В \cdot А$ и $S_{ном.W(V)} = 5 В \cdot А$ параллельной.

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет 9 В·А.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице.

Таблица 28 - Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр Варметр Ваттметр Счетчик АЭ Счетчик РЭ Итого:	Ввод 35 кВ	СА3020	4	—	4
		СР3020	5	—	5
		СВ3020	5	—	5
		Меркурий 236 ART	4,5	—	4,5
					—
Амперметр Итого:	Секционный выключатель 35 кВ	СА3020	4	—	4
			4	—	4

1	2	3	4	5	6
Амперметр Счетчик АЭ Счетчик РЭ Итого:	На отходящих линиях	СА3020 Ртутный 236 АРТ	4 4,5	– – – –	4 4,5

Находим сопротивление приборов для трансформатора на вводе 6 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{8.2}{5^2} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (169)$$

Определяем сопротивление соединительных проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение проводов:

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2.$$

Находим сопротивление проводов по формуле:

Выбираем провод сечением 2 мм², [21, с. 375].

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28.$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом.}$$

Исходя из расчета, произведенного выше можно сделать вывод, что трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения), устанавливаемый на вводе проходит по всем параметрам. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 29 - Проверка трансформатора тока на вводе 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{расч}} = 561,3 \text{ А}$ $Z_{\text{Нрасч}} = 0,67 \text{ Ом}$ $i_{\text{уд}} = 8,46$ $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $Z_{2\text{НОМ}} = 0,8$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$ $Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$ $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 23,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $Z_2 = 0,67$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу .

Таблица 30 - Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{расч}} = 143,1 \text{ А}$ $Z_{\text{Нрасч}} = 0,67 \text{ Ом}$ $i_{\text{уд}} = 8,46$ $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $Z_{2\text{НОМ}} = 0,8$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$ $Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$ $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 23,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $Z_2 = 0,67$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения, по классу точности, по вторичной нагрузке. Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (170)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;
 $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos\varphi_{прив}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (171)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон}. \quad (172)$$

где $S_{дон}$ - мощность всех трех фаз, принимается для трехфазного трансформатора, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности, [21, с. 163.].

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	1	0	10
Варметр	СР3020ВАР	5	1	0	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 АРТ	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ					
Итого					109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4+5\cdot 2+5\cdot 2+9\cdot 9\cdot 0,38)^2 + (9\cdot 9\cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-УХЛ(2) (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений), [21, с. 163].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице .

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_2 = 92,82 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбор и проверка оборудования 6 кВ на ТП

Выбор плавких предохранителей

Для защиты трансформаторов с высоковольтной стороны выбираются плавкие предохранители. Плавкие предохранители позволяют осуществить наиболее простую и дешевую защиту электроустановки. При выполнении защиты трансформатора с помощью предохранителей оказываются ненужными трансформаторы тока, и аппаратура релейной защиты. Плавкие предохранители не требуют проведения наладочных работ, необходимых для устройств релейной защиты, выключателей и другого, более сложного оборудования. Благодаря этим достоинствам плавкие предохранители очень широко используются в городских сетях.

Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по формуле для двухтрансформаторных ТП, и для однострансформаторных ТП:

$$I_{пл.вст.} = \frac{2 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (173)$$

$$I_{пл.вст.} = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (174)$$

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего стандартного значения. Данные возьмём из расчётов в п. 5.3. Рассчитаем токи плавких вставок для устанавливаемых трансформаторов:

$$I_{нл.вст.400} = \frac{2 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 29,35 \text{ А ,}$$

$$I_{нл.вст.400} = \frac{2 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 73.4 \text{ А ,}$$

$$I_{нл.вст.250} = \frac{2 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 45.9 \text{ А ,}$$

$$I_{нл.вст.400} = \frac{2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 115,5 \text{ А ,}$$

$$I_{нл.вст.250} = \frac{2 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 183 \text{ А ,}$$

Принимаем предохранители типа ПКТ [8], марки предохранителей с токами плавких вставок сведены в таблицу.

Таблица 33 – Плавкие предохранители на ТП 6/0,4 кВ

№ ТП	16	17	7,3,2	1,4,5	15
Мощность трансформаторов, кВА	160	250	400	630	1000
Тип предохранителя	ПКТ-101-6-20-12,5УЗ	ПКТ-101-6-31,5-12,5УЗ	ПКТ-102-6-50-12,5УЗ	ПКТ-102-6-65-12,5УЗ	ПКТ-102-6-65-12,5УЗ

Предельный ток отключения выбранных предохранителей 12,5 кА, следовательно, предохранители выбраны, верно, и будут работать с выдержкой времени.

Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый

разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ, производят проверку по термической стойкости:

Разъединители установлены на двухтрансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ, на ремонтной перемычке.

На всех двухтрансформаторных подстанциях принимаем к установке разъединитель РВЗ-6/400-II-УЗ, с номинальным током 400 А., произведём проверку.

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (175)$$

$$B_k = 3.35^2 \cdot (1 + 0,01) = 11.33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (176)$$

$$B_{кном} = 16^2 \cdot 4 = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \Rightarrow 41 \geq 6.5 \text{ кА}. \quad (177)$$

Сведём результаты в таблицу .

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Условия выбора	Справочные данные	Расчётные данные
$U_{ном} \geq U_{расч}$	6 кВ	6 кВ
$I_{ном} \geq I_{расч}$	400 А	143,1 А
$B_{к.ном} \geq B_k$	1024 кА ² ×с	11,33 кА ² ×с
$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$	41 кА	6,5 кА

9.3 Выбор и проверка оборудования низкого напряжения на ТП

Выбор автоматических выключателей

Автоматические выключатели обеспечивают быструю и надёжную защиту проводов и кабелей сетей, как от токов перегрузки, так и от токов короткого замыкания. Кроме того, они используются для управления, нечастых

включений и отключений. Автоматические выключатели снабжают тепловыми, электромагнитными, либо комбинированными расцепителями.

На отходящих присоединениях установлены автоматические выключатели. Выбор производится по следующим условиям:

Ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию:

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_{\text{ном.прод}} \quad (178)$$

Номинальный ток расцепителя не должен срабатывать в нормальных условиях эксплуатации, поэтому его выбирают согласно условию:

$$I_{\text{ном.расц}} \geq (1,1 \div 1,3) \cdot I_{\text{ном.прод}} \quad (179)$$

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{н0}} \quad (180)$$

Проверяется по термической стойкости токам короткого замыкания:

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}} \geq B_k \quad (181)$$

По согласованию выбранных элементов сети с номинальным током расцепителя:

$$I_{\text{ном.расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл.доп}} \quad (182)$$

По чувствительности к токам короткого замыкания:

$$I_{\text{кз.min}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.расц}} \quad (183)$$

$$I_{\text{терм}} \geq I_{\text{уд}} \quad (184)$$

Принимаем к установке, для защиты трансформаторов со стороны 0,4 кВ, автоматические выключатели типа ВА 5739-34 трёхфазные, с номинальным током до 630 А, а для защиты отходящих линий выключатели ВА 5735-34 трёхфазные, с номинальным током до 400 А [7, с. 111 таб.6.35].

Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ

В состав комплектных трансформаторных подстанций входит РУ низшего напряжения, которое выполнено в виде щита ЩО-70.

Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ

Трансформаторы тока до 1 кВ по току КЗ не проверяются. Для них должно соблюдаться следующее условие:

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}, \quad (185)$$

где $Z_{2ном2}$ – сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, Ом;

$Z_{расч2}$ – расчётное сопротивление.

$$Z_{расч2} = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_{конт}, \quad (186)$$

где $Z_{приб}$ – сопротивление измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока, Ом;

$Z_{пров}$ – сопротивление проводов вторичных цепей [21, с. 166.].

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (187)$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} \quad (188)$$

Сопротивление проводов вторичных цепей при длине 4 м, и сечении 2,5 мм², составляет 0,05 Ом. Сопротивление контактов составляет 0,1 Ом. Нагрузка трансформаторов тока сведена в таблицу.

Таблица 35 – Расчётная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, на фазу		
		А	В	С
Амперметр	ЭА0702 (аналог Э365)	0,5	0,5	0,5
Счётчик Меркурий 200	ART2 – 00 FCILGDN	5	5	5

Мощность вторичной обмотки составит 5,5 ВА, определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, и расчётное сопротивление приборов:

$$Z_{2H} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ Ом}, \quad (189)$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом}, \quad (190)$$

$$Z_2 = Z_{\text{конт}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{приб}}. \quad (191)$$

$$Z_2 = 0,1 + 0,05 + 0,22 = 0,37 \text{ Ом}.$$

Сведём данные по трансформаторам тока в таблицу.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

№ ТП	Тип ТТ	Каталожные данные			Расчётные данные	
		U _{ном} , В	I _{расч} , А	Z _{ном2} , Ом	U _{расч} , В	Z _{расч2} , Ом
1,3,5	Т-0,66 У3	660	250	0,4	380	0,37
2,4,6,7	Т-0,66 У3	660	600	0,4	380	0,24
16,17	Т-0,66 У3	660	500	0,4	380	0,22
15	Т-0,66 У3	660	800	0,4	380	0,41

9.4 Заземление и молниезащита подстанции Ленинская

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель – проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- защитное – служит для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановку, выполняются путем заземление

металлических частей установки, которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки, к ним относятся заземление нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов, а так же заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

молниезащитное – служит для отвода тока молнии в землю, от молниеотводов или других конструкций.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

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

Расчет заземления ОРУ в виде сетки:

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

ОРУ имеет размеры $A = 26$ м, $B = 14$ м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (192)$$

$$S = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot (14 + 2 \cdot 1,5) = 493 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимается диаметр равный $d = 10$ мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

1 Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (193)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

2 Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (194)$$

где $\beta = 21$ – коэффициент термической стойкости, [14, с. 178, табл. п.15.2].

Произведём расчёт, данные по току возьмём из таблицы 19 раздела 8.1.

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{4,91^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 26,21 \text{ мм}^2.$$

3 Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (195)$$

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

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

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается: $a_k = 0,0026$, $b_k = 0,00915$, $c_k = 0,0104$ и $\alpha_k = 0,0224$, [12, с 123].

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

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

$$F_{МП} \geq F_{min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}; \quad (196)$$

$$F_{МП} = 78,5 \geq F_{min} = 54,786 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{n-n} = 6$ м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_{\Gamma} = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} + (14 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 164,333 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4,8.$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} = 2,8.$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_{\Gamma} = 5 + 3 = 8.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{493} = 22,204$ м.

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \tag{197}$$

$$m = \frac{164}{2 \cdot \sqrt{493}} - 1 = 2,701.$$

Принимается число ячеек $m = 3$.

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м.} \tag{198}$$

$$b = \frac{\sqrt{493}}{3} = 7,401 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м.} \quad (199)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{493} \cdot (3 + 1) = 177,629 \text{ м.}$$

Определяется количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки $a = 6$ м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}. \quad (200)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{493}}{6 \cdot 2} = 7.401.$$

Принимается количество вертикальных электродов $n_B = 8$.

Расчет молниезащиты ОРУ

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.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли. Если используется несколько молниеотводов, то зона

защиты определяется, как зона защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимаю для молниеотводов 1, 2, высоту $h = 17$ м.

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

Зона защиты четырех молниеотводов характеризуется следующими параметрами:

h – высота молниеотвода, м;

$h_{\text{ЭФ}}$ – высота защиты конуса, м;

$h_{\text{СТ}}$ – наименьшая высота внутренне 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_{ix} – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

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

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h ; \quad (201)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h , \quad (202)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,122 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_{IX} = 6 \text{ м}$ - на уровне линейного 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:

$$r_x = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (203)$$

$$r_{IX} = 18,122 \cdot \left(1 - \frac{9}{14,45} \right) = 6,835 \text{ м.}$$

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

$$h_{CF} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (204)$$

$$h_{1-2CF} = 14,45 - (0,17 + 0,0003 \cdot 17) \cdot (20 - 17) = 13,925 \text{ .}$$

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

$$r_{CX1} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{IX}}{h_{CF}}. \quad (205)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 18,122 \cdot \frac{13,925 - 9}{13,925} = 6,409 \text{ м;}$$

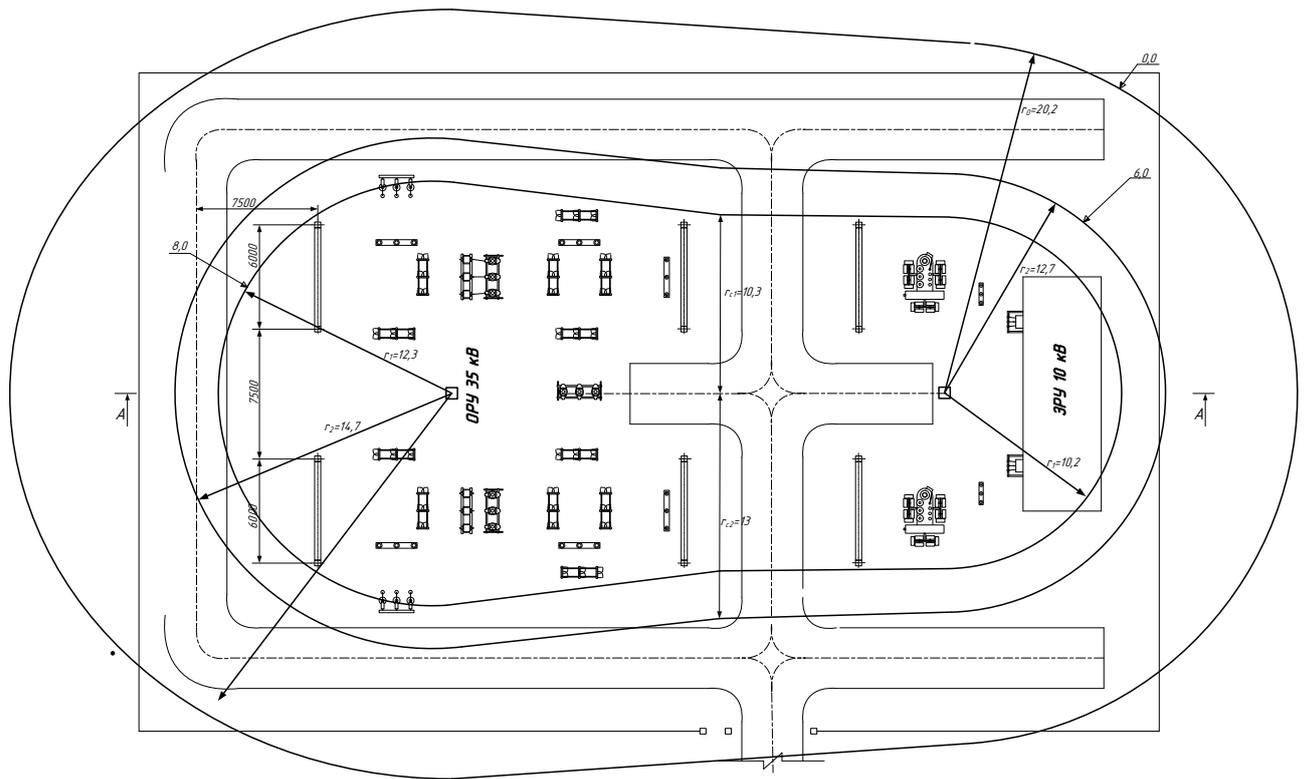


Рисунок 17 – Зоны молниезащиты

10 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ К ТОКАМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечений линий защищаемых релейной защитой. Линии, защищаемые плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасного значения.

Определяется минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (206)$$

где $B_{\text{кз}}$ – тепловой импульс тока КЗ, рассчитан в п. 9.2;

C – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.
время отключения выключателя.

Проверим сечение на головных участках распределительной сети 6 кВ, так как они защищены выключателями. Линии 0,4 кВ, проверять по термической стойкости не будем, поскольку они защищены автоматическими выключателями, в проверку которых уже заложено согласование с выбранным сечением.

Найдём тепловой импульс в сети 0,4 кВ:

$$B_{\text{кз.л}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 4,879^2 \cdot 3 = 71,41 \text{ A}^2 \cdot \text{сек}, \quad (207)$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения для сети 0,4 кВ.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C} = \frac{\sqrt{71,41}}{50} = 16 \text{ мм}^2. \quad (208)$$

Сечение распределительной сети 0,4 кВ выбрано верно, так как полученное сечение меньше принятого.

Таблица 37 – Проверка сечений 0,4 кВ на термическую стойкость

№ ТП	№ линии	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм ²	Минимальное сечение, мм ²
1	Ф1	3×95+1×95	16
	Ф2	3×95+1×95	16
2	Ф1	3×95+1×95	16
	Ф2	3×70+1×95	16
3	Ф1	3×95+1×95	16
	Ф2	3×50+1×70	16
	Ф3	3×50+1×70	16
4	Ф1	3×35+1×50	16
	Ф2	3×95+1×95	16
	Ф3	3×50+1×70	16
5	Ф1	3×50+1×70	16
	Ф2	3×50+1×70	16
6	Ф1	3×70+1×95	16
7	Ф1	3×50+1×70	16
	Ф2	3×50+1×70	16
15	Ф1	3×95+1×95	16
16	Ф1	3×50+1×70	16
	Ф2	3×95+1×95	16
17	Ф1	3×50+1×70	16
	Ф2	3×95+1×95	16

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения для сети 10 кВ.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{к2}}}{C} = \frac{\sqrt{23,11}}{50} = 26 \text{ мм}^2. \quad (209)$$

Таблица 38 – Проверка сечений 10 кВ на термическую стойкость

№ участка	Марка провода	сечение, мм ²	Минимальное сечение, мм ²
1	2	3	4
0-1	СИП3	35	26
1-2	СИП3	35	26
2-3	СИП3	35	26
3-4	СИП3	35	26
4-5	СИП3	35	26
5-6	СИП3	35	26

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4
6-7	СИПЗ	35	26
7-8	СИПЗ	35	26
8-9	СИПЗ	35	26
9-10	СИПЗ	35	26

Сечение распределительной сети питающейся от подстанции Ленинская
выбрано, верно, так как полученное сечение меньше принятого.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Выбор системы оперативного тока

Для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный. Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе собственных нужд 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

В качестве источников переменного оперативного тока используют: измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН). В этом случае используется силовая сеть вторичного напряжения собственных нужд (фазное напряжение 220 В). Питание оперативных цепей осуществляется централизованно, для группы или всех присоединений данного объекта. Для обеспечения надежности в схемах питания оперативным переменным током выполняется резервирование от разных источников, обеспечивающее сохранение питания при возможных аварийных режимах.

В настоящее время выпускаются релейная аппаратура и приводы выключателей, короткозамыкателей, отделителей на оперативном переменном токе для электроустановок 3 - 110 кВ. Наиболее широкое применение они находят на подстанциях.

На подстанции Ленинская выбираем переменный оперативный ток. В качестве источников переменного оперативного тока будут использованы трансформаторы собственных нужд. Выбор этого трансформатора произведён

ранее. Применение переменного оперативного тока позволит отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

11.2 Виды и типы релейной защиты, принятые в системе электроснабжения

В соответствии с ПУЭ электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, обеспечивающую по возможности наименьшее время отключения и требования селективности. Защита должна обеспечивать отключение поврежденного участка при КЗ в конце защищаемой линии в сетях с глухозаземленной и изолированной нейтралью.

Электрические сети до 1 кВ защищаются с помощью предохранителей и автоматических выключателей, выбор которых был произведён в пункте выше. Также в сети 0,4 кВ применяют автоматику включения резерва – АВР, необходимую для безаварийной работы двухтрансформаторной подстанции.

Для трансформаторов необходима установка следующих типов защит:

1) Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более при параллельной работе последних с целью селективного отключения поврежденного трансформатора;

2) Токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита;

3) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений на трансформаторах с односторонним питанием – максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения, устанавливаемая со стороны питания;

4) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – токовая защита, выполняемая с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени;

5) Для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла для трансформаторов мощностью от 1000 кВА – газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании. Допускается выполнять газовую защиту с действием на отдельный сигнал и при интенсивном газообразовании при наличии на трансформаторе дифференциальной защиты или токовой отсечки, а также на трансформаторах, не имеющих выключателей со стороны питания;

б) Для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

Специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной системы шин 6 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном выключателе.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

В целях упрощения защит и обеспечения их селективного действия допускается применять автоматическое деление сети на радиальные участки в момент возникновения повреждения с последующим автоматическим ее восстановлением.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- 1) селективной защиты, действующей на сигнал;
- 2) селективной защиты, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;
- 3) устройства контроля изоляции;

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю, допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

11.3 Релейная защита силового трансформатора

На подстанции Ленинская, выполним защиту на базе микропроцессорного устройства «Сириус-Т». Устройство «Сириус-Т», предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ. Содержит подменную МТЗ ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения. Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

Дифференциальная токовая защита является быстродействующей защитой абсолютной селективности и выполняет функцию основной токовой защиты трансформатора. Дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания). Также имеется максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора (МТЗ ВН), и защита от перегрузки.

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту.

Рассчитаем первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (210)$$

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{ВН}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 42,3 \text{ А},$$

$$I_{ном}^{НН} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{НН}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6} = 167 \text{ А}.$$

Рассчитаем токи на вторичной обмотке трансформаторов тока с учетом коэффициента трансформации:

$$I_{ном.вт} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}, \quad (211)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы зависящий от типа соединения обмоток трансформатора, при соединении в треугольник равен $\sqrt{3}$, при соединении в звезду, равен 1;

k_I – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{ном.вт}^{ВН} = \frac{44}{300/5} = 0,73 \text{ А},$$

$$I_{ном.вт}^{НН} = \frac{154}{600/5} = 1,28 \text{ А}.$$

Сведём данные по расчёту в таблицу.

Таблица 39 – Значение токов в обмотках трансформаторов тока

Величина	35 кВ	6 кВ
Первичный ток	43,8 А	154 А
Коэффициент трансформации	300/5	600/5
Схема соединения обмоток	звезда	звезда
Вторичный ток в плечах защиты	0,73 А	1,28 А

Выбираем уставку срабатывания дифференциальной отсечки, от броска тока намагничивания, и от максимального первичного тока небаланса при внешнем КЗ ДЗТ 1.

Минимальная уставка отсечки устройства Сириус составляет $4 I_{ном}$, а расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники тока не превышает 0,35 от амплитудного значения, следовательно, отстройка от токов намагничивания не требуется.

Определяем первичный максимальный ток при внешнем коротком замыкании, и ток небаланса:

$$I_{k\max} = 180 \text{ А.}$$

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{неб}} \cdot I_{\text{кз.внеш}}, \quad (212)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принимается равным 1,1;

$k_{\text{неб}}$ – отношение амплитуды первой гармоники к приведённой амплитуде внешнего тока КЗ, принимаем 0,5.

Следовательно, уставка отсечки равна:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{неб}} \cdot \frac{I_{\text{кз.мах}}}{I_{\text{ном}}^{BH}} = 1,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{180}{43,8} = 5,78 \approx 6. \quad (213)$$

Рассчитаем уставки тормозной характеристики дифференциальной защиты ДЗТ 2. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора. Выбору подлежат базовая уставка ступени $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}$, коэффициент торможения $k_{\text{торм}}$, вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{м2}}/I_{\text{ном}}$, уставка блокировки от второй гармоники $I_{\text{д22}}/I_{\text{д21}}$.

Базовую уставку $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}$, принимаем равную 0,2.

Коэффициент торможения найдём по формуле:

$$k_{\text{торм}} \geq 100 \cdot I_{\text{диф}} / I_{\text{торм}} = 100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot \frac{(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}{k_{\text{сн.т}}}, \quad (214)$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент учитывающий переходный режим, равно 2, [19];

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, 1, [19];

ε – относительное значение полной погрешности ТТ, 0,1, [19];

$\Delta f_{\text{доб}}$ – погрешности вносимые устройствами, 0,04, [19];

$k_{\text{сн.т}}$ – коэффициент снижения тормозного тока, [19].

$$k_{\text{сн.т}} = I_{\text{торм}} / I_{\text{скв}} = 1 - 0,5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) \quad (215)$$

Тогда:

$$k_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83,$$

$$k_{\text{торм}} \geq 100 \cdot 1,3 \cdot \frac{(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04)}{0,83} = 53,25 \approx 54 \%,$$

$$I_{\text{т1}} / I_{\text{ном}} = (I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}) \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}} = 0,3 \cdot \frac{100}{54} = 0,56. \quad (216)$$

Рекомендуемая уставка $I_{\text{м2}}/I_{\text{ном}}$, должна лежать в пределах от 1,5 до 2.

$$I_{\text{т2}} / I_{\text{ном}} = 2, \quad (217)$$

$$I_{\text{т2}} / I_{\text{ном}} > I_{\text{т1}} / I_{\text{ном}} \Rightarrow 2 > 0,56, \quad (218)$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\text{д2}}/I_{\text{д21}}$, на основании опыта фирм использующих микропроцессорные защиты рекомендует брать в диапазоне 12 – 15 % .

Рассчитаем сигнализацию небаланса в плечах дифференциальной защиты ДЗТ 3. Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительности ступени ДЗТ 2, $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}$, а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправность в токовых цепях дифференциальной защиты, поэтому принимаем $I_{\text{д}}/I_{\text{ном}} = 0,1$, а $t = 10$ сек.

Для контроля ток перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следит за токами, в одной из его обмоток. Уставки задаются во вторичных значениях тока своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется. Согласно уставке сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{c.пер} = \frac{k_{отс} \cdot I_{ном}}{k_{\epsilon}}, \quad (219)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,05, [2];

k_{ϵ} – коэффициент возврата, в данном устройстве равен 0,95, [2];

$I_{ном}$ – номинальный ток, с учётом возможности увеличения на 5 %.

На стороне ВН:

$$I_{c.перВН} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 0,832}{0,95} = 0,965 \text{ А},$$

На стороне НН:

$$I_{c.перНН} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,1}{0,95} = 1,276 \text{ А}.$$

11.4 Релейная защита отходящего присоединения

В сетях напряжением до 35 кВ в качестве основных применяют максимальные токовые защиты в сочетании с токовой отсечкой при обеспечении требуемой селективности и чувствительности. Защиту отходящих линий выполним на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Л». Данное устройство предназначено для выполнения функций релейной защиты в линиях 6-35 кВ. В нём имеются такие защиты как трёхступенчатая МТЗ, защита от однофазных замыканий на землю, защита от обрыва фазы, токовая отсечка.

МТЗ может иметь четыре ступени, первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, вторая ступень, ступень с независимыми времятоковыми характеристиками, третья – с зависимыми времятоковыми характеристиками. Четвёртая ступень – дополнительная, и может быть либо введена, либо выведена, в зависимости от необходимости, и действовать на отключение или сигнализацию.

Произведем расчет защиты линии от Ф1-ТП2.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_B} \cdot I_{раб}, \quad (220)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [26, с 45];

$k_{c/з}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [26, с 48];

k_B – коэффициент возврата, равный 0,95, [26, с 49];

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

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 120,6 = 133 \text{ A}.$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.п} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{Т.Т}} \right) = 133 \cdot \frac{1}{300/5} = 2,2 \text{ A}, \quad (221)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx} = 1$, для схемы неполной звезды);

$k_{Т.Т}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 300/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_u = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (222)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_u = \frac{273}{133} = 2,05;$$

$$2,05 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (223)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (224)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [26, с 180];

t_{KT2} , t_{KT1} – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным $0,1-0,15$ с, [26, с 56];.

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_H \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (225)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [26, с 61];

$I_{к\max}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (226)$$

где $k_{нам}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$ [26, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{ч} = \frac{I^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{с.з.}^{кз} \cdot 2} \geq 1,5; \quad (227)$$

$$k_{ч} = \frac{2125}{133} = 15,9$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

11.5 Автоматика

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда

противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Автоматический ввод резерва

В дипломном проекте предусматривается устройства автоматического ввода резерва (АВР), которое устанавливается на РП, для которых предусмотрены два источника питания, работающих отдельно в нормальном режиме.

Схемы АВР должны:

- а) обеспечивать возможно раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- б) действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;
- в) не допускать включения резервного источника на КЗ;
- г) исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

д) не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики.

Время действия АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано со временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от УАПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя.

11.6 Сигнализация

Кроме своего основного назначения - автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации - выявления и фиксации нарушений нормального режима работы оборудования, или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии, и подачи предупредительных сигналов обслуживающему персоналу.

На электрических станциях и подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации: сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН; сигнализация действия отдельных устройств

релейной защиты и автоматики (указательные реле); аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов; предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима, или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов электростанции или подстанции (генераторов, трансформаторов, выключателей и др.) собираются в общую схему сигнализации объекта.

Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией (ЦС).

При аварийном отключении выключателей присоединений, как правило, без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

В зависимости от вида оперативного тока подстанции, схема центральной сигнализации выполняется на переменном, или на постоянном токе. Вид оперативного тока определяет особенности построения схемы центральной сигнализации. Оперативный ток выбран в ранее в п. 11.1.

Сигнализация отключенного, включенного, и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов обычно выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется погасанием (сигнализация на переменном оперативном токе), или миганием (сигнализация на постоянном оперативном токе) зеленой лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация положения РПН обычно осуществляется при помощи сельсинов (датчика и приемника), или логометрического указателя положения.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микроэлектронных и микропроцессорных устройств РЗА осуществляется обычно светодиодными индикаторами.

Для фиксации факта срабатывания устройств релейной защиты и автоматики в схемах сигнализации используются специальные указательные реле, облегчающие анализ действия защит и определение характера повреждения.

В общем случае, указательные реле состоит из:

- флажка (блинкера) белого или красного цвета, выпадающего при срабатывании реле под действием груза, или сжатой пружины;
- механической защелки, удерживающей блинкер в несработанном положении;
- электромагнита, который при срабатывании освобождает механическую защелку, удерживающую блинкер; электромагнит не рассчитан на длительное протекание тока;
- две пары контактов (размыкающих или замыкающих), переключающихся при срабатывании реле.

Конструкцией указательных реле предусматривается возможность, при необходимости, переделки контактов: замыкающих в размыкающие, или наоборот.

Некоторые типы современных указательных реле имеют дополнительный мгновенный контакт, выполненный на базе геркона, установленного вблизи катушки реле, и замыкающийся на время работы электромагнита.

В зависимости от времени изготовления аппаратуры, в схемах сигнализации, используются указательные реле: старые - типа РУ-21,ЭС-41(производства ЧЭАЗ, Россия), и новые реле типа РУ-1и их дальнейшая модификация РЭУ-11(разработка СКБ «Ритм» г.Киев).

Основные требования к схеме центральной сигнализации. Вне зависимости от особенностей схемного решения, центральная сигнализация подстанции должна удовлетворять нескольким основным требованиям. Схема центральной сигнализации должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- контроль (желательно, автоматический) наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность отключения звуковой и световой сигнализации при уходе оперативного персонала с подстанции;
- возможность передачи сигнала дежурному на дом;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Расшифровка причины срабатывания сигнализации производится по выпавшим блинкерам индивидуальных указательных реле. Для облегчения обнаружения сработавших указательных реле, все они, как правило, действуют на зажигание общепанельной лампы «Блинкер не поднят».

В современных схемах сигнализации на постоянном токе, все выпавшие блинкера указательных реле конкретного присоединения действуют на зажигание светового табло данного присоединения на центральном щите управления подстанции.

Из современных устройств ЦС можно отметить выпускаемый Фирмой Энергомашвин блок центральной сигнализации и сбора информации типа ЦС-БСП-05. Устройство служит для сигнализации режимов работы подстанций

оснащенных как микропроцессорными и микроэлектронными, так и традиционными электромеханическими устройствами релейной защиты и автоматики.

Сигнализация появления входных сигналов осуществляется светодиодами, с запоминанием их состояния при исчезновении входных сигналов и напряжения питания. Питание устройства ЦС-БСП-05 может осуществляться от источника постоянного, переменного или выпрямленного оперативного тока.

Блок индикации ЦС-БСП-05 имеет 24 гальванически развязанных канала, рассчитанных на входное напряжение 110/220 В постоянного или переменного тока. Выходные цепи блока подключаются к встроенному контроллеру для последующей обработки и передачи информации через имеющийся интерфейс RS 485. Протоколом передачи информации Modbus RTU. Каналы группами по 8-12 штук могут быть выполнены в трех вариантах:

- без запоминания;
- с мгновенной памятью;
- с проверкой наличия входного сигнала в течении 10 с.

Сброс индикации блока осуществляется нажатием кнопки «Сброс», или по сети с помощью контроллера. Для увеличения количества входных каналов набирается необходимое число блоков, которые подключаются к общему контроллеру.

12 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Надежность систем электроснабжения в целом обеспечивается резервированием элементов этих систем и связано со значительными капиталовложениями. Обоснование оптимального резервирования и выбор способа их реализации предусматривается на стадии планирования и проектирования ЭЭС.

Рабочее состояние объекта включает в себя следующие режимы:

- нормальный – когда обеспечиваются значения заданных параметров режимов работы и резервирования в установленных пределах;
- ремонтный – когда часть элементов объекта находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонтов.
- аварийный – от момента возникновения отказа от его локализации.

В данной бакалаврской работе оценивается и сравнивается надежность схемы электроснабжения потребителей подстанции 35/6 кВ Ленинская в нормальном режиме работы до реконструкции и после реконструкции.

Расчет надежности системы электроснабжения будем проводить с помощью аналитического метода. Сущность метода состоит в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, таких, как полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

В нормальном режиме один трансформатор отключен, питание шин осуществляется по одной линии через секционный выключатель, если линия будет отключена, то произойдет полное погашение подстанции, и придется отключать большую часть потребителей.

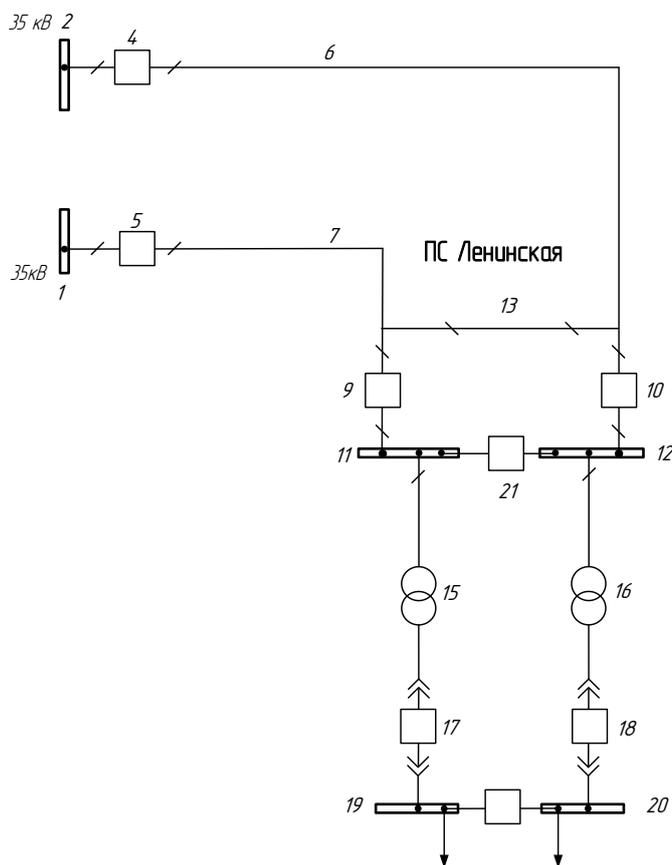


Рисунок 19 – Расчетная схема сети для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказов, ω ;
- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 40 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	$T_{в}$, ч	μ , 1/год	$t_{пл}$, ч
7	ВЛ Ленинская №1	0.03	14.5	2.1	18.7
6	ВЛ Ленинская №2	0.029	14.5	2.1	18.7
1, 2, 11, 12	Секция шин 35 кВ	0.02	7	0.166	5
19, 20	Секция шин 6 кВ	0.03	7	0.166	4
15, 16	Трансформатор ТМН-2500/35	0.005	59	0.25	26
3,4,5,9,10,21	Выключатель вакуумный 35 кВ	0.02	16	0.2	15
17,18	Выключатель вакуумный 6 кВ	0.004	8	0.2	15

Для выключателей дополнительно определяются:

– относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 35 кВ $\alpha_{кз}=0,012$, для выключателя 6 кВ $\alpha_{кз}=0,027$;

– относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 35 кВ $\alpha_{\hat{i}\hat{i}}=0,013$, для выключателя 6 кВ $\alpha_{\hat{i}\hat{i}}=0,002$;

– коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ}=1/10$;

– число оперативных переключений, $N_{оп}$;

– длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760} \quad (228)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗиА, поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_B = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (229)$$

Где $\omega_{\hat{a}.\hat{n}\hat{o}}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{в.ст} = \omega_B + 2\omega_p; \quad (230)$$

α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha=1$ если АПВ есть, $\alpha=0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{ii} \cdot N_{ii}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для четвертого выключателя равен:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р} = 0,02 + 2 \cdot 0,01 = 0,04, \quad (231)$$

$$\omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,04 + \quad (232)$$

$$+ 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,196$$

Для выключателя №13:

$$\omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left(\omega_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{т} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,04 + \quad (233)$$

$$+ 0,012 \cdot \left(0,196 + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,198,$$

где $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{в} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} \cdot t_{в.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп}, \quad (234)$$

Для 4 выключателя определим:

$$q_4 = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 \cdot t_{в.л} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{в.ш} \right) + \quad (235)$$

$$+ \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 \times$$

$$\times 0,166 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,991 \cdot 10^{-4} \right) + 0,013 \cdot 12 \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 5,502 \cdot 10^{-4}$$

Для 13 выключателя:

$$q_{13} = \omega_B \cdot t_{B,B} + 2\omega_p \cdot t_{B,p} + \alpha_{K3} \cdot (q_9 + (q_{\text{диф.3}} + q_{\Gamma.3})) \cdot \omega_T \cdot t_{B,T} + q_{3,III} \cdot \omega_{III} \cdot t_{B,III} + (236)$$

$$+ \alpha_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} \cdot T_{\text{он}} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot (5,52 \cdot 10^{-4} + \\ + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 6,74 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,99 \cdot 10^{-4}) + 0,013 \cdot 12 \times \\ \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 1,74 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{23} = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 0,02 + 0,02 + 0,196 = 0,236,$$

$$\omega_{24} = \omega_{23} = 0,236,$$

$$\omega_{25} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_9 + \omega_{11} = 0,196 + 0,03 + 0,196 + 0,02 = 0,443,$$

$$\omega_{26} = \omega_4 + \omega_6 + \omega_{10} + \omega_{12} = 0,196 + 0,029 + 0,196 + 0,02 = 0,442,$$

$$\omega_{27} = \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297,$$

$$\omega_{28} = \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297,$$

$$\omega_{29} = \omega_{21} + \omega_{12} + \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 + \\ + 0,064 + 0,03 = 0,523,$$

$$\omega_{30} = \omega_{21} + \omega_{11} + \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 + \\ + 0,064 + 0,03 = 0,523,$$

$$q_{23} = q_1 + q_2 + q_3 = 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,674 \cdot 10^{-4} = 1,993 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{24} = q_{23} = 1,993 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{25} = q_5 + q_7 + q_9 + q_{11} = 5,634 \cdot 10^{-4} + 4,97 \cdot 10^{-5} + 5,634 \cdot 10^{-4} + \\ + 1,598 \cdot 10^{-5} = 1,19 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{26} = q_4 + q_6 + q_{10} + q_{12} = 5,5 \cdot 10^{-4} + 4,8 \cdot 10^{-5} + 5,5 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} =$$

$$= 1,164 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{27} = q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,741 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,674 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{28} = q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,672 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{29} = q_{21} + q_{12} + q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,681 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{30} = q_{21} + q_{11} + q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,683 \cdot 10^{-4},$$

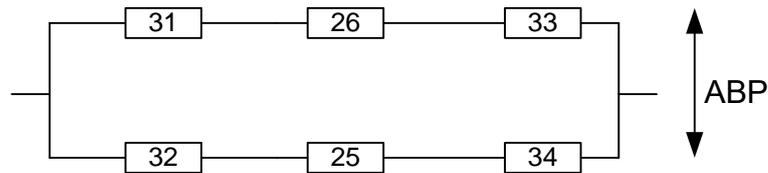


Рисунок 21 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{31} = \omega_2 \cdot q_{24} + \omega_{24} \cdot q_2 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\omega_{32} = \omega_1 \cdot q_{23} + \omega_{23} \cdot q_1 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\omega_{33} = \omega_{28} \cdot q_{30} + \omega_{30} \cdot q_{28} = 0,297 \cdot 4,683 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} = 2,79 \cdot 10^{-4},$$

$$\omega_{34} = \omega_{27} \cdot q_{29} + \omega_{29} \cdot q_{27} = 0,297 \cdot 4,681 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} = 2,79 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{31} = q_2 \cdot q_{24} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{32} = q_1 \cdot q_{23} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{33} = q_{28} \cdot q_{30} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

$$q_{34} = q_{27} \cdot q_{29} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

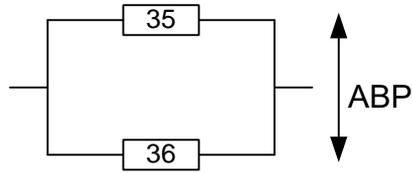


Рисунок 22 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{35} = \omega_{31} + \omega_{26} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,442 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,442,$$

$$\omega_{36} = \omega_{32} + \omega_{25} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,443 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,443,$$

$$q_{35} = q_{31} + q_{26} + q_{33} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,164 \cdot 10^{-3} + 1,251 \cdot 10^{-7} = 1,164 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{36} = q_{32} + q_{25} + q_{34} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,192 \cdot 10^{-3} + 1,252 \cdot 10^{-7} = 1,192 \cdot 10^{-3},$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_c = 4,714 \cdot 10^{-6} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + \\ + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 4,61 \cdot 10^{-6}$$

Согласно [3] значение суммарной частоты отключений для системы с резервированием определяются по формуле:

$$\omega_c = p_c \omega_1 + q_c \omega_2 = (1 - 4,61 \cdot 10^{-6}) \cdot 0,442 + 4,61 \cdot 10^{-6} \cdot 0,443 = 0,442 \quad (237)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{bc} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{4,61 \cdot 10^{-6}}{0,442} \cdot 8760 = 9,14 \text{ ч.} \quad (238)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,442} = 2,26 \text{ лет.} \quad (239)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T_{\text{п}}, \quad (240)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

$p(P)$ – вероятность состояния отказа;

$T_{\text{п}}$ – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 3,5 \cdot 10^3 \cdot 4,61 \cdot 10^{-4} \cdot 9,14 = 14,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, в соответствии с произведенным расчетом и полученными показателями надежность электроснабжения после реконструкции увеличилась. Рассчитанный ущерб от перерыва электроснабжения обуславливает экономическую эффективность и целесообразность реконструкции существующей системы электроснабжения и строительства подстанции Ленинская.

13 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При реконструкции схемы электроснабжения поселка Лепнинский произведена замена трансформаторов на всех существующих ТП, о также произведена замена голых проводов на СИП.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [25]:

Таблица 41 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К _{вл} тыс. руб.
95	8,2	1879,78

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_r + I_{\Delta W} \quad (241)$$

где I_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

I_r – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$I_{\Delta W}$ – затрат на технологический расход электроэнергии.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{cl}} \quad (242)$$

где T_{cl} – срок службы, для СИП принимается $T_{cl}=15$ [25].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_3 = \alpha_3 \cdot K \quad (243)$$

где α_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,
 $\alpha_3 = 0,85\%$ [9].

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W \quad (244)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 2158,24$
руб/МВт·ч, [16].

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 42 – Эксплуатационные издержки

Издержки	Значения
I_a , тыс. руб.	108,65
I_3 , тыс. руб.	13,56
$I_{\Delta W}$, тыс. руб.	678,98
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	801,04

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Безопасность

В настоящее время, по мере возможности, активно ведется замена физически изношенного и морально устаревшего электрооборудования. В данной работе при реконструировании схемы электроснабжения жилого района я также использую современные высокоэффективные электрические аппараты и средства автоматики. Но какими бы современными не были электрические аппараты, исключить человеческое влияние в работу энергосистемы не возможно. Поскольку человек является главным звеном в управлении энергосистемой. Поэтому безопасность рабочего персонала, прежде всего, зависит от уровня персональной подготовки, а так же выполнения научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электрооборудования и электроустановок.

Ответственные за безопасность проведения работ

В соответствии с [13], ответственными за безопасное ведение работ являются:

1. выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
2. ответственный руководитель работ;
3. допускающий;
4. производитель работ;
5. наблюдающий;
6. член бригады.

Выдающий наряд, отдающий распоряжение определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде (распоряжении) мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников.

Ответственный руководитель работ отвечает за выполнение всех указанных в наряде мер безопасности и их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, за полноту и качество целевого инструктажа бригады, в том числе проводимого допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ. Ответственными руководителями работ назначаются работники из числа административно-технического персонала, имеющие группу V.

Допускающий отвечает за правильность и достаточность принятых мер безопасности и соответствие их мерам, указанным в наряде, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а также за полноту и качество проводимого им инструктажа членов бригады.

Производитель работ отвечает:

- за соответствие подготовленного рабочего места указаниям наряда, дополнительные меры безопасности, необходимые по условиям выполнения работ;

- за четкость и полноту инструктажа членов бригады;

- за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;

- за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов, заземлений, запирающих устройств;

- за безопасное проведение работы и соблюдение настоящих Правил им самим и членами бригады;

- за осуществление постоянного контроля за членами бригады.

Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а в электроустановках напряжением до 1000 В - группу III.

Наблюдающий должен назначаться для надзора за бригадами, не имеющими права самостоятельно работать в электроустановках.

Наблюдающий отвечает:

- за соответствие подготовленного рабочего места указаниям, предусмотренным в наряде;
- за наличие и сохранность установленных на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов и знаков безопасности, запирающих устройств приводов;
- за безопасность членов бригады в отношении поражения электрическим током электроустановки.

Наблюдающим может назначаться работник, имеющий группу III.

Каждый член бригады должен выполнять требования межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) и инструктивные указания, полученные при допуске к работе и во время работы, а также требования инструкций по охране труда соответствующих организаций.

Меры безопасности при выполнении работ на кабельных линиях.

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы и др.) могут быть начаты только с письменного разрешения руководства (соответственно) организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций. К разрешению должен быть приложен план (схема) с указанием размещения и глубины заложения коммуникаций. Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

При обнаружении не отмеченных на планах кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения принадлежности обнаруженных сооружений и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Не допускается проведение землеройных работ машинами на расстоянии менее 1 м, а клин-молота и подобных механизмов - менее 5 м от трассы кабеля, если эти работы не связаны с раскопкой кабеля.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем допускается производить на глубину, при

которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок кабельной линии должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

В зимнее время к выемке грунта лопатами можно приступать только после его отогревания. При этом приближение источника тепла к кабелям допускается не ближе чем на 15 см.

Место работ по рытью котлованов, траншей или ям должно быть ограждено с учетом требований действующих СНиП. На ограждении должны быть предупреждающие знаки и надписи, а в ночное время - сигнальное освещение.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, когда есть угроза обвала, их стены должны быть надежно укреплены. В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления стен, но с устройством откосов, соответствующих углу естественного откоса грунта. Грунт, извлеченный из котлована или траншеи, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Разработка и крепление грунта в выемках глубиной более 2 м должны производиться по ППР.

В грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и при отсутствии расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более: 1 м - в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах; 1,25 м - в супесях; 1,5 м - в суглинках и глинах.

В плотных связанных грунтах траншеи с вертикальными стенками рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск работников в траншеи не допускается. В местах траншеи, где необходимо пребывание работников, должны быть устроены крепления или выполнены откосы.

Разработка мерзлого грунта (кроме сыпучего) допускается без креплений на глубину промерзания.

При условиях, отличающихся от условий, приведенных выше, котлованы и траншеи следует разрабатывать с откосами без креплений либо с вертикальными стенками, закрепленными на всю высоту.

Разрезание кабеля, вскрытие муфт

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель следует определить:

при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При проколе кабеля следует пользоваться спецодеждой, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз, при этом необходимо стоять на изолирующем основании сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля. Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ или

производитель и ответственный руководитель работ; один из них непосредственно прокалывает кабель, а второй - наблюдает. Если в результате повреждений кабеля открыты все токоведущие жилы, отсутствие напряжения можно проверять непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля.

Для заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы заземлитель, погруженный в почву на глубину не менее 0,5 м, или броня кабеля. Присоединять заземляющий проводник к броне следует посредством хомутов; броня под хомутом должна быть зачищена.

На кабельных линиях электростанций и подстанций, где длина и способ прокладки кабелей позволяют, пользуясь чертежами, бирками, кабелеискательным аппаратом, точно определить подлежащий ремонту кабель, допускается, по усмотрению выдающего наряд, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

Вскрывать соединительные муфты и разрезать кабель в тех случаях, когда предварительный прокол не делается, следует заземленным инструментом, надев диэлектрические перчатки, используя средства защиты лица и глаз, стоя на изолирующем основании. После предварительного прокола те же операции на кабеле допускается выполнять без перечисленных дополнительных мер безопасности.

Меры безопасности при выполнении работ на воздушных линиях [13].

Работы на ВЛ напряжением 6 кВ с проводами, имеющими защитное покрытие

Работа на проводах ВЛЗ 6 кВ должна проводиться с отключением ВЛ. Расстояние от провода с защитным покрытием до деревьев должно быть не менее 0,55 м. Для работ по удалению с проводов упавших деревьев ВЛ должна быть отключена и заземлена. На неотключенной ВЛ допускается выполнять работы по удалению набросов и ветвей деревьев с применением изолирующих штанг. При выполнении указанных работ без применения защитных средств линия должна быть отключена и заземлена.

Работы на ВЛ напряжением 0,38 кВ с проводами, имеющими изолирующее покрытие (ВЛИ 0,38 кВ)

Работы на ВЛИ 0,38 кВ могут выполняться с отключением или без отключения ВЛ. Работы с отключением ВЛИ 0,38 кВ выполняются при необходимости замены жгута проводов целиком, при разъединении или соединении (одного или нескольких) проводов на линиях, проходящих во взрыво- и пожароопасных зонах (вблизи бензоколонок, газораспределительных станций и т.п.). Допускается отключение не всей линии, а только провода, на котором предстоит работа. Провод, после его определения по маркировке и проверки отсутствия на нем напряжения, должен быть отключен со всех сторон, откуда на него может быть подано напряжение, и заземлен на месте работы.

Без снятия напряжения на ВЛИ 0,38 кВ могут выполняться работы по:

- замене опор и их элементов, линейной арматуры;
- перетяжке проводов;
- замене соединительных, ответвительных и натяжных зажимов;
- подключению или отсоединению ответвлений к электроприемникам;
- замене участка или восстановлению изоляции отдельного фазного провода.

При выполнении работы без снятия напряжения на самонесущих изолированных проводах с неизолированным нулевым проводом необходимо изолировать нулевой провод и металлическую арматуру с помощью изолирующих накладок и колпаков. Не допускается работа на ВЛИ 0,38 кВ без снятия напряжения в случаях:

- отключения ВЛ, вызванного ошибкой бригады;
- обнаружения повреждения на ВЛ, ликвидация которого невозможна без нарушения технологии работ;
- отсутствия или неисправности технических средств и средств защиты;
- сильного дождя, снегопада, густого тумана, обледенения опор (при необходимости подъема на опоры);

- других обстоятельств, угрожающих безопасности работ.

Работа на ВЛИ 0,38 кВ без снятия напряжения должна выполняться по наряду. Допускается выдавать один наряд для работы на различных участках одной или нескольких ВЛ с поочередным оформлением допуска на каждое рабочее место. Бригада, выполняющая работы без снятия напряжения, должна состоять не менее чем из двух работников - производителя работ, имеющего группу IV, и члена бригады, имеющего группу III.

Производитель работ и член бригады должны пройти подготовку и получить право на работы без снятия напряжения на ВЛИ 0,38 кВ, а также допуск к верхолазным работам, о чем должна быть сделана соответствующая запись в строке «Свидетельство на право проведения специальных работ» удостоверения о проверке знаний норм и правил работы в электроустановках.

Распределительное устройство подстанции 35 кВ Ленинская - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ. [2]

Обслуживание РУ удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему

персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции 35 кВ Ленинская разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования:

1) разъединителями и отделителями напряжением 35 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 , а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 6 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более 65° . Ошиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей устанавливаются козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей напряжением 6 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 6 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, выдерживают нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50°C ; недоступные для прикосновения - выше 70°C . Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещены в камеры или ограждены. Ограждение выполняется сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения не меньше 1,9 м, при этом сетки имеет отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения запираются на замок. [2]

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, ограждаются сетками, причем высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого составляет не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м.

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка предназначена для того, чтобы исключать:

подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции Ленинская оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 6 кВ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии имеется привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими [2].

Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей [1].

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей среды, а также рядом нормативных документов. Основной способ защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

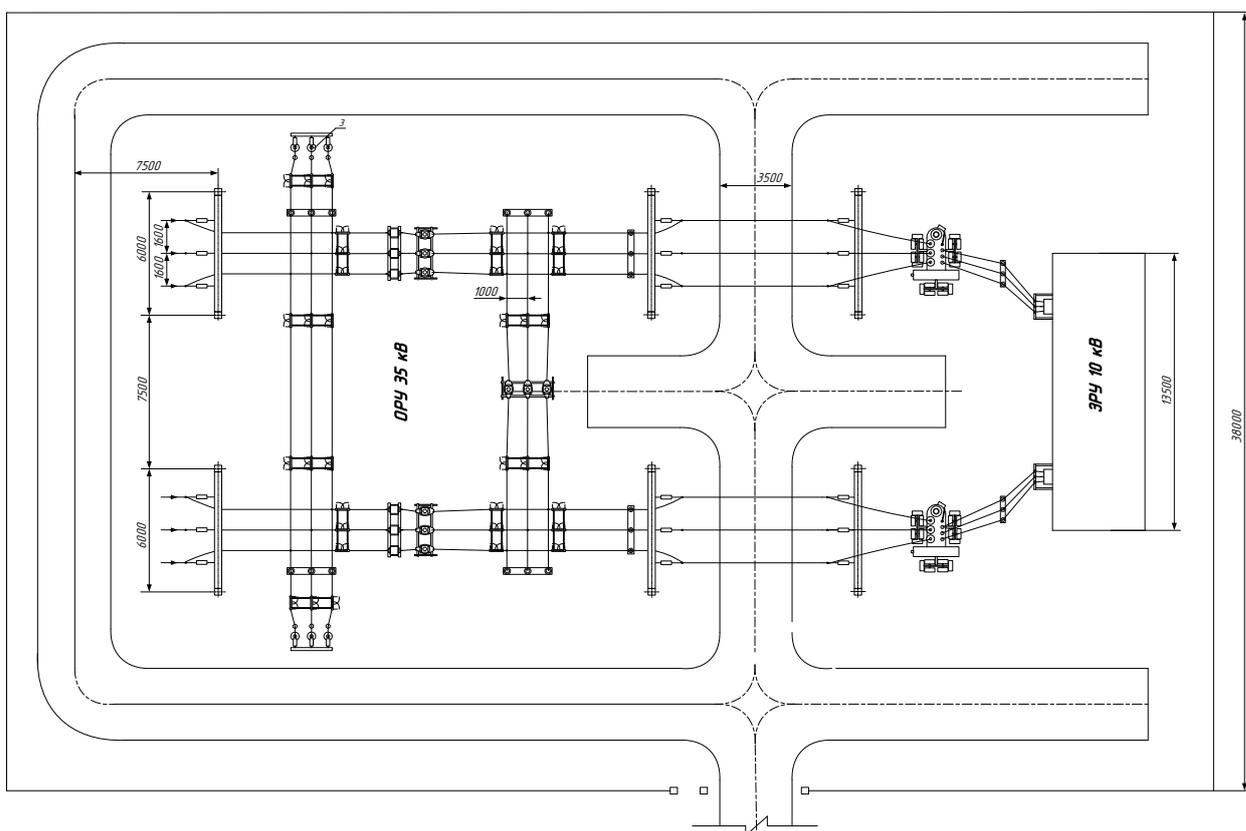


Рисунок 23 – План подстанции 35 кВ Ленинская

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслонаполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приемка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС Ленинская

Рассчитывается маслоприёмник на подстанции для маслonaполненного трансформатора ТМН-2500.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТМН-2500/35

Масса трансформаторного масла – $M_{\text{ТМ}}=14500$ кг

Высота трансформатора – $H=5,4$ м

Длина трансформатора – $A=6,3$ м

Ширина трансформатора – $B=3,4$ м

Интенсивность пожаротушения – $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$

Нормативное время пожаротушения – $t=1800$ с

Плотность масла – $\rho_{TM}=850$ кг/м³

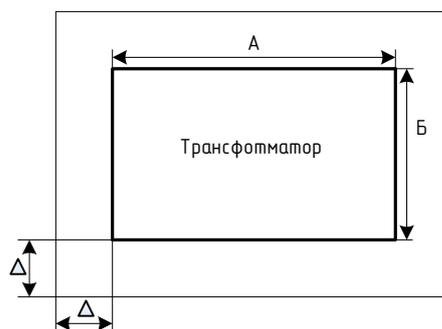


Рисунок 24 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м³ :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (247)$$

$$V_{TM} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м²

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (248)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Площадь маслоприемника, м²

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (249)$$

значение Δ принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1,5) = 59,52 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике, м³

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БТ}}), \quad (250)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (59,52 + 44,82) = 37,56$$

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп+воды}} = \frac{V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{\text{МП}}}, \quad (251)$$

$$h_{\text{мп+воды}} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 37,56}{59,52} = 0,79$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{мп+воды}} + h_2, \quad (252)$$

высота слоя гравия h_a составляет 0,25м

$$h_{\text{МП}} = 0,79 + 0,25 + 0,05 = 1,09$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

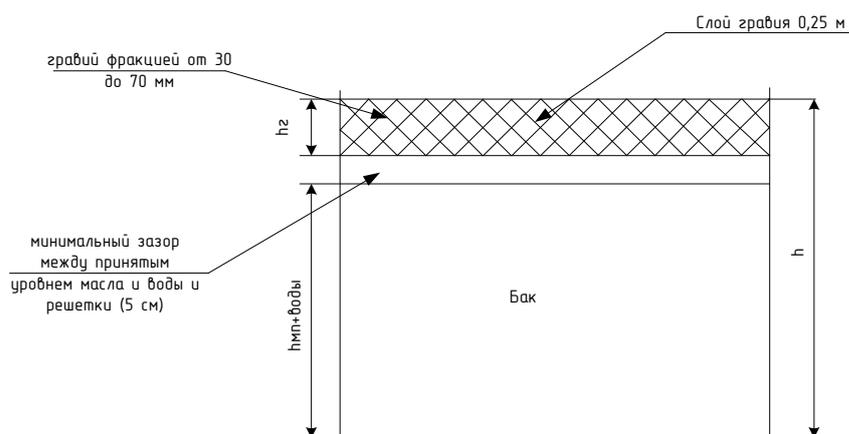


Рисунок 25 - Устройство маслоприемника

Чрезвычайные ситуации

Правила пожарной безопасности на подстанции Ленинская

ЗРУ на подстанции должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [24]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей

аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслосодержащим оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [24] на ПС должны выполняться следующие правила:

1 Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

2 Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

3 Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

4 При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

5 Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

6 Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

7 Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

8 В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

9 На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

10 По [24], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

11 На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

12 На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

13 В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

14 Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Обтирочный материал должен храниться в специальных металлических закрывающихся ящиках вместимостью не более 0,5 м³.

Допускается непосредственно в помещении хранить суточный запас смазочного масла в закрытой небьющейся таре (металлической, пластиковой и т.п.).

15 Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на ПС Ленинская

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. Кроме этого, на основе этих правил разработан план действий оперативного персонала при пожаре на ПС. Он закрепляет следующую последовательность:

- 1 Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.
- 2 Отключить по очереди масляный выключатель 10 кВ (МВ-10) трансформатора 1 (Т-1), МВ-10 Т-2, МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2.
- 3 Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2
- 4 Отключить по очереди шинки управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-10 Т-1, МВ-10 Т-2.
- 5 Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.
- 7 Включить заземляющие ножи (ЗН) ЗН-10 Т-1, ЗН-10 Т-2, ЗН-35 на РТ-35 Т-1 в Т-1, ЗН-35 на РТ-35 Т-2 в Т-2.
- 8 Организовать встречу пожарной команды.
- 9 Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).
- 10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).
- 11 По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.
- 12 Провести инструктаж личному составу подразделения.
- 13 Оформить допуск на тушение пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с ростом нагрузок, вводом новых объектов – строительство жилых домов по программе переселения из ветхого и аварийного жилья, а также в связи с подключением прииска, было принято решение произвести реконструкцию распределительных сетей 0,4 и 6 кВ и подстанции Ленинская, а также произвести реконструкцию подстанции Ленинская. Подстанция, линии и ТП в посёлке Ленинский эксплуатируются более 50 лет, поэтому физически и морально устарели. На подстанции был установлен один трансформатор, который был перегружен в режимах максимальных нагрузок и не мог обеспечить надёжное электроснабжение потребителей первой и второй категории посёлка.

В работе произведён анализ существующей сети, загрузки трансформаторов на ТП и подстанции и сделан вывод о необходимости проведения реконструкции. Разработана конфигурация сети. Было принято решение заменить голый провод на СИП, поскольку кабель значительно дороже при прокладке. В работе произведён расчёт потокораспределения в сети 6 кВ. Также произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 35, 6 и 0,4 кВ, на основании которого произведён выбор и проверка проводов СИП 6 и 0,4 кВ на термическую стойкость к токам КЗ, произведён выбор и проверка оборудования 35 и 6 кВ на реконструируемой подстанции Ленинская, оборудования 6 и 0,4 кВ в ТП. Рассчитана надёжность сети после реконструкции. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности. В результате был предложен вариант реконструкции сети, который позволяет уменьшить аварийность, обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1 и 2 категории, а также уменьшить затраты сетевой организации на обслуживание и ремонт распределительной сети.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 2006. - 231 с.

2 Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. –М.: Высш. шк., 2009. – 448 с.; ил.

3 Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с. : рис. - Библиогр. : с. 189.

4 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.

5 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

6 Коробов Г.В. «Электроснабжение. Курсовое проектирование» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с.

7 Коробов, Геннадий Викторович. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 2-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 153 . - ISBN 978-5-8114-1164-1 (в пер.) : 365.20 р.

7 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов» [Текст] : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 р.

8 Мясоедов Ю.В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с. : рис., табл. - (Кадры для регионов). - Библиогр. : с. 110 .

9 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения» [Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

10 Мясоедов Ю.В. «Системы электроснабжения промышленных объектов и городов» [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч.

11 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]:учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

12 ООО НПФ Новые технологии [Электронный ресурс]. – М., 2014. – Режим доступа : <http://www.kolchkek.ru/>. – 26.05.2014.

13 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. /Под ред. Б. А. Князевского. 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 2003, 336 с.

14 «Правила устройства электроустановок» [Текст]. - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2013. - 269 с. : табл. - (Безопасность и охрана труда). - ISBN 978-5-370-02878-6 :

15 Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

16 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211 . - 77.00 р., 77.00 р.

17 «Системы электроснабжения» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140106.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 119 с.

18 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

19 Савина Н.В. «Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности» [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 61 с.

20 Сибикин Ю.Д. «Электроснабжение» [Текст] : учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 326 .

21 «Системы электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. А. Павлюченко. - Ростов н/Д : Феникс, 2011. - 382 с. : рис. - (Высшее образование). - Библиогр. : с. 378 .

22 Строительные нормы и правила РФ. Естественное искусственное освещение: СН И П 23-05-2010: Введ.01.01.96-изд.официю-М.: Госстрой России, 2010-35 с.

23 Старкова Л.Е. Электрическое освещение: Учебное пособие.-2-е изд. испр. и доп.-Вологда: ВоГТУ, 2003.-111с.

24 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Судаков, Геннадий Владимирович. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 188 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 151 . - 54.00 р., 54.00 р. Прил.: с.153-180

26 «Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности: научный семинар» [Электронный ресурс]:учеб.-метод.

комплекс по дисц. для магист. направления 140400.68 / АмГУ, Эн. ф ; сост. Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 70 с.

27 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения» [Текст] : метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816-8.

28 « Электроэнергетика. Изоляция» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140203.65, 140204.65, 140205.65, 140211.65 / АмГУ, Эн. ф ; сост. В. В. Соловьев. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 131 с.

29 Электроэнергетика. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140204.65, 140205.65, 140203.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Л. А. Мясоедова. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 206 с. - Б. ц.

30 Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с.