

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 16 » 06

20 22 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 6 кВ
поселка Лебединый Алданского района Республики Саха (Якутия) в связи с
ростом нагрузок

Исполнитель
студент группы

 09.06.2022
подпись, дата

Н.А. Куриков

Руководитель
профессор,
доктор.техн.наук

 09.06.22
подпись, дата

Н.В. Савина

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

 09.06.2022
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 09.06.2022
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 15 » 03 2022

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Куришова Никиты Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 6 кВ поселка Лебединый Алданского района Республики Саха (Якутия) в связи с ростом нагрузок
от 15.03.22 № 506-уч
(утверждено приказом от __ № __)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе подробная однолинейная схема ПС Лебединый 110/35/6 кВ, однолинейная схема электрической сети 6 кВ, план расположения ТП 6/0,4 кВ, план расположения зданий рассматриваемой части поселка _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей системы электроснабжения поселка и источников питания, расчет электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности ТП, выбор и проверка силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Лебединый, выбор и проверка воздушных линий 6 кВ, расчет экономических показателей, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 6 кВ с центром питания подстанция Лебединый 110/35/6 кВ, план расположения ТП в рассматриваемой части поселка, подробная однолинейная схема подстанции Лебединый после реконструкции, подробная однолинейная схема электрической сети 6 кВ после реконструкции с центром питания подстанция Лебединый 110/35/6 кВ, план расположения оборудования ПС Лебединый после реконструкции, схема защиты присоединения 6 кВ подстанции Лебединый

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

7. Дата выдачи задания: 15.03.22

Руководитель выпускной квалификационной работы: зав. кафедрой энергетики, профессор доктор. техн. наук Н.В. Савина

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.03.22

Куриш
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 стр., 16 рисунков, 62 таблицы, 122 формулы, 22 источника, 8 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ, КОММУТАЦИОННЫЙ АППАРАТ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, СИСТЕМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

В ВКР представлена характеристика поселка Лебединый и системы электроснабжения с центром питания одноименной ПС Лебединый 110/35/6 кВ. В результате проведенного анализа существующей системы электроснабжения было принято решение схему не менять а выполнить замену изношенного оборудования на более современное. Так же в данной работе проведен анализ состояния оборудования и схемы распределительных устройств центра питания - подстанции Лебединый, принято решение выполнить модернизацию распределительного устройства высокого, среднего и низкого напряжения, рассчитать и выбрать современное коммутационное, измерительное и иное оборудование. Рассмотрены различные дополнительные вопросы связанные с экономическими аспектами при реконструкции а так же с безопасностью труда при реализации намеченной деятельности

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика поселка Лебединый	10
1.1 Краткое описание поселка Лебединый	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии поселка	12
2 Анализ существующей системы электроснабжения поселка Лебединый	17
2.1 Источники питания и их анализ	17
2.2 Характеристика схемы электроснабжения 6 кВ поселка Лебединый и ее анализ	20
2.3 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения поселка Лебединый и источника питания	23
3 Расчет электрических нагрузок	25
4 Низковольтное электроснабжение	33
4.1 Выбор площади сечений линий 0,4 кВ	33
5 Проверка целесообразности реконструкции ТП	37
5.1 Расчет нагрузок существующих ТП	37
5.2 Расчет нагрузок вновь вводимых ТП	38
5.3 Компенсация реактивной мощности	40
5.4 Расчет коэффициентов загрузки существующих ТП	41
5.5 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП при их реконструкции	43
5.6 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП	46
5.7 Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ПС Лебединый	48
6 Оценка целесообразности реконструкции системы электроснабжения поселка	50
6.1 Расчет потокораспределения в сети 6 кВ	50
6.2 Выбор СИП напряжением 6 кВ	55
7 Расчет токов короткого замыкания	58

7.1	Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции Лебединый	58
7.2	Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 6 кВ	65
8	Выбор оборудования РУ 110/35/6 кВ ПС Лебединый	68
8.1	Выбор выключателей на стороне 110 кВ	69
8.2	Выбор выключателей на стороне 35 кВ	72
8.3	Выбор выключателей на стороне 6 кВ	74
8.4	Выбор разъединителей	78
8.5	Выбор трансформаторов тока	79
8.6	Выбор трансформаторов напряжения	83
8.7	Выбор гибкой ошиновки 110 кВ	85
8.8	Выбор гибкой ошиновки 35 кВ	86
8.9	Выбор шин 6 кВ	86
8.10	Выбор ОПН	88
9	Проверка линий 6 кВ	90
9.1	Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость	90
9.2	Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	91
10	Разработка релейной защиты трансформаторов 110 кВ после реконструкции	93
10.1	Дифференциальная защита	93
10.2	Защита от перегрузки	95
10.3	Максимальная токовая защита	95
10.4	Газовая защита	96
11	Технико-экономическое обоснование варианта реконструкции подстанции Лебединый	97
12	Безопасность и экологичность	99
12.1	Безопасность	99
12.2	Экологичность	108
12.3	Чрезвычайные ситуации	110
13	Автоматика применяемая на подстанции Лебединый	112
13.1	Автоматика ввода резерва	112

13.2 Автоматическая частотная разгрузка	112
13.3 Автоматическое повторное включение	113
Заключение	115
Библиографический список	116
Приложение А. Экспликация зданий	118
Приложение Б. Расчетная мощность нагрузки ТП	121
Приложение В. Выбор проводников 0,4 кВ	123
Приложение Г. Компенсация реактивной мощности	125
Приложение Д. Расчет нагрузок НН ТП	126
Приложение Е. Определение расчетных мощностей 6 кВ ТП	127
Приложение Ж. Выбор трансформаторов	128
Приложение З. Выбор проводников	130

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВ – автоматический выключатель;
- АВР – автоматика ввода резерва;
- АИИСКУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электрической энергии;
- АСУ – автоматизированная система управления;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- БМРЗ – блок микропроцессорной релейной защиты
- ВВ – вакуумный выключатель;
- ВН – высокое напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ТП – комплектная трансформаторная подстанция.
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН - низкое напряжения;
- ПБВ – устройство переключения обмоток трансформатора без возбуждения;
- ПС – электрическая подстанция;
- РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора;
- ТО – токовая отсечка.

ВВЕДЕНИЕ

В представленной работе была проведена реконструкция в системе электроснабжения поселка Лебединый Алданского района Республики Саха (Якутия), она коснулась замены изношенного оборудования как на комплектных трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ, на питающих сетях а так же на самом источнике питания подстанции Лебединый напряжением 110/35/6 кВ. Данная необходимость возникает в связи увеличением нагрузок и требований к качеству, надежности электроснабжения потребителей расположенных в данном поселке. Постоянный рост количества потребителей связаный с жилой застройкой и появлением иных потребителей приводит к необходимости реконструкции и модернизации системы электроснабжения для соответствия накладываемым требованиям

Актуальность представленной работы – заключатся в том что успешная работа сетевого предприятия в большей степени зависит качества и надежности поставляемой им потребителям электрической энергии. Выход из строя электротехнического оборудования трансформаторных подстанций и сетей, ввиду его физического износа, приводит к незапланированным ремонтным работам которые зачастую требуют значительных финансовых затрат, так же перебои в электроснабжении потребителей могут обернуться значительными экономическими затратами. Данный факт приводит к тому что своевременная замена электротехнического оборудования в значительной степени повысит качество обслуживания потребителей, позволит уменьшить до минимального уровня экономические потери от недоотпусков электрической энергии, избежать штрафов, на первоначальном этапе обойтись от выполнения ремонтных работ на вновь введенном оборудовании.

Цель представленной работы – предоставление готового проекта по устранению основных недостатков существующей системы электроснабжения связанных с надежностью и качеством электроснабжения потребителей поселка Лебединый с центром питания подстанцией Лебединый напряжением 110/35/6

кВ, с указанием основных технических характеристик необходимого оборудования.

При выполнении работы решены следующие основные задачи:

- анализ системы электроснабжения в рассматриваемой части поселка а так же источника питания для нее с определением основных недостатков и путей их устранения;

- определение фактических уровней нагрузки на трансформаторных подстанциях поселка с последующей компенсацией реактивной мощности и расчетом коэффициентов загрузки трансформаторов 6/0,4 кВ;

- расчет, выбор и проверка новых силовых трансформаторов ТП, где есть в этом необходимость по условиям загрузки;

- расчет нагрузок на шинах низкого напряжения источника питания и проведение компенсации реактивной мощности с последующей проверкой коэффициентов загрузки силовых трансформаторов;

- выбор силового, коммутационного, защитного и измерительного оборудования подстанции Лебединый с последующей проверкой по условиям протекания токов короткого замыкания;

- выбор и проверка воздушных линий 6 кВ для питания трансформаторных подстанций в рассматриваемого поселка с центром питания подстанцией Лебединый;

Практическая значимость представленной работы – заключается в определении фактических уровней загрузки электрической сети в частности силовых трансформаторов, линий электропередачи рассматриваемого поселка Лебединый, на основании полученных данных в работе будет выбрано все необходимое оборудование и определены его технические характеристики.

При выполнении данной работы были использованы следующие лицензионные программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad, свободно распространяемые: Opera, MS Edge

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОСЕЛКА ЛЕБЕДИНЫЙ

1.1 Краткое описание поселка Лебединый

Поселок Лебединый был основан в 1927 году в связи с открытием и разработкой месторождений золота, указом Президиума Верховного Совета РСФСР от 13 февраля 1942 года отнесен в разряд рабочих поселков населённый пункт Верхне-Сталинск Алданского района Алданского округа Якутской АССР, с сохранением за ним прежнего наименования. В 1962 году указом Президиума Верховного Совета РСФСР посёлок Верхний Сталинск переименован в посёлок Лебединый.

Население занято в основных и вспомогательных производствах рудника, после открытия богатых рудных залежей в начале 1930-х годов на Лебедином были построены первая временная амальгационная фабрика, трансформаторная подстанция, стало строиться жильё, появились школа, клуб, впоследствии — прекрасный профилакторий, детский сад с бассейном. Основная часть населения была занята на Лебединской золотоизвлекательной фабрике, на базе которой в 1991 году была создана артель «Лебединец», просуществовавшая недолго. Из-за отсутствия рабочих мест население поселка значительно сократилось. Сегодня здесь действуют предприятия жилищно-коммунального хозяйства, амбулатория, почта, детский сад, школа, психоневрологический диспансер, спортивная лыжная база, детская площадка.

Численность населения по состоянию на 2020 год составляет 939 человек, при этом следует отметить что в настоящее время существует приток населения с соседних районов Алданского и других районов Якутии.

Привлекательной особенностью поселка для населения является возможность строительства частных домов для постоянного места жительства в отличии от города Алдан где стоимость земельных участков значительно возросла с приходом нефтегазовой промышленности.

План расположения зданий в поселке Лебединый представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – План поселка Лебединый

В дальнейшем план расположения зданий будет использоваться как при расчете электрических нагрузок так и в других расчетах

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

В данном разделе приводится климатическая характеристика местности которая необходима для правильного выбора и проверки электротехнического оборудования, в частности район по ветру, район по гололеду необходимы для выбора проводов линий электропередач, температура воздуха необходима для выбора подстанционного оборудования, число грозных часов необходимо для расчета системы молниезащиты подстанции, степень загрязнения атмосферы

необходима для правильного выбора изоляторов, глубина промерзания грунтов применяется при расчете заземляющего устройства.

Необходимые для правильного выполнения ВКР данные представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатическая характеристика

Климатические условия	Величина
Район по ветру	I
Максимальный скоростной напор	500 (Н/м ²)
Максимальная скорость ветра	29 (м/с)
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда	15 (мм)
Температура воздуха максимально	+34 (°С)
Температура воздуха минимальная	-51 (°С)
Температура воздуха среднегодовая	-8,5 (°С)
Число грозových часов	26
Степень загрязнения атмосферы	II
Грунты	лугово-черноземные, черноземно-луговые, дерново-карбонатные
Глубина промерзания	3,5м
Преобладающее направление ветра	Юго-западное

Указанные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах и при выборе оборудования.

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии поселка

В поселке Лебединый основную часть потребителей занимает малоэтажная застройка в частности частные одноэтажные дома (одноквартирные и многоквартирные дома), коттеджи (одноэтажные, многоэтажные), незначительное количество частных предприятий торговли и различных услуг, значительное количество гаражей, здание психоневрологического диспансера, средняя образовательная школа, различные административные здания, детский сад, асфальта бетонный завод.

Рассмотрим подробно характеристики электроприемников: по роду тока они относятся к потребителем переменного тока промышленной частоты 50 Гц и подключаются на напряжении 0,4 кВ. Мощность нагрузки средняя или малая.

Потребители постоянного тока, тока повышенной или пониженной частоты в общей массе нагрузки отсутствуют.

По категории надежности электроснабжения все потребители делятся на три категории, в зависимости от степени тяжести ущерба наносимого при отключении питания. Наиболее требовательными к электроснабжению являются потребители первой категории, для которых необходимо наличие двух независимых источников питания (для особой группы первой категории необходимо наличие трех независимых источников питания), так же перерыв в питании данной категории не должен превышать времени работы автоматики. Для потребителей второй категории так же необходимо иметь два независимых источника питания, однако степень тяжести ущерба здесь меньше и перевод питания может занимать время оперативных переключений обслуживающим персоналом. Третья категория включает всех остальных потребителей, питание в данном случае может быть организовано от одного источника, перерыв в электроснабжении может занимать время необходимое для выполнения ремонтно-восстановительных работ.

В рассматриваемом поселке имеются потребители как третьей категории это жилой частный сектор так и второй категории это многоэтажные жилые дома с приготовлением пищи на электрических плитах, это необходимо учитывать при проведении реконструкции электрической сети и частично источника питания, первая категория потребителей в нагрузке отсутствует.

Интервальное значение коэффициента мощности для данного рода потребителей составляет 0,75-0,9.

Рассмотрим подробно потребителей расположенных на каждой улице поселка Лебединый

Таблица 2 – Данные о потребителях

Наименование потребителя	Номер на плане	Количество
1	2	3
улица Октябрьская		

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	1-8, 11-16, 19-24,26-32,34-51, 54-71,73, 75,76,78-81,215-217	60
Магазин	9,10,52,53,72	5
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	17,18,25,74,33	5
Пожарная часть	77	1
улица Лебединая		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	82-92, 109-114	17
Магазин	117	1
улица Орочонская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	93-114,116-128	35
Котельная	115	1
Гаражные массивы	129-137	40
улица Разрезная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	138-161	24
улица Школьная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	162-182, 184,185,187-190	26
Административное здание	183,186	2
Улица Золотая		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	191-213	95
Административное здание	214	1
Улица Пролетарская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	219-229	11
Улица Набережная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	226-246	28
Административное здание	136	1
Улица Гагарина		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	247-256, 292-296,300-308,310,311,318-323,325,326,370-374	37
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	291,297,298,299,317,324	6
Школа	309	1
Магазин	375	1
Улица Орджоникидзе		
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	256-259,263,269-273,276	11
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	264-268, 274-275, 277-290	21
Детский сад	289	1
Административное здание	369	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Улица Майская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	224,225	2
Улица Северная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	312,313,315,316	4
Улица Карла Маркса		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	311,327-332,334	8
Диспансер	33	1
Улица Нагорная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	341-370	30

Данные о характеристике нагрузки приведены в таблице 3, 4, 5 [3].

Таблица 3 – Данные об удельной мощности частных домов (кВт/ед.)

Потребитель	Количество домов									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт (tgφ = 0,2)	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6

Таблица 4 – Данные об удельной мощности квартир (кВт/ед.)

Потребитель	Количество квартир									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Квартира с эл. плитой до 8,5 кВт (tgφ = 0,2)	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5

Таблица 5 – Данные на нагрузку иных потребителей

Потребитель	Удельная мощность	Коэффициент реактивной мощности tg φ
Гараж	0,2 (кВт/ед.)	0,7
Административное здание	0,054 (кВт/м ²)	0,57
Торговое помещение	0,25 (кВт/м ²)	0,75
Детский сад	0,46 (кВт/место)	0,25
Складское помещение	0,008 (кВт/м ²)	0,38
Школа	0,25 (кВт/место)	0,38
Диспансер	0,17 (кВт/место)	0,43

В качестве потребителей в рассматриваемом поселке так же имеется освещение улиц, выполненное на деревянных опорах энергосберегающими лампами:

Таблица 6 – Данные о протяженности освещаемых улиц

Улица	Протяженность (км)
Октябрьская	1,55
Школьная	0,7
Гагарина	0,6
Орочонская	0,7
Орджоникидзе	0,5
Нагорная	0,4

Указанные данные будут использованы при расчете электрических нагрузок. Данные так же приведены в приложении А

Подключение новых потребителей не рассматриваются в ближайшее время в поселке Лебединый

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЛЕБЕДИНЫЙ

2.1 Источники питания и их анализ

Рассмотрим подробно источник питания поселка Лебединый - подстанцию Лебединый 110/35/6 кВ. На ней имеется два независимых источника питания – две секции шин 6 кВ снабженных устройством АВР. Подробная однолинейная схема представлена на рисунке 2. На данном объекте имеется три распределительных устройства, рассмотрим их отдельно:

РУ ВН 110 кВ: выполнено по схеме «одна секционированная система шин», данная схема применяется для подстанции на напряжении 35, 110, 220 кВ (ВН, СН, НН), при этом количество присоединяемых линий электропередачи должно составлять от 3-х. В данном случае количество ВЛ составляет 3, связь по ним осуществляется с ПС Алдан (по одноцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 120/19 протяженностью 16,8 км), ПС Нижний Куранах (по одно цепной ВЛ выполненной проводом марки АС 120/19 протяженностью 41,3 км), ПС Юхта (по одно цепной ВЛ выполненной проводом марки АС 120/19 протяженностью 37,2 км). Данная схема РУ имеет довольно высокую надежность однако не позволяет выводить выключатели в ремонт без отключения присоединения, плюсом данной схемы является незначительное количество коммутационных аппаратов, и соответственно простота обслуживания.

РУ СН 35 кВ: выполнено так же по схеме «одна секционированная систем шин», данная схема как указывалось ранее применяется для подстанции на напряжении 35, 110, 220 кВ (ВН, СН, НН), при этом количество присоединяемых линий электропередачи должно составлять от 3-х. В данном случае количество подключенных ВЛ составляет 3, связь по ней осуществляется с ПС МПС (по одноцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 95/16 протяженностью 11,9 км), с ПС Белая гора (по одноцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 50/8

протяженностью 13,0 км), с ПС Водозабор (по одноцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 95/16 протяженностью 11,55)

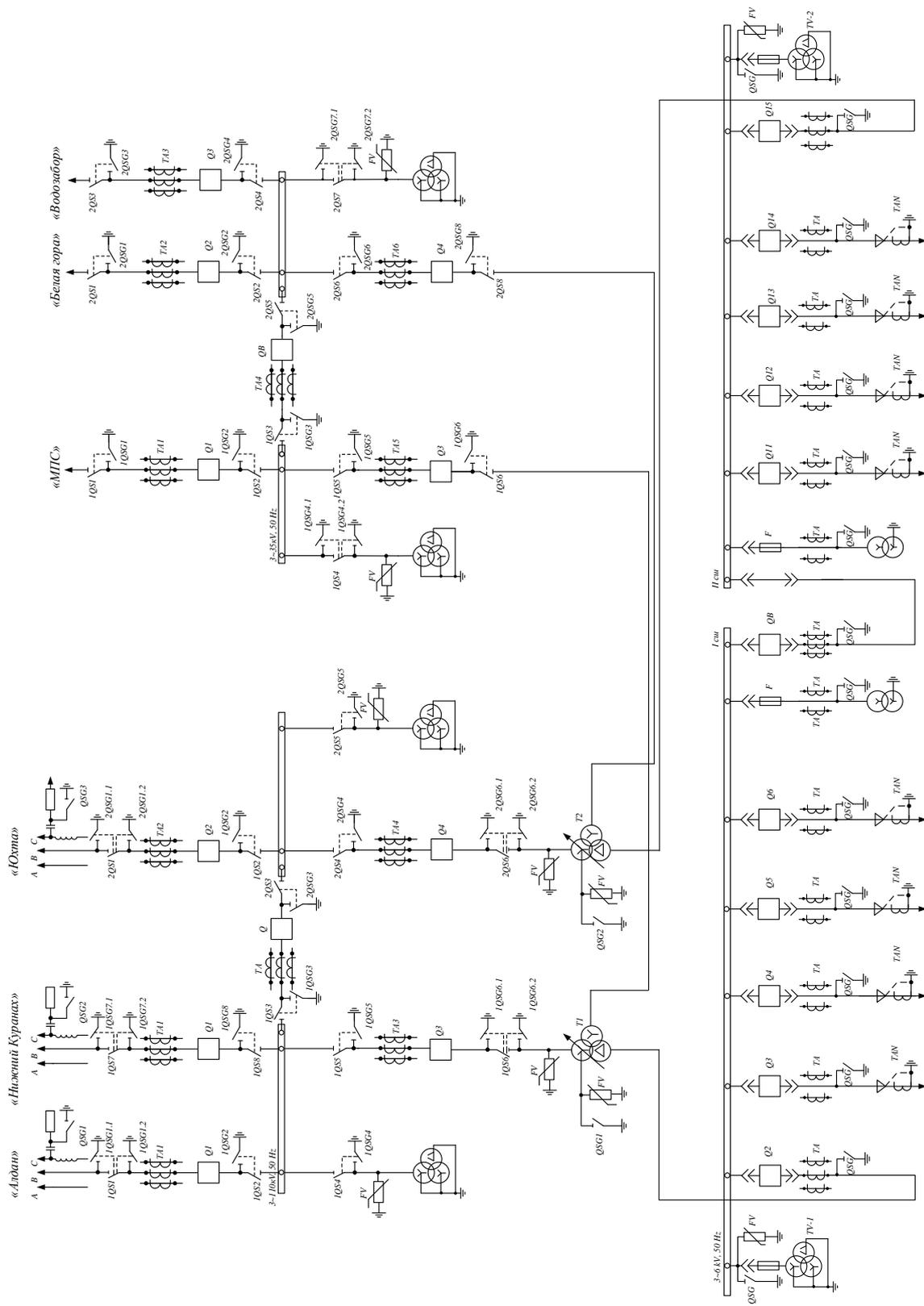


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема подстанции
Лебединый 110/35/6 кВ

Данная схема РУ 35 кВ так же имеет высокую надежность, не позволяет выводить выключатели в ремонт без отключения присоединения, отличительной особенностью является простота обслуживания и оперативных переключений в данном РУ.

Силовые трансформаторы на подстанции Лебединый установлены трехобмоточные типа ТДТН 16000/110/35/6, с системой охлаждения типа Д (естественная циркуляция масла внутри бака трансформатора, и принудительная циркуляция воздуха за счет специально установленных вентиляторов). Трансформатор так же снабжён устройством регулирования напряжения под нагрузкой - РПН, основные технические характеристики необходимые для дальнейших расчетов приведены в таблице 7:

Таблица 7 – Основные характеристики ТДТН 16000/110/35/6

Характеристика	Значение
Полная мощность	16000 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	115 кВ
Напряжение СН (номинальное)	38,5 кВ
Напряжение НН (номинальное)	6,3 кВ
Ток холостого хода	0,8 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	10,5 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-СН	16,5 %
Напряжение КЗ обмоток СН-НН	6,5 %
Потери активной мощности в режиме ХХ	21,0 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	100,0 кВт
Масса масла	14,5 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	6,4×4,4×5,2 м

РУ НН 6 кВ: выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем», данная схема применяется для подстанции на стороне низкого напряжения 6, 10 кВ. В данном случае количество присоединяемых фидеров составляет 7 (включая резервные ячейки), На секционном выключателе имеется устройство АВР что позволяет автоматически переводить питание секции от смежного трансформатора с минимальным временем перерыва питания.

Особенностью данного РУ является простота обслуживания и оперативных переключений благодаря его конструкции в виде выкатных ячеек.

Проведенный анализ однолинейной схемы подстанции Лебединый а также схемы ее питания удовлетворяет нормативным и техническим требованиям, при реконструкции, изменение схемы не требуется.

2.2 Характеристика схемы электроснабжения 6 кВ поселка Лебединый и ее анализ

В данном разделе рассмотрим подробную однолинейную схему электроснабжения 6 кВ которая имеет центр питания подстанцию Лебединый, она представлена на рисунке 3, план расположения ТП представлен на рисунке 4.

Общее количество трансформаторных подстанций которые получают питание со стороны подстанции Лебединый составляет 13 шт. (3ТП, 12, 14 «Профконсалт», 1, 8, 9, 3, 4, 15, 2, 5, 11). ТП выполнены двух трансформаторными, к ним относятся: 3ТП, 3, 15, одно трансформаторными: 12, 14 «Профконсалт», 1, 8, 9, 4, 2, 5, 11.

Рассмотрим подробно каждый фидер в отдельности.

Фидер №1,2 образуют петлевую схему и питают трансформаторные подстанции № 3ТП, 12, питающая линия выполнена в воздушном исполнении проводом марки АС 50/8, суммарная протяженность ВЛ 3,8 км, номинальная мощность трансформаторов используемых на данном участке варьируется от 250 до 630 кВА, тип применяемых трансформаторов ТМ, резервирование осуществляется подключением к разным секциям шин РУНН 6 кВ ПС Лебединый

Фидер №3 выполнен по магистральной схеме и питает трансформаторные подстанции № 14, 8, «Профконсалт», питающая линия выполнена в воздушном исполнении проводом марки АС 50/8, суммарная протяженность ВЛ 4,74 км, номинальная мощность трансформаторов используемых на данном участке равна 100 кВА на всех ТП, тип применяемых трансформаторов ТМ, резервирование питания на стороне 6 кВ не предусмотрено.

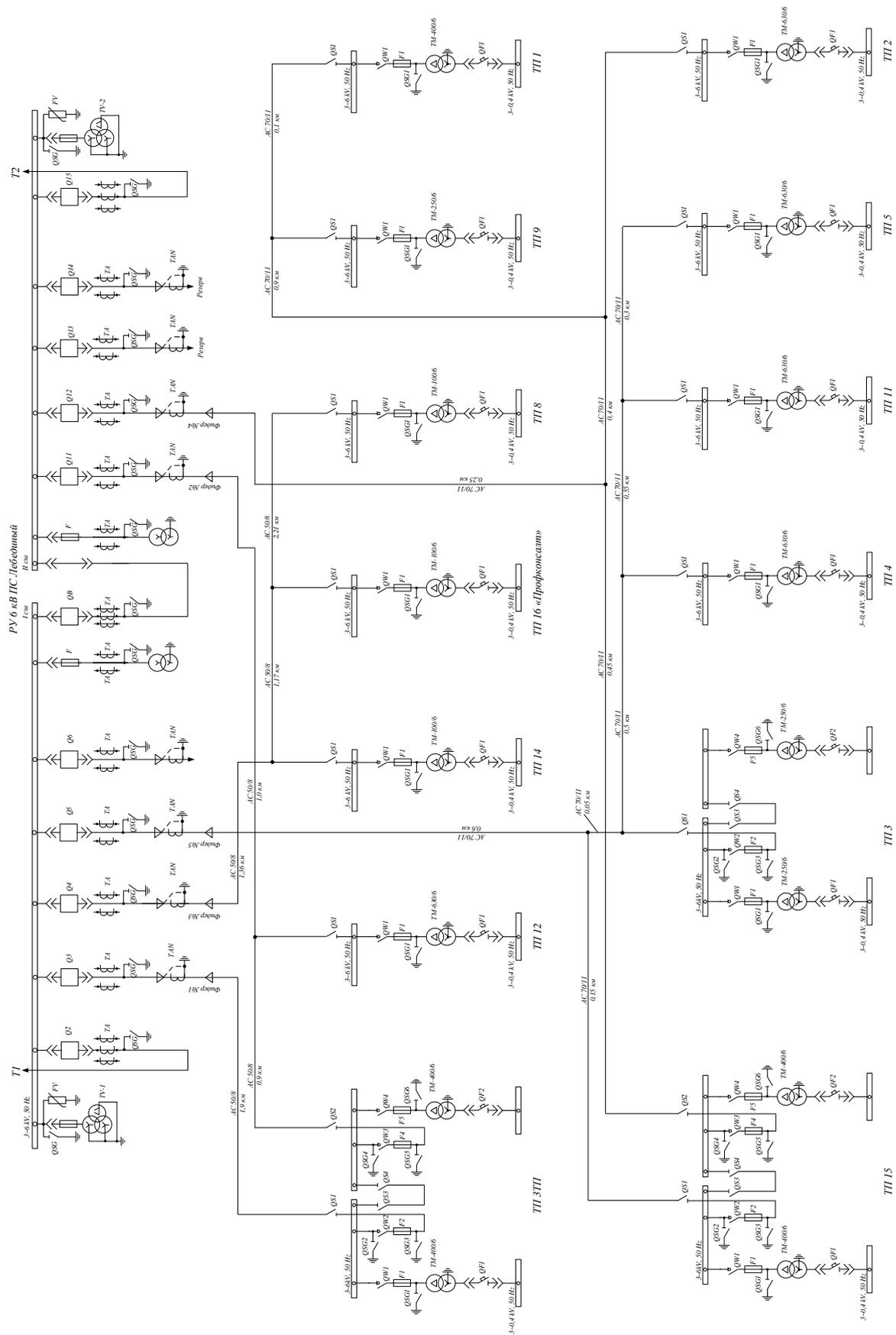


Рисунок 3 – Подробная однолинейная схема электроснабжения 6 кВ с центром питания подстанция Лебединый

Фидер №5,4 образуют петлевую схему и питают трансформаторные подстанции № 1, 2, 3, 4, 5, 9, 11, 15 питающая линия выполнена в воздушном исполнении проводом марки АС 70/11, суммарная протяженность ВЛ 4,35 км, номинальная мощность трансформаторов используемых на данном участке варьируется от 250 до 630 кВА, тип применяемых трансформаторов ТМ, резервирование осуществляется подключением к разным секциям шин РУНН 6 кВ ПС Лебединый

На всех указанных ТП используются трансформаторы типа ТМ – это силовые трехфазные понижающие трансформаторы имеющие охлаждение в виде естественной циркуляции воздуха и масла, регулирование напряжения на стороне НН такого трансформатора осуществляется по средствам устройства ПБВ, допускающее переключение отпаяк трансформатора без возбуждения.

2.3 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения поселка Лебединый и источника питания

Отключение потребителей, тем более по причине аварийной ситуации является событием крайне не желательным для энергоснабжающими организации, так как за этим следует недоотпуск электрической энергии и последующие штрафные санкции в отношении последнего. При этом в рассматриваемой части системы электроснабжения напряжением 6 кВ и на источнике питания ПС Лебединый проблема замены основной массы электротехнического оборудования остро стоит уже давно, это связано с исчерпанием заложенного ресурса. Оперативный персонал все чаще выводит в аварийный ремонт оборудования как трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ так и линий электропередач, на источнике так же все чаще возникают различного рода нештатные ситуации связанные с выводом в аварийный ремонт оборудования и длительным его простоем. При этом планомерное увеличение нагрузки связанное с постоянной застройкой жилыми домами приводит к тому что требуется значительное увеличение надежности и качества электроснабжения потребителей. Данную проблему может решить замена основного оборудования эксплуатируемого как в системе электроснабжения так

и на источнике питания и применение современных материалов и технологий. Данный шаг позволит с большим запасом организовать высокий уровень надежности и качества электроснабжения потребителей рассматриваемого поселка, позволит еще длительное время подключать новых потребителей.

В данном случае эксплуатация данной схемы электроснабжения показывает, что в основном проблемы с надежностью электроснабжения возникают только по причине выхода из строя устаревшего оборудования, при этом схемная надежность соответствует тем категориям потребителей которые непосредственно получают питание от ТП. Следовательно можно сделать вывод об отсутствии необходимости в изменении принципиальной схемы электроснабжения потребителей в данном случае ТП.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок рассматриваемого поселка Лебединый, данный расчет необходим для проверки по загруженности силового оборудования ТП, а так же последующего выбора оборудования как на самих ТП, так и на источнике питания, так же полученные данные необходимы для выбора воздушных линий 6 кВ питающих ТП.

По существующим ПС расчет нагрузок проводился методом удельных электрических нагрузок с целью определения коэффициентов загрузки трансформаторов, согласно которому каждый потребитель (частный дом квартира,, квадратный метр торговой площади) имеет удельную мощность нагрузки, которая при подсчете суммарной расчетной мощности умножается на соответствующее количество данных потребителей. По результатам расчетов будет принято решение о целесообразности реконструкции ТП.

Расчет будет проводиться на примере ТП 3, данные о потребителях представлены в таблице 5 [3].

Таблица 8 – Данные о потребителях электроэнергии ТП 3

Нагрузка	Количество потребителей	Количество квартир/ площадь помещений/мест	Удельная мощность нагрузки (кВт/ед./км)	Коэффициент реактивной мощности tgφ
1	2	3	4	5
Фидер №1				
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	1	24 кв/дом	3,1	0,2
Жилые частные дома (коттеджи)	24	-	4,7	0,2
Детский сад	1	150 мест	0,46	0,25
Гаражи	24	-	0,2	0,7
Фидер №2				
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	3	24 кв/дом	2,1	0,2
Жилые частные дома (коттеджи)	13	-	4,3	0,2

1	2	3	4	5
Магазин «Валентина»	1	300 м ²	0,25	0,75
Гаражи	13	-	0,2	0,7
Освещение улицы Октябрьская	1,0 км	-	2,0	0,4
Фидер №3				
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	3	24 кв/дом	2,1	0,2
Жилые частные дома (коттеджи)	11	-	4,9	0,2
Гаражи	11	-	0,2	0,7
Фидер 4				
Жилые частные дома (коттеджи)	8	-	5,9	0,2
Гаражи	8	-	0,2	0,7

Схема подключения потребителей представлена на рисунке 5



Рисунок 5 – План расположения потребителей ТП 3

В рассматриваемом районе электрических сетей нагрузка является смешанной и следовательно ее необходимо считать для каждого отдельного фидера по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [3]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – активная мощность потребителя с наибольшей нагрузкой;

$P_{зdi}$ – активная мощность остальных потребителей;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных потребителей.

Активация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов [3]:

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

$$P_{чд} = P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \quad (3)$$

где $P_{кв.уд}$, $P_{чд.уд}$ – активная расчетная мощность нагрузки одной квартиры, одного частного дома

$n_{кв}$, $n_{чд}$ – количество квартир, частных домов.

Реактивная мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов [3]:

$$Q_{mkд} = P_{кв.уд} \cdot tg\varphi_{кв} \quad (4)$$

$$Q_{чд} = P_{чд.уд} \cdot tg\varphi_{чд} \quad (5)$$

где $tg\varphi_{кв}$, $tg\varphi_{чд}$ – коэффициент мощности квартир и частных домов.

Для торговых помещений активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{Pторг} = P_{торг.уд} \cdot M \quad (6)$$

где $P_{торг.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

M – площадь торгового помещения (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для торгового помещения:

$$Q_{Pторг} = P_{Pторг} \cdot tg\varphi_{торг} \quad (7)$$

где $tg\varphi_{торг}$ – коэффициент мощности для торговых помещений.

Для детского сада активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{Pдс} = P_{дс.уд} \cdot N \quad (8)$$

где $P_{дс.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в детском саду;

N – количество мест в детском саду (ед).

Реактивная мощность нагрузки для детского сада:

$$Q_{Pдс} = P_{Pдс} \cdot tg\varphi_{дс} \quad (9)$$

где $tg\varphi_{дс}$ – коэффициент мощности для детского сада.

Для гаражей активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{Pгараж} = P_{гараж.уд} \cdot N \quad (10)$$

где $P_{гараж.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один гараж;

N – количество гаражей (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для гаражей:

$$Q_{Pгараж} = P_{Pгараж} \cdot tg\varphi_{гараж} \quad (11)$$

где $tg\phi_{gar}$ – коэффициент мощности для гаражей.

Для освещения улиц расчетная мощность определяется как:

$$P_{Pocв} = P_{ocв.уд} \cdot L \quad (12)$$

где $P_{ocв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один километр освещаемой территории;

L – протяженность освещенной территории (км).

Реактивная мощность нагрузки для освещения улиц:

$$Q_{Pocв} = P_{Pocв} \cdot tg\phi_{ocв} \quad (13)$$

где $tg\phi_{ocв}$ – коэффициент мощности для освещения улиц.

Проводим расчет потокораспределения на примере фидера №4 ТП 3, для этого на рисунке 6 представлено схематичное изображение данного фидера.

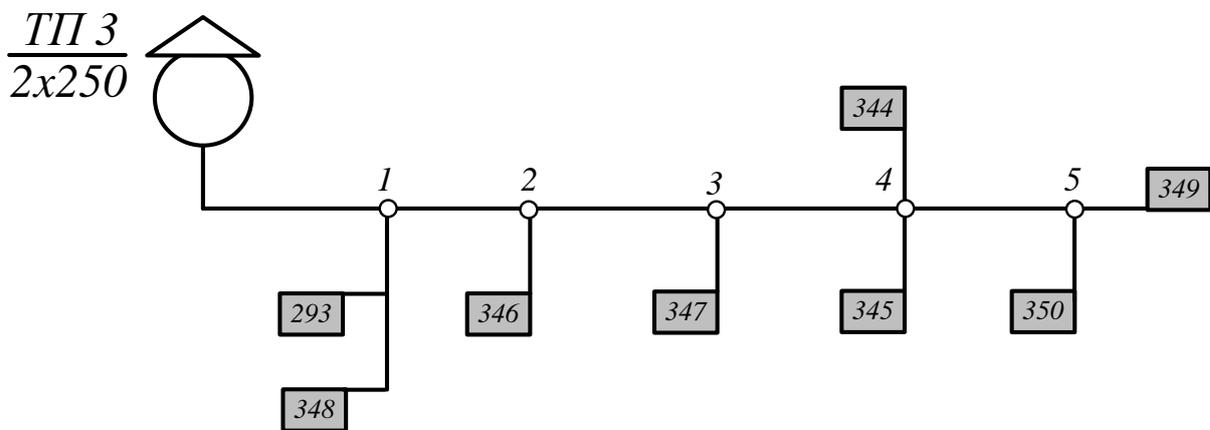


Рисунок 6 - Схема фидера № 4 ТП№3

Проводим расчет потоков мощности на каждом участке, при этом поток мощность для магистрали выбирается по сумме всех нагрузок подключенных к данному фидеру, проводим расчет для нее (учитывается нагрузка коттеджей и гаражей):

$$P_P = n_{кот} \cdot P_{Pкот} + n_{gar} \cdot P_{Pgar} \cdot k_{у.гар} \quad (14)$$

$$Q_P = n_{ком} \cdot P_{Pком} \cdot tg\varphi + n_{зар} \cdot P_{Pзар} \cdot k_{у.зар} \cdot tg\varphi \quad (15)$$

Полная расчетную мощность нагрузки определяется как:

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{P\Sigma}^2} \quad (16)$$

$$P_P = 8 \cdot 8,6 + 8 \cdot 0,2 \cdot 0,6 = 69,76 \text{ (кВт)}$$

$$Q_P = 8 \cdot 8,6 \cdot 0,2 + 8 \cdot 0,2 \cdot 0,6 \cdot 0,7 = 14,43 \text{ (квар)}$$

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{69,76^2 + 14,43^2} = 71,23 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для отпайки 1 – дом 293

$$P_P = 2 \cdot 14,5 + 2 \cdot 0,2 \cdot 0,6 = 29,24 \text{ (кВт)}$$

$$Q_P = 2 \cdot 14,5 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,2 \cdot 0,6 \cdot 0,7 = 5,96 \text{ (квар)}$$

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{29,24^2 + 5,96^2} = 29,84 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет потоков мощности на отпайке к каждому дому:

$$P_P = 14,5 + 0,2 \cdot 0,6 = 14,62 \text{ (кВт)}$$

$$Q_P = 14,5 \cdot 0,2 + 0,2 \cdot 0,6 \cdot 0,7 = 2,98 \text{ (квар)}$$

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{14,62^2 + 2,98^2} = 14,92 \text{ (кВА)}$$

Таблица 9 – Расчетная мощность нагрузки ТП

Номер фидера	$P_{P\Sigma}$ (кВт)	$Q_{P\Sigma}$ (квар)	$S_{P\Sigma}$ (кВА)
1	2	3	4
ТП 1			
1	117,5	23,5	119,83
2	162,50	57,25	172,29
3	150	112,5	187,5
ТП 2			
1	141,5	28,22	143,79
2	198,23	39,61	201,92

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
	178,24	39,62	182,59
ТП 3			
1	231,48	49,81	236,78
2	256,7	77,79	268,23
3	207,3	42,56	211,62
4	69,76	14,43	71,23
ТП 3ТП			
1	153,65	32,56	157,06
2	145,26	45,26	152,15
	154,66	71,26	170,29
ТП 4			
1	155,65	31,13	158,73
2	202,56	40,51	206,57
3	88,95	17,79	90,71
4	50,26	10,05	51,26
ТП 5			
1	129,75	38,325	135,29
2	119,78	32,36	130,29
3	75,13	56,25	93,75
4	150,24	112,5	187,5
ТП 8			
1	24,941	5,06	25,45
ТП 9			
1	83,85	16,77	85,51
2	95,65	21,56	98,05
ТП 11			
1	148,5	29,7	186,75
	139,5	27,16	183,28
2	155,11	116,25	193,75
	36,01	7,20	36,71
ТП 12			
1	80,12	16,024	81,71
2	75,45	30,18	81,26
3	125,26	37,578	130,78
4	64,29	12,858	65,56
ТП 14			
1	23,76	5,95	24,50
ТП 15			
1	216,4	162,05	270,35
2	216,4	162,05	270,35

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
ТП 16			
1	54,88	13,75	56,58

Расчет так же приведен в приложении Б

Согласно полученным данным далее проводится расчет и выбор проводников 0,4 кВ для питания потребителей

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Выбор площади сечений линий 0,4 кВ

В рассматриваемом районе электрических сетей остро стоит вопрос замены неизолированных проводников которыми выполнена низковольтная система электроснабжения 0,4 кВ из за их износа и значительного количества недостатков, при этом в качестве решения данной проблемы предлагается использование современного самонесущего изолированного проводника типа СИП-2 0,4 кВ, рассмотрим его достоинства:

Выбор сечения СИП-2 проводим по условию [1]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (17)$$

где I_p – расчетный ток в сечении фидера;

$I_{\text{до}}$ – длительно допустимый ток принятого проводника;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению [1]:

$$I_p = \frac{S_{P\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (18)$$

где $S_{P\Sigma}$ – расчетная мощность в сечении проводника с учетом всех подключенных к фидеру потребителей определена для каждого фидера в разделе расчета электрических нагрузок;

U_n – номинальное линейное напряжение.

Проводим выбор сечения проводника на примере фидера №4 ТП 3

Для головного участка:

$$I_p = \frac{71,23}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 102,81(\text{А})$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-2, принимаем минимальное сечение для данного типа проводника 3×25+1×25, при этом длительно допустимый ток для данного сечения составляет 130 А, проверяем условие:

$$102,81 \leq 130$$

Проводим расчет для отпайки 1 – дом 293

$$I_p = \frac{29,84}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 43,07 \text{ (А)}$$

Принимаем СИП-2 3×16+1×25, проверяем условие:

$$43,07 \leq 105$$

Проводим расчет потоков мощности на отпайке к каждому дому:

$$I_p = \frac{14,92}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 21,53 \text{ (А)}$$

Принимаем СИП-2 3×16+1×25, проверяем условие:

$$21,53 \leq 105$$

Все проводники прошли проверку

Для остальных фидеров сечение выбирается по аналогичному алгоритму, результаты расчета приведены в таблице 10

Таблица 10 – Выбор проводников 0,4 кВ

Номер фидера	Расчетный ток (А)	Сечение принятого проводника	Длительный ток (А)
1	2	3	4
ТП 1			
1	173,16	3×50+1×35	195
2	248,97	3×95+1×70	300
3	270,95	3×95+1×70	300
ТП 2			
1	207,79	3×70+1×50	240

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
2	291,79	3×95+1×70	300
3	263,86	3×95+1×70	300
ТП 3			
1	331,76	3×120+1×95	340
2	387,62	3×150+1×120	390
3	305,81	3×120+1×95	340
4	102,81	3×25+1×25	130
ТП 3ТП			
1	226,97	3×70+1×50	240
2	219,87	3×70+1×50	240
	246,08	3×95+1×70	300
ТП 4			
1	229,38	3×70+1×50	240
2	298,51	3×95+1×70	300
3	131,08	3×35+1×25	160
4	74,08	3×25+1×25	130
ТП 5			
1	195,51	3×70+1×50	240
2	188,28	3×50+1×35	195
3	135,48	3×35+1×25	160
4	270,95	3×95+1×70	300
ТП 8			
1	36,78		
ТП 9			
1	123,57	3×25+1×25	130
2	141,69	3×35+1×25	160
ТП 11			
1	269,87	3×95+1×70	300
	264,86	3×95+1×70	300
2	279,99	3×95+1×70	300
	53,05	3×25+1×25	130
ТП 12			
1	118,08	3×25+1×25	130
2	117,43	3×25+1×25	130
3	188,99	3×50+1×35	195
4	94,74	3×25+1×25	130
ТП 14			
1	35,40	3×25+1×25	130

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
ТП 15			
1	389,68	3×150+1×120	390
2	389,68	3×150+1×120	390
ТП 16			
1	81,76	3×25+1×25	130

Выбор проводников так же приведен в приложении В

5 ПРОВЕРКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ТП

5.1 Расчет нагрузок существующих ТП

Расчётная мощность нагрузки на шинах НН ТП допускается определять по следующей формуле [3]:

$$P_{НТП} = k \cdot \sum P_{P\Sigma} \quad (19)$$

$$Q_{НТП} = k \cdot \sum Q_{P\Sigma} \quad (20)$$

где k – коэффициент совмещения максимумов нагрузки отдельных фидеров.

Проводим данный расчет на примере ТП 3 :

$$P_{НТП} = 0,9 \cdot (231,48 + 256,7 + 207,3 + 48,8) = 669,85 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{НТП} = 0,9 \cdot (49,81 + 77,79 + 42,56 + 10,56) = 162,64 \text{ (квар)}$$

Полная мощность нагрузки соответственно:

$$S_{НТП} = \sqrt{P_{НТП}^2 + Q_{НТП}^2} \quad (21)$$

$$S_{НТП} = \sqrt{669,85^2 + 162,64^2} = 689,9 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных ТП, результаты расчетов приведены в таблице 11.

Расчет так же приведен в приложении В

Согласно полученным данным далее проводим компенсацию реактивной мощности на существующих ТП.

Таблица 11 – Расчет нагрузок НН существующих ТП

Номер ТП	$P_{НТП}$ (кВт)	$Q_{НТП}$ (квар)	$S_{НТП}$ (кВА)
1	2	3	4
1	387,00	173,93	431,66
2	466,17	96,71	475,47

1	2	3	4
3	669,85	162,64	689,9
3ТП	408,21	134,17	431,55
4	447,68	89,53	456,54
5	427,41	215,49	492,15
8	24,94	5,06	25,45
9	161,55	34,50	165,20
11	431,21	162,28	540,44
12	310,61	86,98	323,38
14	23,76	5,95	24,50
15	432,80	324,10	540,70
16	54,88	13,75	56,58

5.2 Расчет нагрузок вновь вводимых ТП

В данном разделе рассмотрим расчет нагрузок новых потребителей которые будут располагаться рядом с ПС Лебединый, в качестве потребителей выступают два коттеджных поселка, расположение данных объектов представлено на рисунке 7, порядковые номера данных объектов на плане 401-420, данные по нагрузке данного массива представлены в таблице 12

Таблица 12 – Данные о новых потребителях электроэнергии

Нагрузка	Количество потребителей	Количество квартир/ площадь помещений/мест	Удельная мощность нагрузки (кВт/ед./км)	Коэффициент реактивной мощности tgφ
Жилые частные дома (коттеджи)	20	-	5,5	0,2
Гаражи	20	-	0,2	0,7

Для организации питания данных потребителей предусматривается ввод в эксплуатацию новой ТП 17, далее необходимо провести расчет нагрузок для данной ТП, расчет проводим по аналогичным формулам что и ранее:

$$P_P = n_{ком} \cdot P_{Рком} + n_{гар} \cdot P_{Ргар} \cdot k_{у.гар} \quad (22)$$

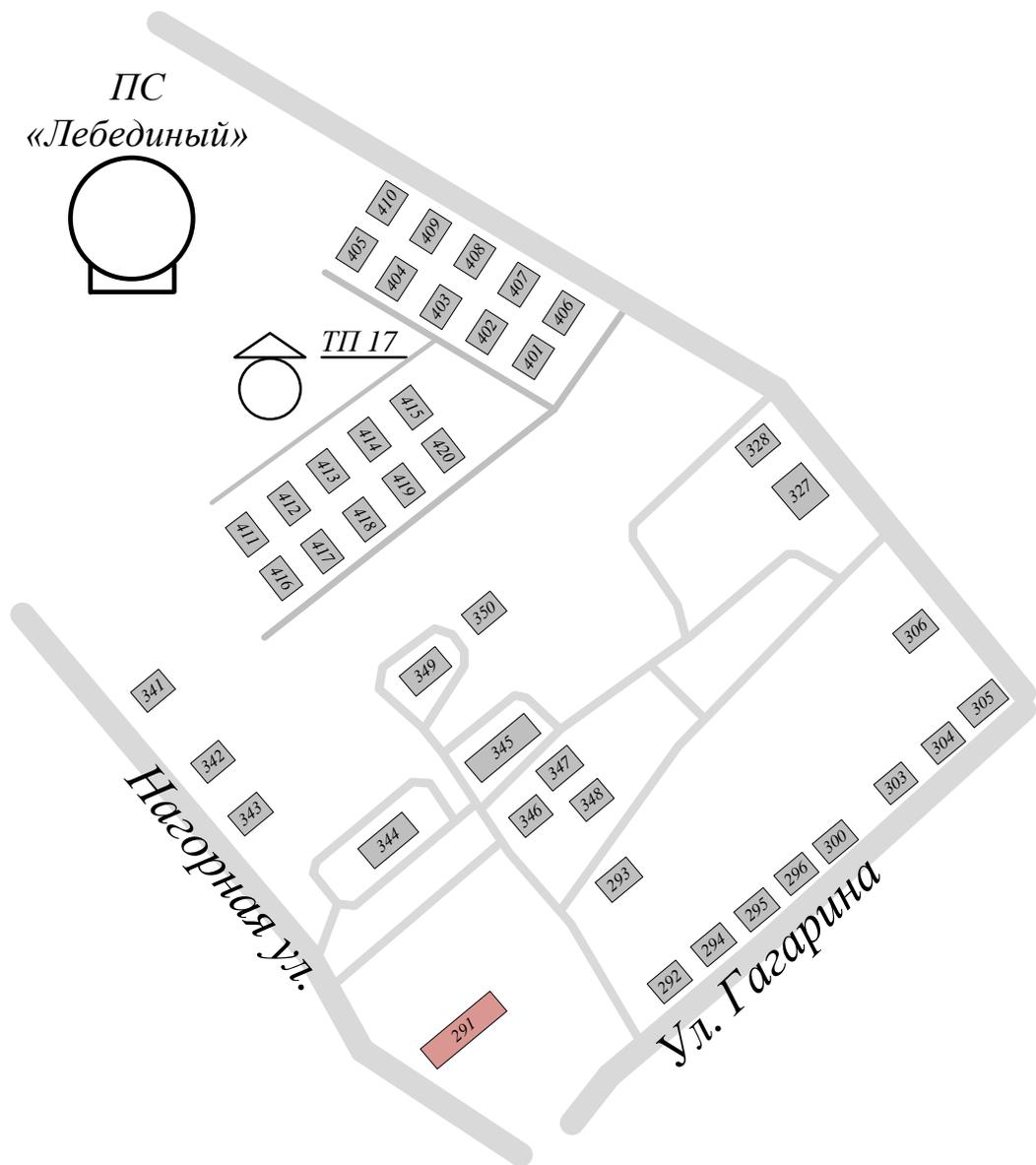


Рисунок 7 - Расположение новых объектов и питающей ТП 16

$$Q_P = n_{\text{кот}} \cdot P_{P_{\text{кот}}} \cdot \text{tg} \varphi + n_{\text{зар}} \cdot P_{P_{\text{зар}}} \cdot k_{\text{у.зар}} \cdot \text{tg} \varphi \quad (23)$$

Полная расчетную мощность нагрузки определяется как:

$$P_p = 20 \cdot 5,5 + 20 \cdot 0,2 \cdot 0,6 = 112,4 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 20 \cdot 5,5 \cdot 0,2 + 20 \cdot 0,2 \cdot 0,7 \cdot 0,6 = 23,68 \text{ (квар)}$$

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{112,4^2 + 23,68^2} = 117,77 \text{ (кВА)}$$

5.3 Компенсация реактивной мощности

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [5]:

$$Q_K = Q_{НТП} - P_{НТП} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (24)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети согласно приказа Мин Энерго)

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (Мвар):

$$Q_{K1} = \frac{Q_K}{2} \quad (25)$$

где Q_{K1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 0,4 кВ (Мвар)

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей:

$$Q_{HECK} = Q_{НТП} - Q_{НОМ} \quad (26)$$

где $Q_{НОМ}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет на примере ТП 1, мощность УКРМ требуемая:

$$Q_K = 173,93 - 387,00 \cdot 0,35 = 38,48 \text{ (квар)}$$

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности на данной ТП не требуется т.к. экономически целесообразно устанавливать компенсирующее устройства номинальной мощностью от 50 квар и выше иначе они не окупятся. Аналогично проводим расчет мощности КУ на остальных ТП, результаты расчетов сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет компенсирующих устройств

Номер ТП	$Q_{ТП}$ (квар)	Q_K (квар)	Q_{K1} (квар)	$Q_{НОМ}$ (квар)	$Q_{НЕСК}$ (квар)
1	173,93	38,48	Не требуется		
2	96,71	-66,45	Не требуется		
3	162,64	-71,81	Не требуется		
3ТП	134,17	-8,70	Не требуется		
4	89,53	-67,16	Не требуется		
5	215,49	65,90	32,94	2×50	115,49
8	5,06	-3,67	Не требуется		
9	34,50	-22,04	Не требуется		
11	162,28	11,36	Не требуется		
12	86,98	-21,73	Не требуется		
14	5,95	-2,37	Не требуется		
15	324,10	172,62	86,31	2×100	124,1
16	13,75	-5,46	Не требуется		
Новая ТП 17	23,68	-15,66	Не требуется		

Расчет показал что компенсация реактивной мощности требуется только на двух ТП, применяем КУ типа УКМ, на остальных ТП мощность компенсирующих устройств отрицательна следовательно компенсация на них не требуется

5.4 Расчет коэффициентов загрузки существующих ТП

Задачей данного раздела является определение коэффициентов загрузки трансформаторов ТП рассматриваемого района электрических сетей с целью определения необходимости их реконструкции

Коэффициент загрузки силового трансформатора является очень важным показателем который определяет режим его работы, при низком коэффициенте загрузки трансформатора (ниже нормативного значения) его ресурс расходуется не рационально и эксплуатация экономически не целесообразна, при высоком коэффициенте загрузки (больше нормативного значения) ресурс снижается довольно быстро происходят значительные потери, при коэффициенте загрузки больше 1 оборудование может выйти из строя.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается как [2]:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{P_{НТП}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (27)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

N – количество трансформаторов ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как (для двух трансформаторных ТП) [2]:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{P_{НТП}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{S_{номтр}} \quad (28)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:
 $K_{3\phi} \leq 0,85$ для одно трансформаторной ТП, для двух трансформаторной ТП
 $0,5 \leq K_{3\phi} \leq 0,7$, для двух трансформаторной ТП в послеаварийном режиме
 $K_{ПА} \leq 1,4$

Проводим расчет на примере ТП 3:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{669,85^2 + 162,64^2}}{400 \cdot 2} = 0,86$$

Для послеаварийного режима работы:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{669,85^2 + 162,64^2}}{400} = 1,72$$

Коэффициент загрузки превышает допустимое значение следовательно требуется замена оборудования, так же проводим данный расчет для остальных ТП, сводим результаты в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	N (шт.)	$S_{\text{номтр}}$ (кВА)	$K_{3\phi}$	$K_{3\phi n}$
1	400	1	<u>1,06</u>	-
2	630	1	0,76	-
3	400	2	<u>0,86</u>	<u>1,72</u>
3ТП	250	2	<u>0,86</u>	<u>1,72</u>
4	630	1	0,72	-
5	630	1	0,70	-
8	100	1	<u>0,25</u>	-
9	250	1	0,66	-
11	630	1	0,73	-
12	630	1	<u>0,51</u>	-
14	100	1	<u>0,24</u>	-
15	400	2	0,56	1,12
16	100	1	<u>0,57</u>	-

Сделаем выводы после расчета коэффициентов загрузки: в настоящее время следующие ТП: 2, 4, 5, 9, 11, 12, 15, 16 имеют значения данного параметра приближенные к нормативным показателям следовательно при реконструкции электрической сети замена трансформаторов и оборудования на данных объектах не требуется.

ТП 8, 12, 14, 16 имеют низкий коэффициент загрузки при этом оборудование загружено незначительно, так же меняем оборудование на данных ТП.

ТП 1, 3, 3ТП имеют очень высокий коэффициент загрузки это означает что необходима реконструкция данных объектов с установкой трансформаторов и оборудования с большей пропускной способностью.

Далее проводим выбор трансформаторов для ТП где это необходимо.

5.5 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП при их реконструкции

Проводим выбор количества типа и мощности силовых трансформаторов на ТП где имеется коэффициент загрузки превышающий нормативное значение

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}}{N \cdot k} \quad (29)$$

где k - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для двух трансформаторных ТП принимается равным 0,7, для одно трансформаторных 0,85).

При выборе номинальной мощности силового трансформатора необходимо отталкиваться от ряда номинальных стандартных мощностей выпускаемых трансформаторов, при этом необходимо учесть тот факт что принимаемая мощность должна быть либо больше либо равной полученному значению расчетной мощности. После выбора данного параметра необходимо проверить трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном и после аварийном режиме работы по формулам приведенным ранее. Количество трансформаторов на ТП не меняем так как категория надежности подключенных потребителей не изменяется.

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для ТП 3:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{669,85^2 + 162,64^2}}{2 \cdot 0,7} = 492,37 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТС-630/6 компании СВЭЛ, номинальной мощностью 630 кВА.

Силовые трансформаторы для комплектных трансформаторных подстанции с литой изоляцией выпускаются компании СВЭЛ и могут без значительных затрат быть установлены взамен устаревших масляных трансформаторов.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{669,85^2 + 162,64^2}}{630 \cdot 2} = 0,55$$

Для послеаварийного режима работы

$$K_{зфна} = \frac{\sqrt{669,85^2 + 162,64^2}}{630} = 1,1$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных ТП где это необходимо, результаты расчета сводим в таблицу 15.

Таблица 15 – Выбор трансформаторов 6/0,4 кВ

ТП	$S_{треб}$ (кВА)	$S_{номтр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{ПА}$
1	499,16	630	0,67	-
3	492,37	630	0,55	1,1
3ТП	306,92	400	0,54	1,08
8	28,8	40	0,63	-
12	359,31	400	0,8	-
14	27,22	40	0,61	-
16	62,87	63	0,89	-
Новая ТП 17	130,86	160	0,74	

Расчет считается окончанным т.к. коэффициенты загрузки не превышают допустимых значений

Далее проводим расчет мощности потребляемой трансформаторами из сети 6 кВ – приведенной мощности включающей в себя мощность нагрузки на шинах 0,4 кВ и мощности потерь электрической энергии в трансформаторах. Новые типы трансформаторов имеют значительно меньшие габариты по сравнению с аналогичными эксплуатируемыми в настоящее время, следовательно без проблем помещаются в помещение ТП при реконструкции.

5.6 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП

Данный расчет выполняется с использованием таких данных трансформаторов как потери короткого замыкания и потери холостого хода которые в результате суммируются с нагрузкой на шинах низкого напряжения соответствующих ТП.

Паспортные данные трансформаторов которые используются в сети приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ

Тип трансформатора	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТМ 100/6	0,26	2,25	4,5	1,6
ТМ 250/6	0,58	4,2	4,5	1,2
ТМ 400/6	0,82	5,5	4,5	1,0
ТМ 630/6	1,16	7,6	5,5	0,8
ТС-400/6	1,0	3,83	4,5	0,8
ТС-630/6	1,15	6,38	5,5	0,6
ТС-160/6	0,7	2,15	4,5	0,8
ТС-63/6	0,33	0,82	2,1	1,15
ТС-40/6	0,22	0,65	2,5	1,8

Расчет мощности потребляемой из сети 6 кВ необходим в дальнейших расчетах т.к. позволяет точнее определить перетоки мощности по сечениям (учитываются потери мощности в силовых трансформаторах), а так же правильно выбрать линейное оборудование сети и силовое оборудование ПС Лебединый при реконструкции. Расчет потерь активной мощности в трансформаторах ТП определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки фактический по следующей формуле [1]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (30)$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{НТП}^2}{100 \cdot S_{номтр}} + \frac{i_x \cdot S_{номтр}}{100} \quad (31)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

i_x - ток холостого хода трансформатора (%)

Приводим пример расчета на ТП 1:

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,67^2 + 1,16 = 4,57 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 431,66^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} = 20,04 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (32)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,57^2 + 20,04^2} = 20,55 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной ТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах:

$$P_{ВНТП} = P_{НТП} + \Delta P_m \quad (33)$$

$$Q_{ВНТП} = Q_{НТП} + \Delta Q_m \quad (34)$$

$$S_{ВНТП} = S_{НТП} + \Delta S_m \quad (35)$$

где $P_{НТП}$ - расчетная активная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП;

$Q_{НТП}$ - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП;

$S_{НТП}$ - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП.

Расчет проводим для ТП 1:

$$P_{ВНТП} = 387,0 + 4,57 = 391,57 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{ВНТП} = 173,93 + 20,04 = 193,97 \text{ (квар)}$$

$$S_{ВНТП} = 431,66 + 20,55 = 452,21 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных ТП результаты сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Определение расчетных мощностей 6 кВ ТП

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{ВНТП}$ (кВт)	$Q_{ВНТП}$ (квар)	$S_{ВНТП}$ (кВА)
1	4,57	20,04	20,55	391,57	193,97	452,21
2	5,03	22,06	22,63	471,20	118,77	498,10
3	7,30	32,01	32,83	677,15	194,65	722,73
3ТП	4,57	20,02	20,54	412,78	154,19	452,09
4	4,83	21,18	21,73	452,51	110,71	478,27
5	4,69	20,54	21,07	432,10	136,03	463,81
8	0,27	1,18	1,21	25,21	6,24	26,66
9	1,75	7,66	7,86	163,30	42,16	173,05
11	4,88	21,38	21,93	436,09	183,66	482,66
12	3,41	14,97	15,35	314,02	101,95	337,91
14	0,26	1,14	1,17	24,02	7,09	25,66
15	4,77	20,89	21,43	437,57	144,99	471,67
16	0,60	2,63	2,69	55,48	16,38	59,27
17	1,24	5,46	5,60	113,64	29,14	117,32
Всего				4406,64	1439,94	4761,42

Расчет так же приведен в приложении Г

Полученные данные используем для определения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС Лебединый – источника питания данного района электрических сетей

5.7 Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ПС Лебединый

На основании полученных данных далее проводим расчет полной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС Лебединый, для выполнения данного расчета производится суммирование полученных расчетных нагрузок на стороне высокого напряжения каждой ТП и умножение полученного значения на коэффициент совмещения максимумов нагрузок –

зависящего в свою очередь от количества трансформаторов на ТП. Расчет соответственно проводим для каждой мощности по следующей формуле:

$$P_{pPC} = k \cdot \Sigma P_{внТП} \quad (36)$$

$$Q_{pPC} = k \cdot \Sigma Q_{внТП} \quad (37)$$

$$S_{pPC} = \sqrt{P_{внТП}^2 + Q_{внТП}^2} \quad (38)$$

где k - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, при количестве трансформаторов от 11 до 20 принимаем равным 0,75

$P_{внТП}$, $Q_{внТП}$, - расчетная активная, реактивная мощность нагрузки на шинах высокого напряжения ТП.

$$P_{pPC} = 0,75 \cdot 4406,64 = 3304,98 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pPC} = 0,75 \cdot 1439,94 = 1079,95 \text{ (квар)}$$

$$S_{pPC} = \sqrt{3304,98^2 + 1079,95^2} = 3571,06 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные позволяют выполнить компенсацию реактивной мощности и проверку установленных в настоящее время силовых трансформаторов на подстанции Лебединый по коэффициенту загрузки как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы и сделать вывод от том необходима ли их замена.

6 ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА

В данном разделе рассмотрим вопрос направлений реконструкции электрической сети в рассматриваемом РЭС.

Как указывалось ранее основная проблема которая остро стоит в системе электроснабжения поселка Лебединый это значительный износ включая и оборудование источника. Схема электроснабжения поселка в настоящее время отвечает всем требованиям схемной надёжности согласно категориям потребителей подключенных от нее, изменение схемы питания ТП не требуется, она может быть оставлена без изменений, основное внимание далее будет уделено замене устаревшего оборудования.

Существующая схема электроснабжения тем не менее будет расширяться тк производится подключение нового потребителя ТП 17, в качестве решения предполагается в данной работе запитать ее отдельной ВЛ от 2 сек шин 6 кВ ПС Лебединый, возможность подключения в виде отпайки от проходящей рядом ВЛ не рассматриваем из соображений надежности, тк проходящая рядом ВЛ имеет значительную протяженность и вероятность ее отключения высока по сравнению вновь вводимой ВЛ для ТП 17, подробная однолинейная схема сети после реконструкции представлена на рисунке 8

При реконструкции сети принимаем номинальное линейное напряжение 6 кВ тк большинство ТП выполнено именно на нем и изменение на 10 кВ не целесообразно по экономическим соображениям, так же отсутствует источник с данным номинальным напряжением.

6.1 Расчет потокораспределения в сети 6 кВ

Для выбора линейного оборудования в частности проводников воздушных линий электропередачи необходимо знать нагрузки в электрической сети в частности токи в сечениях, для этого проводим расчет потокораспределения на всех участках рассматриваемой электрической сети. При определении потоков мощности выбирается режим работы с максимально возможными перетокам.

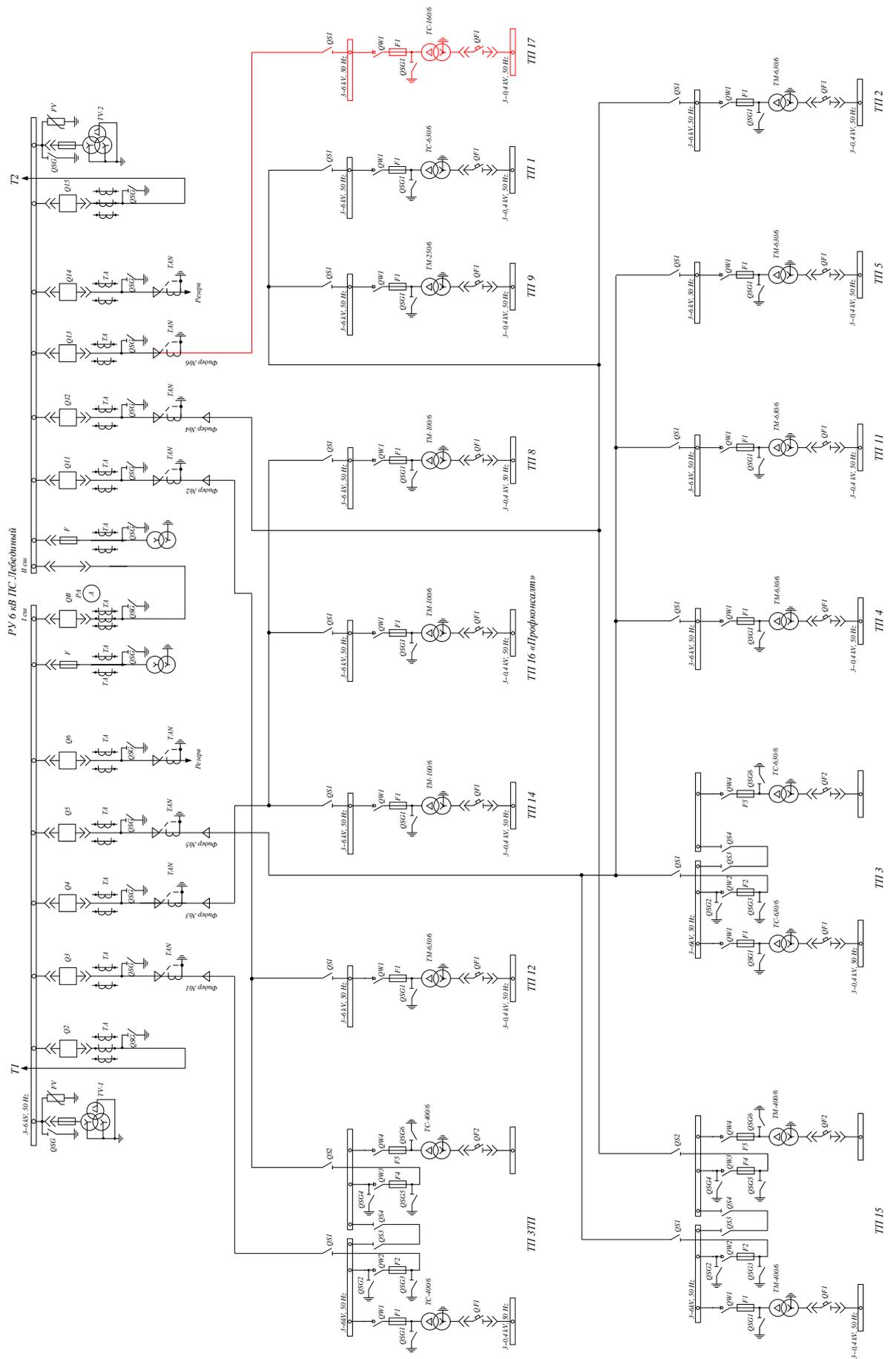


Рисунок 8 – Схема электрической сети после реконструкции

Для большей наглядности на рисунке 9 представлена нумерация узлов сети. Величина активной и реактивной мощности в сечении зависит от количества подключенных от нее потребителей [3]:

$$P_{pij} = k \cdot \Sigma P_{ВНТПi} \quad (39)$$

$$Q_{pij} = k \cdot \Sigma Q_{ВНТПi} \quad (40)$$

Проводим расчет на примере: участка ПС Лебединый – отпайка ТП-3 (участок 1-3 на рисунке 9). В данном случае при отключении одной цепи ВЛ ПС Лебединый – ТП 15 (фидер №4), вся нагрузка включая ТП 15, 3, 4, 5, 11, 2, 1, 9 будет перераспределена на оставшуюся в работе линию (фидер №5), в таком случае мощность в сечении определится как:

$$P_{p13} = P_{ВНТП15} + P_{ВНТП3} + P_{ВНТП4} + P_{ВНТП5} + P_{ВНТП11} + P_{ВНТП2} + P_{ВНТП1} + P_{ВНТП9} \quad (41)$$

$$Q_{p13} = Q_{ВНТП15} + Q_{ВНТП3} + Q_{ВНТП4} + Q_{ВНТП5} + Q_{ВНТП11} + Q_{ВНТП2} + Q_{ВНТП1} + Q_{ВНТП9} \quad (42)$$

$$P_{p13} = (437,57 + 677,15 + 452,5 + 432,51 + 436,09 + 471,2 + 391,57 + 163,3) \cdot 0,8 = 2770,11 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{p13} = (144,99 + 194,65 + 110,71 + 136,03 + 183,66 + 118,77 + 193,97 + 42,16) \cdot 0,8 = 899,95 \quad (\text{квар})$$

Аналогично проводим расчет для остальных участков при различных ремонтных режимах.

Результаты расчета потоков мощности при питании всех ТП фидеров № 4, 5 только от фидера №5 (отключен выключатель фидера №4 на ПС Лебединый) и при питании всех ТП фидеров 1,2 только от фидера №1 (отключен выключатель фидера №2 на ПС Лебединый) приведены в таблице 18:

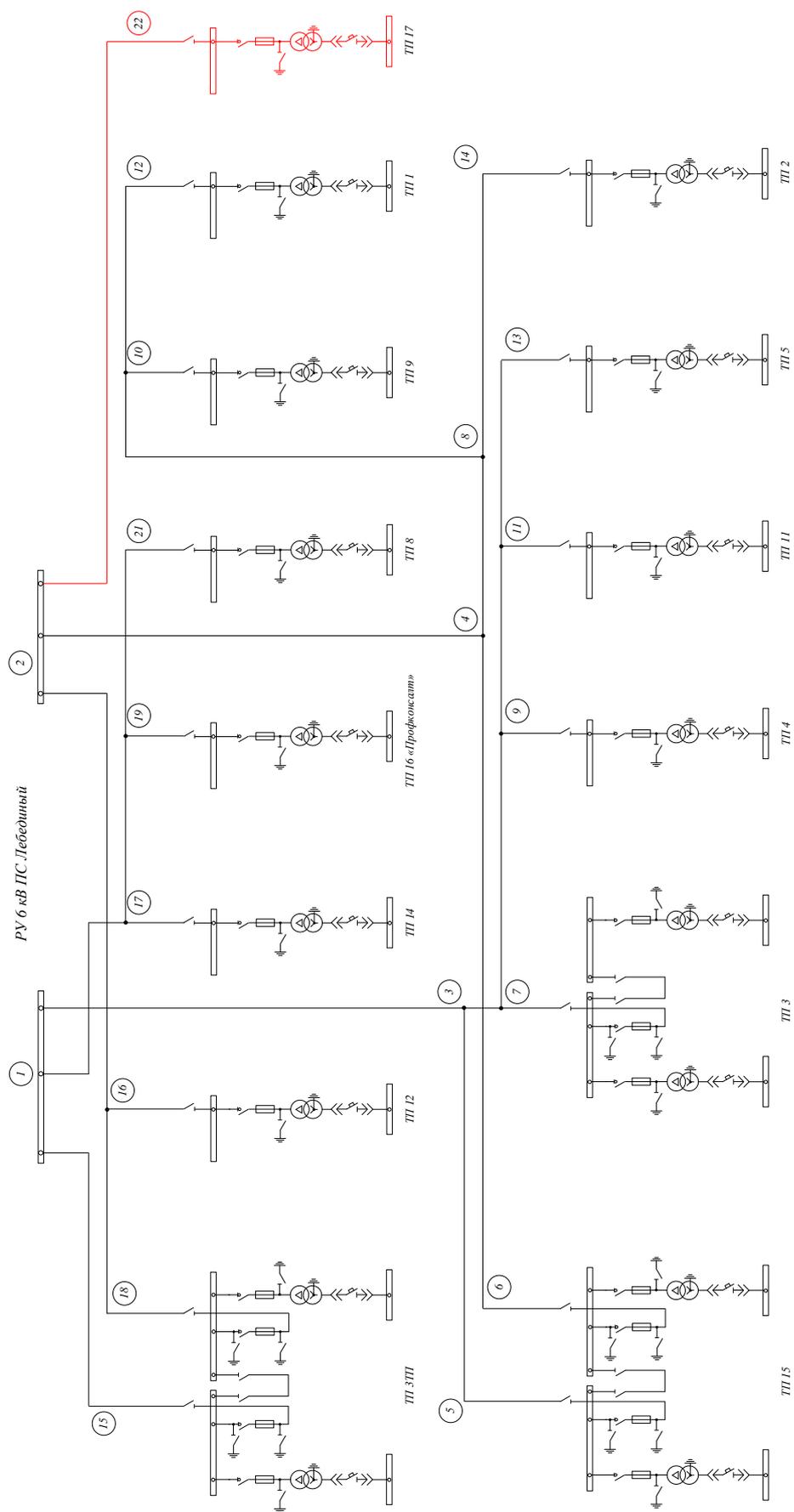


Рисунок 9 – Схема для расчета потокораспределения

Таблица 18 – Расчет потоков мощности в ремонтном режиме №1

Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)	Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)
1-3	2770,11	899,95	11-13	432,5	136,03
3-5	1244,15	424,9	2-4	0	0
6-4	872,15	301,66	1-15	617,78	217,72
8-14	471,2	118,77	18-16	314,02	101,95
8-10	499,38	212,52	2-16	0	0
10-12	391,57	193,97	1-17	89,01	25,25
3-7	1699,01	531,29	17-19	72,62	20,36
7-9	1123,11	365,84	19-21	25,21	6,24
9-11	781,74	287,72	4-8	872,15	301,66
2-22	113,64	29,14	-	-	-

Результаты расчета потоков мощности при питании всех ТП фидеров № 4, 5 только от фидера №4 (отключен выключатель фидера №5 на ПС Лебединый) и при питании всех ТП фидеров 1,2 только от фидера №2 (отключен выключатель фидера №1 на ПС Лебединый) приведены в таблице 19:

Таблица 19 – Расчет потоков мощности в ремонтном режиме №2

Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)	Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)
1-3	0	0	11-13	432,5	136,03
3-5	1976,11	595,05	2-4	2770,11	899,95
6-4	899,95	711,05	1-15	0	0
8-14	471,2	118,77	18-16	412,78	154,19
8-10	499,38	212,52	2-16	617,78	217,72
10-12	391,57	193,97	1-17	89,01	25,25
3-7	1699,01	531,29	17-19	72,62	20,36
7-9	1123,11	365,84	19-21	25,21	6,24
9-11	781,74	287,72	4-8	899,95	711,05
2-22	113,64	29,14	-	-	-

Далее по полученным значениям потоков мощности определяем максимальные из обоих режимов работы и проводим расчет полной мощности и тока в сечениях по следующим формулам:

$$S_{pij} = \sqrt{P_{pij}^2 + Q_{pij}^2} \quad (43)$$

$$I_{pij} = \frac{S_{pij}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (44)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение ВЛИ.

На примере участка 1-3

$$S_{p13} = \sqrt{2770,11^2 + 899,95^2} = 2913,55 \quad (45)$$

$$I_{p13} = \frac{2913,55}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 280,35 \text{ (A)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных участков ВЛ результаты приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет потоков мощности и токов участков сети

Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-3	2912,63	280,35	11-13	453,39	43,68
3-5	2063,76	198,82	2-4	2912,63	280,35
6-4	1146,95	110,50	1-15	655,02	63,10
8-14	485,94	46,81	18-16	440,64	42,45
8-10	542,72	52,29	2-16	655,02	63,10
10-12	436,98	42,10	1-17	92,52	8,91
3-7	1780,14	171,50	17-19	75,42	7,27
7-9	1181,19	113,80	19-21	25,97	2,50
9-11	833,01	80,25	4-8	1146,95	110,50
2-22	117,32	11,28	-	-	-

Таким образом определены все потоки мощности в ветвях схемы и токовые нагрузки, далее проводим выбор проводников для всех участков.

6.2 Выбор СИП напряжением 6 кВ

Сечения линий электропередач выбираются по условиям нагрева токами

нагрузки с проверкой:

- 1) по термической стойкости при коротких замыканиях;
- 2) по наибольшей потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 6 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым для выбранного типа проводника:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (46)$$

где I_p – расчетный ток в сечении.

В данной работе рассматривается полная замена голого провода АС которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод типа СИП-3.

Рассмотрим выбор сечения ВЛ на примере участка 1-3 максимальное расчетное значение тока в данном сечении составило 280,35 А

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 1×95 сечение 95 мм² (минимальное значение сечения для данного типа проводника) с длительно допустимым током 300 А и проверяем условие:

$$280,35 \leq 300(\text{А})$$

Т.к. условие соблюдается следовательно проводник удовлетворяет требованиям по нагрузке, его принимаем. Аналогично проводится выбор марки и сечения проводников на остальных участках, результаты выбора приведены в таблице 21:

Таблица 21 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	I_{pij} (А)	Принятая марка проводника	Длительно допустимый ток (А)
1	2	3	4
1-3	280,35	СИП-3 1×95	300
3-5	198,82	СИП-3 1×70	240
6-4	110,50	СИП-3 1×25	130
8-14	46,81	СИП-3 1×25	130
8-10	52,29	СИП-3 1×25	130
10-12	42,10	СИП-3 1×25	130
3-7	171,50	СИП-3 1×70	240
7-9	113,80	СИП-3 1×25	130
9-11	80,25	СИП-3 1×25	130
11-13	43,68	СИП-3 1×25	130
2-4	280,35	СИП-3 1×95	300
1-15	63,10	СИП-3 1×25	130
18-16	42,45	СИП-3 1×25	130
2-16	63,10	СИП-3 1×25	130
1-17	8,91	СИП-3 1×25	130
17-19	7,27	СИП-3 1×25	130
19-21	2,50	СИП-3 1×25	130
4-8	110,50	СИП-3 1×25	130
2-22	11,28	СИП-3 1×25	130

Таким образом все выбранные проводники прошли проверку по длительно допустимому току следовательно их принимаем для последующей проверки.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции Лебединый

При реконструкции ПС Лебединый которая рассматривается в данной работе предварительно должны быть рассчитаны токи короткого замыкания, по полученным значениям которых далее будет проверяться выбранное оборудование

Принимаем базисные условия: базисная мощность (задается произвольно из удобства расчетов):

- 1) $S_B = 1000$ (МВА),
- 2) базисное напряжение среднего ряда на стороне 110 (кВ) $U_{Б110} = 115$,
- 3) базисное напряжение среднего ряда на стороне 35 (кВ) $U_{Б35} = 37$,
- 4) базисное напряжение среднего ряда на стороне 6 (кВ) $U_{Б6} = 6,3$.
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле:

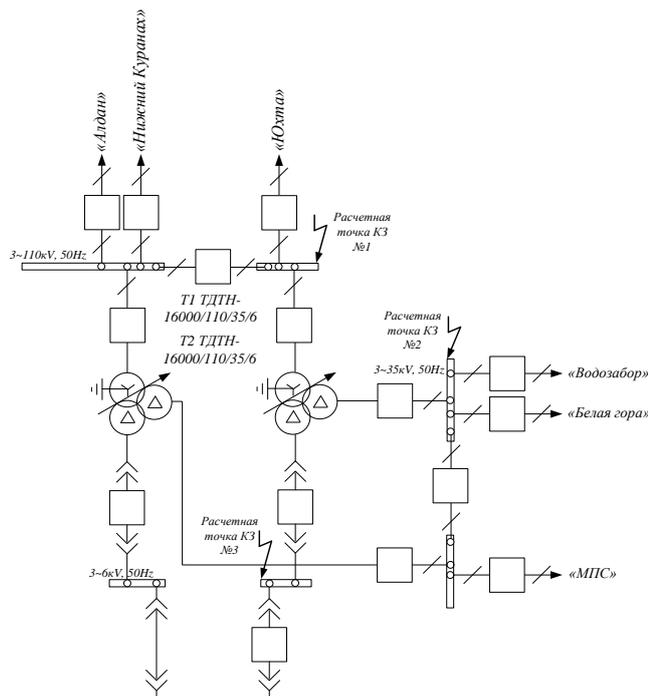


Рисунок 10 – Расчетные точки короткого замыкания

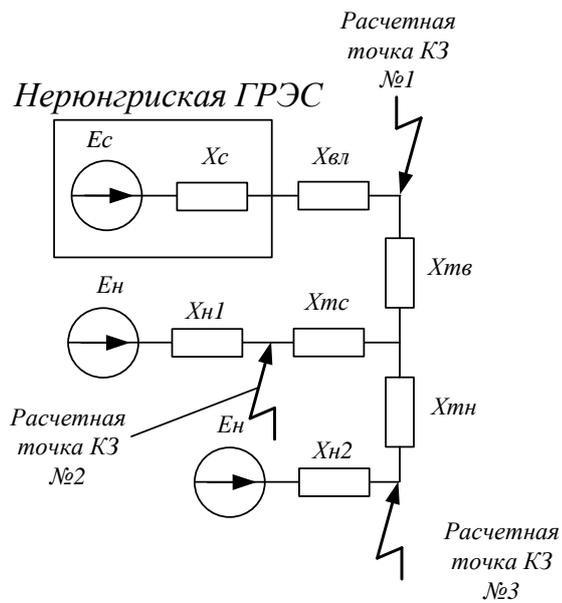


Рисунок 11 – Схема замещения

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (47)$$

где S_B – мощность базисная (МВА)

U_B - базисное напряжение определенной ступени трансформации.

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} \quad (48)$$

$$I_{B110} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} \quad (49)$$

$$I_{B35} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)}$$

$$I_{B6} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B6}} \quad (50)$$

$$I_{B6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)}$$

Определяем реактивные сопротивления всех элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС, ток трехфазного короткого замыкания составляет 19,6 кА:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б110} \cdot I_{КЗ}} \quad (51)$$

где $I_{КЗ}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ источника питания

$$X_C = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 19,6} = 0,26 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ определяется по следующей формуле:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (52)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 194,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,59 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС Лебединый:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{К\%ВС} + u_{К\%ВН} - u_{К\%СН}) \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (53)$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{К\%ВС} - u_{К\%ВН} + u_{К\%СН}) \quad (54)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{К\%ВС} + u_{К\%ВН} + u_{К\%СН}) \quad (55)$$

где $u_{К\%}$, – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора (МВА)

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (10,5 + 16,5 - 6,5) \cdot \frac{1000}{16} = 6,4 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (10,5 - 16,5 + 6,5) \cdot \frac{1000}{16} = -0,01 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 16,5 + 6,5) \cdot \frac{1000}{16} = 3,91 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (56)$$

где S_H – мощность нагрузки (на стороне низкого напряжения нагрузка была определена ранее, на стороне среднего напряжения приведена нагрузка согласно данным контрольного замера 2021 года) (МВА):

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{1000}{13,61} = 25,71 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{1000}{4,63} = 120,69 \text{ (о.е.)}$$

Проводим одновременно сворачивание схемы замещения и определение параметров, расчет ведем на примере расчетной точки КЗ №1.

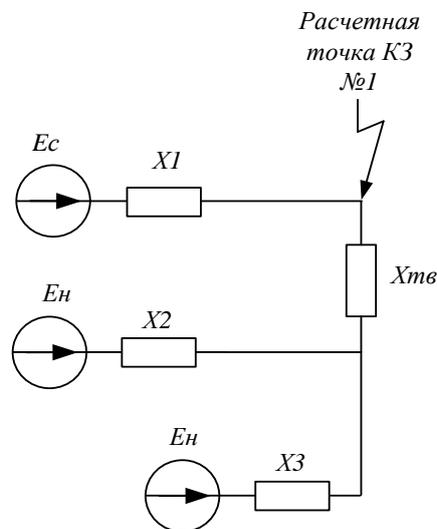


Рисунок 12 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{\text{ВЛ}} \quad (57)$$

$$X1 = 0,26 + 0,59 = 0,85 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{\text{Н1}} \quad (58)$$

$$X2 = 25,71 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{\text{H2}} + X_{\text{ТН}} \cdot 0,5 \quad (59)$$

$$X3 = 120,69 + 3,91 \cdot 0,5 = 122,65 \text{ (о.е.)}$$

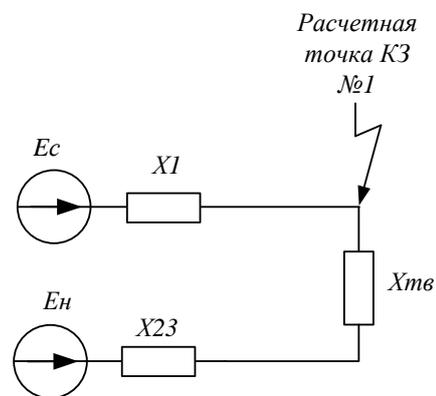


Рисунок 13 – Сворачивание схемы замещения

$$X23 = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3} \quad (60)$$

$$X23 = \frac{25,71 \cdot 122,65}{25,71 + 122,65} = 21,34 \text{ (о.е.)}$$

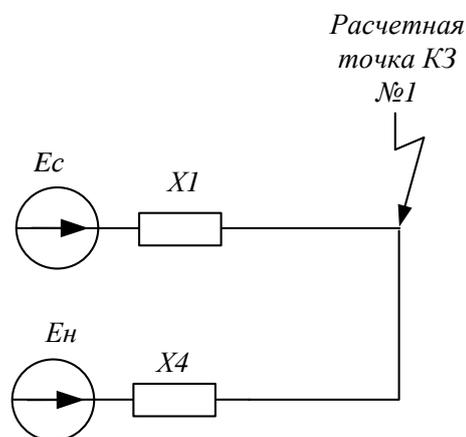


Рисунок 14 – Сворачивание схемы замещения

$$X_4 = X_{23} + X_{ТВ} \cdot 0,5 \quad (61)$$

$$X_4 = 21,34 + 6,4 \cdot 0,5 = 24,54 \text{ (о.е.)}$$

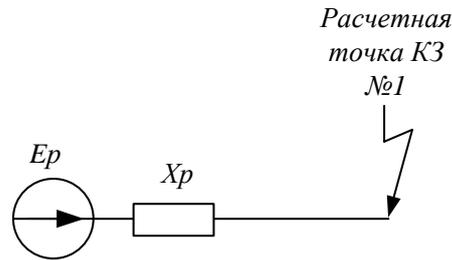


Рисунок 15 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} \quad (62)$$

$$X_p = \frac{0,85 \cdot 24,54}{0,85 + 24,54} = 0,82 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{X_1 \cdot E_H + X_4 \cdot E_C}{X_1 + X_4} \quad (63)$$

$$E_p = \frac{0,85 \cdot 0,85 + 24,54 \cdot 1}{0,85 + 24,54} = 0,96 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на шинах ВН ПС Лебединый определяется следующим образом:

$$I_{ПО} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{Б110} \quad (64)$$

$$I_{ПО} = \frac{0,96}{0,82} \cdot 5,02 = 5,89 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА):

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{T_{ОВ}}{T_a}} \quad (65)$$

T_{OB} – время отключения выключателя 110 кВ с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,5 сек.

T_a – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем 0,02).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 5,89 \cdot e^{\frac{-0,5}{0,02}} = 0,23 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА):

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (66)$$

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_y \quad (67)$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 5,89 \cdot 1,61 = 13,41 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется расчет теплового импульса от протекания токов короткого замыкания:

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{OB} + T_a)$$

T_{OB} – время отключения выключателя 110 кВ с учетом работы резервной защиты, в данном случае принимается 2,0 сек.

Для нашего случая

$$W_k = 5,89^2 \cdot (2,0 + 0,02) = 69,38 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 22.

Таблица 22 - Расчет токов КЗ на ПС Лебединый

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{по}$ (кА)	I_A (кА)	T_a	k_y	I_y (кА)	B_k (кА ² с)
№1	5,89	0,23	0,02	1,60	13,41	69,38
№2	6,12	0,89	0,03	1,73	10,65	74,91
№3	13,66	1,13	0,02	1,64	22,4	373,19

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

7.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 6 кВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 6 кВ с целью дальнейшей проверки ВЛЗ 6 кВ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания ТП. Расчет проводим в именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ВН ТП 15, протяженность ВЛЗ от источника до ТП составляет 600 м проводником типа СИП-3 1×95 и 150 м проводником типа СИП-3 1×70. Схема замещения представлена на рисунке 16

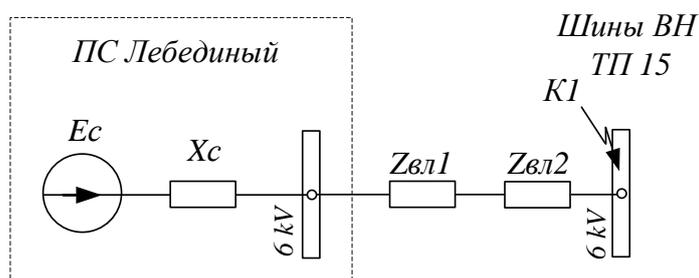


Рисунок 16 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления ВЛ:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L \quad (68)$$

$$R_{вл} = r_0 \cdot L \quad (69)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление ВЛ.

$$X_{вл} = 0,17 \cdot 0,6 + 0,17 \cdot 0,15 = 0,13 \text{ (Ом)}$$

$$R_{вл} = 0,32 \cdot 0,6 + 0,44 \cdot 0,15 = 0,26 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 10 кВ источника питания подстанции Лебединый:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (70)$$

где U_{cp} - напряжение среднего ряда.

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ подстанции Лебединый рассчитан далее.

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 13,66} = 0,27 \text{ (Ом)}$$

15 Результирующее активное сопротивление до точки КЗ на шинах ВН ТП

$$X_p = X_c + X_{вл} \quad (71)$$

$$X_p = 0,27 + 0,13 = 0,4 \text{ (Ом)}$$

$$R_p = R_{вл} = 0,26 \text{ (Ом)}$$

Определяем периодическую составляющая тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (72)$$

$$I_{по} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,26^2 + 0,4^2}} = 7,62 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (73)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{0,4}{314 \cdot 0,26} = 0,004$$

Выполняем расчет теплового импульса, при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности, принимается равным 0,6 сек:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{ОВ} + T_a) \quad (74)$$

где $T_{ОВ}$ - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 7,62^2 \cdot (0,6 + 0,004) = 34,83 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ на остальных ближайших ТП, результаты расчета сводим в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Номер фидера	$I_{по}$ (кА)	B_k (кА ² с)
5	7,62	34,83
4	4,24	10,79
3	4,89	14,35
2	4,42	11,72
1	4,05	9,84
6	3,15	5,9

Полученные данные далее будут необходимы при проверке выбранных ВЛ по термической стойкости к токам КЗ.

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/6 КВ ПС ЛЕБЕДИНЫЙ

Определяем максимальный рабочий ток РУ 110 кВ подстанции Лебединый для выключателей (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы трансформаторов)

$$I_{.м} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (75)$$

где $S_{\text{тн.ом}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{.м110} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118,4 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для выключателей 35 кВ (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{.м35} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 35} = 370,1 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 6 кВ (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{.м6} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2155,2 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для секционного выключателя 6 кВ:

$$I_{.мсек6} = \frac{I_{.м6}}{2} \quad (76)$$

$$I_{.мсек} = \frac{2155,2}{2} = 1078,1 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для отходящего присоединения 6 кВ на примере фидера №5, расчетный ток определяем из условия ремонтного режима работы (так же расчет данного значения тока указан при выборе проводников)

$$I_{\phi 5} = 280,35 \text{ (A)}$$

Для остальных присоединений ток определяется аналогично.

8.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (77)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (78)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (79)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_U \quad (80)$$

где $I_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 24:

Таблица 24 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ Q 1

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	101,25	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	5,89	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	20	5,89	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	0,23	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	69,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Таблица 25 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ Q 2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	229,83	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	5,89	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	20	5,89	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	0,23	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	69,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Таблица 26 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ Q 3

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	140,7	$I_{НОМ} \geq I_{м}$

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	5,89	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	20	5,89	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	0,23	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	69,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Таблица 27 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ Q 4

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	97,06	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	5,89	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	20	5,89	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	0,23	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	69,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Таблица 28 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ Q 5

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	73,56	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	5,89	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
$I_{ОТК}$ (кА)	20	5,89	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	0,23	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	69,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Таблица 29 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ Q 5

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	117,7	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	5,89	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	20	5,89	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	0,23	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	13,41	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	69,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

8.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка выключателя 35 кВ Q4

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	154,21	$I_{НОМ} \geq I_M$

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
$I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,65	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	7,9	0,89	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	74,91	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Таблица 31 – Выбор и проверка выключателя 35 кВ Q5

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	246,75	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,65	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	7,9	0,89	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	74,91	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Таблица 32 – Выбор и проверка выключателя 35 кВ QВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	246,75	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$

1	2	3	4
$i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,65	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	7,9	0,89	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	74,91	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

8.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ.

Первоначально проводим выбор КРУ 6 кВ, принимаем КРУ СВЭЛ с выключателями типа VF-12, рассмотрим подробно характеристики данного КРУ:

Первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 производства компании «Элтехника» (Санкт Петербург).

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 33:

Таблица 33 – Выбор и проверка вводного выключателя 6 кВ Q2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	1348,15	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	1,13	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 34 – Выбор и проверка вводного выключателя 6 кВ Q15

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	2155,2	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	1,13	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Таблица 35 – Выбор и проверка секционного выключателя 6 кВ QВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	1078,1	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	1,13	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Таблица 36 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ фидера №1

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	63,1	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
i_{AH} (кА)	13,36	1,13	$i_{AH} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 37 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ фидера №2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	63,1	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
i_{AH} (кА)	13,36	1,13	$i_{AH} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 38 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ фидера №3

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	8,91	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
i_{AH} (кА)	13,36	1,13	$i_{AH} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 39 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ фидера №4

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	280,35	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	1,13	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Таблица 40 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ фидера №5

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	280,35	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	1,13	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Таблица 41 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ фидера №6

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	11,28	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	13,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$

1	2	3	4
i_{AH} (кА)	13,36	1,13	$i_{AH} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

8.4 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двух колонковый), номинальный рабочий ток 1000 А.

Выбор проводим на примере 1QS1, 1QS2 Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 42.

Таблица 42 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ 1QS1, 1QS2

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	118,4	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	13,41	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2790,5	69,38	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Аналогично проводим расчет остальных разъединителей, принимаем РПД-110/1000 ХЛ1 для всех присоединений т.к. он проходит проверки

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ. Выбор проводим на примере 1QS1, 1QS2.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 43.

Таблица 43 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	370,1	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	74,91	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Аналогично проводим расчет остальных разъединителей, принимаем РГ-35/1000 УХЛ1 для всех присоединений т.к. он проходит проверки

8.5 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (81)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (82)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 6 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

$$r_{ПРОВ} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 6 кВ) (Ом):

$$r_{ПРОВ} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (83)$$

где $S_{\text{ПР}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1\text{А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс НЕВА СТ 411. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 42, 43, 44.

Таблица 44 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
1	2	3
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 45 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 46 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{ПР}} = 1,62 \text{ ВА}$.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62 \text{ ВА}$.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62 \text{ ВА}$.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,6} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Для примера проводим выбор трансформатора тока ТА1 110 кВ

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 150 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 47.

Таблица 47 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ}}$
$I_{\text{НОМ}}$ (А)	150	101,25	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{М}}$
$I_{\text{ПРСКВ}}$ (кА)	126	13,41	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ (кА ² с)	13872	69,38	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$
$Z_{2 \text{ НОМ}}$ (Ом)	20	2,43	$z_{2 \text{ НОМ}} \geq z_2$

Аналогично проверяются ТТ остальных присоединений, на всех принимается ТОГ-110 Ш т.к. он проходит проверки.

Для примера проводим выбор трансформатора тока ТА5 35 кВ

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 200 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 48.

Таблица 48 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	200	154,21	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	74,79	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
$Z_{2НОМ}$ (Ом)	30	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Аналогично проверяются ТТ остальных присоединений, на всех принимается ТВ-35-III т.к. он проходит проверки.

Для примера проводим выбор трансформатора тока ТА5 6 кВ ввода №2

Принимаем трансформатор тока 6 кВ ТПЛК-6-I-1 с номинальным током первичной обмотки 3000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 49.

Таблица 49 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	6	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	3000	2155,2	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	22,4	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	373,19	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
$Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Аналогично проверяются ТТ остальных присоединений, на всех принимается ТПЛК-6-I-1 т.к. он проходит проверки.

8.6 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (84)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности (В×А);

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения (В×А).

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 50.

Таблица 50 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	4	1,5
Ваттметр	Д-335	4	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	4	1
Счетчик РЭ			
Сумма			40

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблиц 51 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	400 ВА	40 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 52 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			44

Таблица 53 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 44 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 54 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	11	1
Счетчик РЭ			
Сумма			21

Принимаем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 55 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	75 ВА	21 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

8.7 Выбор гибкой ошиновки 110 кВ.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 254,5 А (согласно данным контрольного замера 2021), принимаем провод для данного напряжения такой же марки как и питающая ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 690 А.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (85)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость;

r_0 - радиус провода 0,74 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (86)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

8.8 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ.

Для РУ 35 кВ применяем провода такие же как на отходящей ВЛ АС-120/19. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Расчетный ток ВН составляет 370,1 А, при этом длительно допустимый для провода АС 120/19 составляет 390 А, следовательно шины проходят проверку

8.9 Выбор шин 6 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции Лебединый, с учетом максимального рабочего тока на стороне 6 кВ 2155,2 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100 × 8 мм (8 см²), длительно допустимы ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{373,19}}{91} = 0,21 \text{ (см}^2\text{)} \quad (87)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} \quad (88)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}} = 0,98$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 8 (см^2)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \tag{89}$$

$$J = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \tag{90}$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22400^2}{0,4} = 453,29 \text{ (Н/м)}$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \tag{91}$$

$$W = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)}$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \tag{92}$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22400^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа).

8.10 Выбор ОПН.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 56.

Таблица 56 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 57.

Таблица 57 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 58.

Таблица 58 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6 УХЛ1. Сравнение параметров приведено в таблице 59.

Таблица 59 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	4,32	3,97	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

9 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 6 КВ

9.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению:

$$S_T \leq S_{факт} \quad (93)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \cdot 1000 \quad (94)$$

где B_k - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

c - температурный коэффициент для проводников СИП.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ Лебединый – шины ВН ТП 15 (минимальное сечение составляет 70 мм²):

$$S_T = \frac{\sqrt{34,83}}{95} = 62,1 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{факт} \quad (95)$$

$$62,1 \leq 70$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Далее проводим проверку остальных участков, результаты сводим в таблицу 60

Таблица 60 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Участок	B_k (кА ² с)	S_T (мм ²)	$S_{факт}$ (мм ²)
1	2	3	4
Лебединый - ТП 15	34,83	62,12	70
Лебединый -ТП 3	37,35	64,33	70

1	2	3	4
Лебединый - ТП 2	5,15	22,89	25
Лебединый - ТП 14	5,88	24,52	25
Лебединый - ТП 12	5,16	22,91	25
Лебединый - ТП 3тп	4,99	22,51	25
Лебединый - ТП 17	5,9	23,99	25

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по портере напряжения

9.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (96)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ПС Лебединый – ТП 8, определяем потерю напряжения на каждом из участков (токи и мощности ветвей определены ранее):

Потеря напряжения в участке ПС Лебединый – ТП 14:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 8,91 \cdot 1,36 \cdot (1,2 \cdot 0,96 + 0,17 \cdot 0,27) \cdot \frac{100}{6300} = 0,39 (\%)$$

Потеря напряжения в участке ТП 14-ТП 16:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot 7,27 \cdot 1,17 \cdot (1,2 \cdot 0,96 + 0,17 \cdot 0,26) \cdot \frac{100}{6300} = 0,28 (\%)$$

Потеря напряжения в участке ТП 16- ТП 8:

$$\Delta U_3 = \sqrt{3} \cdot 2,5 \cdot 2,21 \cdot (1,2 \cdot 0,97 + 0,17 \cdot 0,23) \cdot \frac{100}{6300} = 0,18 (\%)$$

Определяем суммарную потерю напряжения для данного фидера:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 \quad (97)$$

$$\Delta U_{\Sigma} = 0,39 + 0,28 + 0,18 = 0,85 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме работы на самой удалённой ТП не должна превышать 5%, в данном случае условие выполняется следовательно расчет окончен, для остальных фидеров проводим так же расчет результаты сводим в таблицу 61

Таблица 61 – Расчет потерь напряжения

Фидер	ΔU (%)
1	1,12
3	0,85
5	3,25
2	1,02
4	2,88
6	0,5

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

10 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

На ПС Лебединый в качестве устройств защиты силовых трехобмоточных трансформаторов применяются следующие типы:

- 1) Дифференциальная защита
- 2) Максимальная токовая защита
- 3) Защита от перегрузки

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТДТН 16000/110/35/6 Лебединый

10.1 Дифференциальная защита.

В качестве терминала применим микропроцессорный Шкаф защит трансформатора ШЭ2607 ЭКРА

Выбираем коэффициенты трансформации [12]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (98)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПП} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (99)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (100)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (101)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{PEГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{BЫP}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (102)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (103)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (104)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3).

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{PEГ} + \Delta f_{BЫP} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{PEГ} + \Delta f_{BЫP}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 62:

Таблица 62 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
K_{TI}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{TI} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (105)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

10.2 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (106)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

$I_{ВНН}$ – номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора;

$$I_{CЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,4 = 105,25 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{105,25}{(150/5)} = 3,51 \text{ (А)} \quad (107)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

10.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (108)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{САМ}$ – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 80,4 = 180,9 \text{ (А)} \quad (109)$$

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{11,81 \cdot 10^3 \cdot (6,3/115)}{180,9} = 2,59 \quad (110)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{180,9}{(150/5)} = 6,03 \text{ (А)}$$

10.4 Газовая защита.

На силовых трансформаторах ПС Лебединый установлены газовые реле «Бухгольца». Реле устанавливается между основным и расширительным баком и реагирует на такие нарушения, как газообразование, потери и усиление потока жидкого диэлектрика.

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЛЕБЕДИНЫЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС Лебединый с последующим расчетом эксплуатационных издержек, в расчет принимается замена распределительных устройств и постоянная часть при реконструкции ПС.

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС Лебединый:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч6} \cdot K_{яч6}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (111)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч110}$ - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$ - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч6}$ - количество ячеек выключателей 6 кВ

$K_{яч6}$ - стоимость одной ячейки выключателя 6 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (6 \cdot 6,58 + 6 \cdot 1,88 + 10 \cdot 0,15) \cdot 4,8 \cdot 1,3 = 326,1 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (112)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 19,74 \cdot 4,8 \cdot 1,3 = 123,18 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Лебединый:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{пост} = 326,1 + 123,18 = 449,28 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (113)$$

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (114)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 449,28 \cdot \frac{1}{20} = 22,46 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (115)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС):

$$I_{ЭКС} = 449,28 \cdot 0,059 = 26,51 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет экономических показателей дал следующие результаты: необходимые капиталовложения в модернизацию ПС Лебединый в частности замену распределительных устройств составили 449,28 млн. руб., при этом отчисления на амортизацию в год составят 22,46 млн. руб. на ремонт и эксплуатацию 26,51 млн.руб.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

В данном разделе рассмотрим организационные и технические мероприятия при выполнении работ электроустановках

Рассмотрим подробно перевод с одного рабочего места на другое при этом следует отметить что в электроустановках выше 1000 Вольт эту процедуру должен выполнять допускающий также следует отметить что ответственный руководитель работ либо производитель также вправе выполнить эту операцию по переводу рабочего места в том случае если в наряде указано это в строке отдельные указания также следует отметить что перевод на другое место оформляется в наряде.

Рассмотрим подробно оформление перерывов в работе и повторный допуск к работе. При каком-либо перерыве в работе например на обеденное время соответственно все члены бригады удаляются с рабочего места все замки на распределительных устройствах на дверях закрываются на замок соответственно и все двери должны быть заперты при этом наряд-допуска остаётся у производителя также члены бригады не имеют никакого права возвращаться на рабочее место без производителя тем более начинать работу без него поэтому После выполнения перерыва в работе соответственно производитель работ возвращаться на рабочее место в составе бригады и заново инструктирует всех по безопасному выполнению работ так работе должны в обязательном порядке отмечаться в наряде-допуске.

Также при необходимости перерыва в наряде по условиям окончания рабочего времени соответственно также бригада вся удаляется с рабочего места безопасности и заземления ограждения и так далее не снимаются с рабочего места но отличительной особенностью данного перерыва в работе является то что наряд должен быть сдан допускающим на время отсутствия производителя работ соответственно производитель работы должен оставить наряд в соответствующей папке у дежурного электромонтёра которые у себя в

оперативном журнале соответственно отмечаю том что наряд прикрыт и работа на сегодня закончена

При последующем допуске на следующий день производитель работ и ответственный руководитель работ могут сами самостоятельно допустить бригады к работе при условии что это оговорено в отдельных указаниях наряда при этом в нормальном случае это должен выполнять допускающий. При повторном допуске по Наряду с ответственным производителем работ наблюдающий ответственный руководитель работ в обязательном порядке должны проверить целостность всех оставленных плакатов ограждение флажков переносных заземлений и других мероприятий которые обеспечивают безопасность бригаде при выполнении работ в электроустановках. Допуски в последующие дни все отпуская должны оформляться в соответствии в 2 экземплярах наряда если соответственно Он выдавался в двух экземплярах за подписью допускающего производителя работ.

Рассмотрим подробно окончание работы и закрытие наряда либо распоряжения. В случае если вся работа закончена и все намеченные мероприятия выполнены соответственно производитель работ обязан удалить бригаду с рабочего места а также он должен снять все заземления которые были установлены данные бригады при выполнении безопасного выполнения работ соответственно все должны быть сняты и плакаты безопасности которые также устанавливали с бригадой и соответственно должны быть сняты все ограждения которые также устанавливаются бригадой после чего ответственный руководитель работ должен проверить рабочее место на предмет наличия каких-либо Замечаний и оформить в наряде полное Окончание работ. Обязательным условием окончания работы является то что производитель на работу наблюдающий должен сообщить о том что работа закончена и оперативному персоналу либо оперативно-ремонтному персоналу который должен владеть информацией о том что электроустановку можно включать в работу.

Допускается оставлять наряд закрытые в специально отведённом месте например в комнате дежурных электромонтёров в другом случае допускается передавать наряд непосредственно допускающим которые выполняют подготовку рабочего места при этом следует отметить что если передача наряда допускающего при окончании работ Нет не может быть осуществлена поэтому с разрешения допускающего либо числа оперативного персонала наряд остаётся у производителя работ либо наблюдающего при этом включение электроустановки соответственно может быть допущена так как наряд является закрытым.

Допускающий после полного окончания работ должен проверить заполнения наряда о том что он действительно закрыт и соответственно сообщить об этом вышестоящему оперативному персоналу о том что работы закончены и электроустановка может быть включена в работу при необходимости также следует отметить что оперативный персонал обязан после окончания работы осмотреть рабочее место и проверить о том что она действительно готова к работе соответственно у данной операции должна быть запись в оперативном журнале и в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

Рассмотрим подробно о безопасные методы работы после окончания работы в электроустановках и включению их в работу. Как указывалось ранее если оперативный персонал получил разрешение от вышестоящего оперативного персонала на включение электроустановки соответственно после закрытия наряда и окончании работа он должен в первую очередь осмотреть рабочее место и проверить отсутствие различных инструментов либо приспособления которые бы могли привести к различного рода внештатным ситуациям например металлический инструмент гаечные ключи напильники на электроустановках представляет собой большую опасность с точки зрения включения её в работу поэтому он обязательном порядке проверяет чистоту на рабочем месте и отсутствие посторонних предметов также он должен снять ограждения либо переносные плакаты также отключают заземляющие ножи снимать заземления и

готовит электроустановку включение в работу при этом он также должен восстановить постоянное ограждение которое имеет место на данной электроустановке.

Оперативному персоналу также может быть дано право включать электроустановки без получения соответствующего распоряжения от вышестоящего оперативного персонала тем не менее в нормальном случае он должен сообщить вышестоящим оперативному персоналу о том что электроустановка осмотрена Замечаний нет и она может быть включена в работу без каких-либо нюансов.

Право включения самостоятельного электроустановки в работу должно быть указано указание наряда-допуска который был Выдан в бригаде при выполнении работы в данной электроустановке однако такое право может быть да но только в том случае если на работу в данный электроустановки больше никому наряд не выдавался.

При аварийных ситуациях оперативный персонал может самостоятельно осмотреть рабочее место даже в том случае если наряд вне закрытом со слов производительной работы Если электроустановка готова включение работы соответственно оперативный персонал рассматривает рабочее место убирают соответственно плакаты и знаки безопасности ограждения снимать заземляющие устройства установка включения в работу при этом данные манипуляции допускается выполнять только при аварийных ситуациях так как в нормальном режиме работы производитель работ должен закрыть наряд.

Дополнительно следует отметить что для того чтобы возвращающиеся из перерыва производитель и члены бригады не попали под напряжение соответственно должны быть расставлены специальные работники которые будут следить чтобы в электроустановку никто не попал с точки зрения электробезопасности. Включение электроустановки в работу допуск бригады к работе и работа на ней в том числе возобновление работ соответственно не допускается.

При выполнении в действующих электроустановках каких-либо работ перед этим должны быть выполнены все технические мероприятия которые соответствуют правилам охране труда при работе в действующих электроустановках. Каким техническим мероприятиям следует отнести необходимые отключения электроустановок также пример препятствующих подачи напряжения также к техническим мероприятиям относятся и вывешивание запрещающих плакатов проверка отсутствия напряжения и установка заземления и вывешивание соответственно указательных плакаты заземлено на всех приводах коммутационных аппаратов под действием которых может быть подано напряжение на рабочее место.

Отключение ми должен заниматься специально обученный оперативную либо оперативно-ремонтный персонал который находится на смене отключение могут выполняться как в единичные Операции так ей при производстве оперативных переключений следует отметить что при единичном переключениях данные отключения электроустановки может выполнять единоличный персонал с группой 3 по электробезопасности в электроустановках до 1000 Вольт при этом в электроустановках выше 1000в данные отключение должен выполнять персонал с группой по электробезопасности 4.

Все переключения должны выполняться по команде вышестоящего оперативного персонала при этом самовольное отключение коммутационных аппаратов строго-настрога запрещается так как это может привести к возникновению чрезвычайной ситуации выполнение единичные операции соответственно оперативный персонал должен получить эту команду от вышестоящего оперативного персонала и подтвердить её повторением всех операций которые ему были выданы также эти все операции должны быть записаны на черновики повторение в точности так же как и были сообщены Ему после чего вышестоящего оперативного персонала подтверждает данные операции и оперативного персонала который получил команды соответственно должен приступить к их выполнению незамедлительно.

После того как оперативный персонал получил команду на отключение коммутационного аппарата он должен выписать на себя ключи от распределительных устройств предусматривается выполнение данных операций соответственно получить специальные средства защиты глаз рук ног и так далее и последовательно то место где ему предстоит выполнять оперативные переключения.

На место переключения он должен по факту определить Тот ли это коммутационный аппарат который он должен отключить либо разобрать его электросхему также он должен убедиться по схеме электрических соединений что присоединения соответствует тому которое было указано в распоряжении на отключение и только после этого применяются средства индивидуальной защиты он должен приступить к отключению коммутационного аппарата и разборки его электрической схемы.

Перед началом оперативных переключений в обязательном порядке должна быть перемена средства индивидуальной защиты в частности при выполнении работ на коммутационных аппаратах выше 1.000 Вольт соответственно должны применяться диэлектрические перчатки которые перед началом оперативных переключений проверяется на наличие каких-либо внешних повреждений а также они должны быть наполнены воздухом и проверены на герметичность и 3 проверка Это проверка срока годности по печати которая стоит на диэлектрических перчатках.

Если во время выполнения каких-либо переключения необходимо пользоваться электрическими штангами Или какими-либо другими инструментами с изолирующими частями в обязательном порядке должна проверить на быть их целостность а также срок годности и отсутствии каких-либо внешних повреждений также следует отметить то что во время оперативных переключений в обязательном порядке должны применяться средства защиты лица глаз также должны использоваться термостойкие костюмы от действия электрической дуги В некоторых случаях при необходимости могут использовать и диэлектрические боты.

Перед началом выполнения оперативных переключений и подключению коммутационного аппарата должно быть проверено соответствие данного аппарата и того аппарата который был указан в распоряжение на отключение и после чего предварительно проверяется его состояние и готовность к разборке схема перед этим отключаются управляющей цепи после чего проверяется отключенного положения коммутационного аппарата либо он отключается вручную и только после того как оперативный персонал убедился что коммутационный аппарат отключен соответственно может приступить к разборке электрической схемы то есть разъединение выключателя от его главных силовых цепей.

С различными коммутационными аппаратами допускается выполнять при определённых условиях например выключатель может отключать как ток нагрузки так и токи короткого замыкания для него ограничений по току нагрузки не существует Однако при манипуляциях с разъединителями они не допускают отключения номинальных токов нагрузки Поэтому в обязательном порядке должно быть определено что в цепи разъединителя выключателя отключены ток соответственно в данной цепи отсутствует после того как оперативный персонал убедился что только ток отсутствует соответственно с применением средств защиты он может отключить данные разъединитель при этом следует отметить что если разъединитель имеется исполнении выше 1.000 Вольт соответственно должна предварительно быть определено состояние опорно стержневой изоляции иначе при отключении разъединителя с повреждённой изоляции возможно его сильное повреждение и падение колонок изоляторов непосредственно на оперативный персонал который будет выполнять данные переключения.

Также существует коммутационные аппараты которые можно включать и под нагрузкой и напряжение в частности это предохранителя в цепях вторичных трансформаторов напряжения Так как там очень небольшие токи поэтому отключение их под нагрузкой по напряжением допускается без каких-либо ограничений но тем не менее должны использоваться также средства защиты

глаз и лица от действия искр и другие при этом также должны использоваться и специальные электрические инструменты для вытаскивания предохранителей. Рассмотрим подробно дальнейшие мероприятия После выполнения отключений в частности после данной процедуры должны быть вывешены все специальные плакаты на тех коммутационных аппаратах которые не могут быть включены по условиям выполнения работ в электроустановках в частности на приводах выключателей разъединителей на должны быть вывешены плакаты не включать работают люди.

Как однополюсный разъединитель такси трёхполюсной разъединители если имеет место быть Наличие трёх полюсного разъединителя то соответственно у него плакат вывешивается на одном-единственном приводе если это разъединители имеет исполнение однополюсной этого на каждом полюсе разъединителя на его приводе должен вешиваться плакат Не включать работают люди.

Плакаты вывешиваются не только на приводах коммутационных аппаратов но также и на ключах дистанционного управления например на ключах управления высоковольтными выключателями на ключах управления разъединителями имеющими дистанционный привод и так далее.

Рассмотрим подробно проверка отсутствия напряжения при выполнении работ в действующих электроустановках.

Учитывая то что все члены бригады которые будут задействованы в работа в действующих электроустановках могут прикасаться к токоведущим частям соответственно сети токоведущие части должны быть заземлены по условиям выполнения безопасного вида работ соответственно все только ведущих частей которые могут оказаться под напряжением должны быть в обязательном порядке заземлены для этого перед заземлением должна проверяться отсутствие напряжения на всех токоведущих частях либо на всех фазах электроустановки где непосредственно будут выполняться работы.

Перед началом проверки отсутствия напряжения оперативный персонал также должен использовать все средства индивидуальной защиты включая

забрала включая диэлектрические перчатки а также указатель напряжения которые должен быть в обязательном порядке проверено исправность на токоведущих частях которых заведомо находятся под напряжением при этом следует отметить что указатель напряжения перетворити на проверяются на механические повреждения на срок его годности на срок его испытания на внешний вид на отсутствие каких-либо загрязняющих средств на поверхности данного устройства в том случае если указатель напряжения полностью готов исправен Следовательно можно приступить к проверке отсутствия напряжения при этом оперативного персонала предварительно проверяется отсутствие напряжения на всех токоведущих частях только после того как он проверит исправность указателя напряжения на тех только ведущих частях которые заведомо находится напряжение под напряжением указатель из после после этого отсутствие напряжения непосредственно машинах и только ведущих частей должны быть заземлены должны быть заземлены для защиты людей от током.

В электроустановках 35 кВ обязательным условием обязательным условием является использование который оперативный персонал о том что отсутствует в отсутствует в виде звукового либо света в электроустановках 35 кВ и выше и выше допускается проверять диэлектрическая штангой признаком отсутствия напряжения является отсутствие искрения диэлектрической штанги при частям.

Следует отметить что проверка отсутствия напряжения может специального инструмента специального инструмента без указателей напряжения электрические штанги выполняется проверка отсутствия напряжения на распределительных устройствах либо на передача при этом такая проверка схемы в натуре.

При использовании двухполюсного указатель соответственно напряжение должно выполняться не только между также ей между также и между всеми сочетаниями таким образом чтобы таким образом чтобы было полностью проверено на всех на всех токоведущих частях. Следует отметить следует

отметить что использование спится лампа для лампа для при проверке отсутствия напряжения так как это так как это не безопасно охрана труда охрана труда.

При проверке отсутствия напряжения можно пользоваться сигнализаторами либо какими-то другими устройствами, отсутствие напряжения отсутствие напряжения тем не менее они не являются основными средствами которые доказывают вам отсутствие напряжение а тока могут подтверждать напряжение и на их основании нельзя делать заключение о том что напряжения на электро установки отсутствует.

12.2 Экологичность

Расчет маслоприемника ПС Лебединый

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [21]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (116)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 3,6 тонны.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{14,5}{0,88} = 16,48 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [21]:

$$S_{мн} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (117)$$

где A , B – длинна и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника/

$$S_{мн} = (6,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,4 + 2 \cdot 1,5) = 69,56 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [21]:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (118)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\delta n} = (6,4 + 4,4) \cdot 2 \cdot 5,2 = 112,32 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [21]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (119)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (69,56 + 112,32) \cdot 10^{-3} = 65,48 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [21]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (120)$$

$$V_{mmH_2O} = 16,48 + 0,8 \cdot 65,48 = 68,86 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O} [21]:

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (121)$$

$$H_{mn} = \frac{68,86}{69,56} = 0,99 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная глубина маслоприемника [11]:

$$H_{nmp} = H_{mp} + H_{en} + H_z \quad (122)$$

$$H_{nmp} = 0,99 + 0,05 + 0,25 = 1,29 \text{ (м)}$$

12.3 Чрезвычайные ситуации

Данный раздел посвящён различным ситуациям в том числе и не штатным которые могут возникать при эксплуатации электроустановок ситуация могут относиться различные отключение оборудования различные короткие замыкания на различном оборудовании а также различные метеоусловия которые могут повлечь за собой возникновение чрезвычайной ситуации на каждую ситуацию по отдельности.

Отключение оборудования является нештатная ситуация и поэтому в данной ситуации оперативный персонал должен в скором времени принимать все возможные усилия для обратного включения в работу данного электрооборудования при этом Необходимо определить причину его заключения Так как при определение включать электроустановку в работу запрещено должен быть выявлен какой-либо дефект либо какая-то иная причина после чего проведён анализ данных и соответственно электроустановка должна быть включена в работу либо выведена в ремонт.

Короткие замыкания часто возникают в электроустановках однако при их возникновении необходимо оперативному персоналу действовать по инструкции по ликвидации аварийных ситуаций поэтому при отключении оборудования вследствие короткого замыкания необходимо его осмотреть на предмет значительных повреждений либо отдала электроустановка может быть

включена в работу посредством небольших ремонтных работ в порядке текущей эксплуатации.

Условия также могут влиять на работу электроустановок так сильный ветер может привести к возникновению коротких замыканий что приведёт к соответственно к отключению электрооборудования Поэтому при различных метеоусловиях оперативный персонал должен знать как действовать в той или иной ситуации при этом он должен пользоваться специально разработанной для этого инструкции по действию в различных нештатных либо чрезвычайных ситуациях

13 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ ЛЕБЕДИНЫЙ

13.1 Автоматика ввода резерва

Автоматика ввода резерва применяется на стороне низкого напряжения подстанции при этом оно предназначено для ввода резервного источника питания в системе электроснабжения при отсутствии рабочего источника питания.

Например при отсутствии напряжения со стороны рабочего ввода на какой-либо секции шин 6 кв происходит включение секционного выключателя при этом происходит подача напряжения на секцию резервного источника питания. Таким образом в минимально короткие сроки времени которые ограничиваются только скоростью включения выключателя происходит перевод питания с одного источника на другой.

Данная автоматика положительно влияет на Надёжность электроснабжения всех потребителей которые подключены к шинам низкого напряжения рассматриваемой подстанции.

Работа автоматики основана на контроле напряжения на секции при отсутствии напряжения и при условии что рабочий ввод отключен происходит включение секционного выключателя.

13.2 Автоматическая частотная разгрузка

В системе электроснабжения всегда должен соблюдаться баланс мощности поэтому при недостаточной мощности и большой нагрузке происходит снижение частоты в системе электроснабжения, для борьбы с данным эффектом предназначена автоматическая частотная разгрузка.

Данная автоматика работает по принципу определения частоты в системе электроснабжения при этом при значительных проседаниях частоты происходит отключение части потребителей которые имеют минимальную надёжность электроснабжения.

Если происходит дальнейшее снижение частоты и соответственно происходит и дальнейшее отключение потребителей электрической энергии при

этом данная процедура происходит не только на одной подстанции она происходит на всех подстанциях тем самым снижая мощность нагрузки и позволяя генератором на электростанциях выйти на номинальные обороты и соответственно выдержать и номинальную частоту с допустимыми отклонениями.

Автоматика положительно влияет на работу всех электростанций а также всех электроприемников, после того как частота в системе электроснабжения стабилизируется может производиться обратное включение всех электроприемников которые были отключены.

13.3 Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное включение является специальная автоматика которая предназначена для сохранения электроснабжения потребителей при этом следует отметить что данное устройство работает на воздушных линиях электропередачи и предназначена для повторного включения после отключения при коротком замыкании на землю.

Принцип работы автоматики очень просто при возникновении короткого замыкания на землю воздушная линия электропередачи отключается И через некоторое время диэлектрическая изоляция воздушного промежутка где произошло попопробуй может восстановиться поэтому автоматика повторного падают импульсом включения коммутационного аппарата Однако бывают ситуации когда короткое замыкание не устроилась и в таком случае коммутационные аппараты вновь отключается. Автоматика очень хорошо влияет на Надёжность электроснабжения потребителей так как в большинстве случаев короткие замыкания самого устраняется это может происходить в связи с обрывами проводов либо схватывания проводов и после этого питания потребителя Может подаваться вновь данной автоматика в большинстве своём случаев отрабатывается положительным результатом и поэтому все потребители которые были отключены вновь включаются в работу.

Данная автоматика основана на наборе релейной защиты и других устройств которые определяют коммутационного аппарата также следует отметить что выделяется определённый промежуток времени для того чтобы коммутационный аппарат смог отработать также вычисляется определённое время на создание короткого замыкания и после этого данные о времени работы коммутационных аппаратов вносятся в защиты после чего она попробую ться.

Данная автоматика может применяться не только на воздушных линиях очень высокого напряжения но также и в распределительных сетях 6 кв и 10 кв например в данной работе на всех воздушных линиях электропередач применяется данный автоматика так как распределительные сети являются очень протяжёнными и вероятность возникновения короткого замыкания велико при этом потерять потребителей не является возможным.

Следовательно применение данной автоматики на участках воздушных линий электропередач рассматриваемого района приносит положительный эффект и позволяет не отключать потребителей значительное время даже и при возникновении коротких замыканий на воздушных линиях электропередач

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР была представлена характеристика поселка Лебединый и системы электроснабжения с центром питания одноименной ПС Лебединый 110/35/6 кВ. В результате проведенного анализа существующей системы электроснабжения было принято решение схему не менять а выполнить замену изношенного оборудования на более современное. Так же в данной работе был проведен анализ состояния оборудования и схемы распределительных устройств центра питания - подстанции Лебединый, принято решение выполнить модернизацию распределительного устройства высокого, среднего и низкого напряжения, рассчитать и выбрать современное коммутационное, измерительное и иное оборудование. Рассмотрены различные дополнительные вопросы связанные с экономическими аспектами при реконструкции а так же с безопасностью труда при реализации намеченной деятельности

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2006. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2006.

17 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

18 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

19 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2010.

20 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

21 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90

22 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Экспликация зданий

Наименование потребителя	Номер на плане	Количество
1	2	3
улица Октябрьская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	1-8, 11-16, 19-24,26-32,34-51, 54-71,73, 75,76,78-81,215-217	60
Магазин	9,10,52,53,72	5
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	17,18,25,74,33	5
Пожарная часть	77	1
улица Лебединая		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	82-92, 109-114	17
Магазин	117	1
улица Орочонская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	93-114,116-128	35
Котельная	115	1
Гаражные массивы	129-137	40
улица Разрезная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	138-161	24
улица Школьная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	162-182, 184,185,187-190	26
Административное здание	183,186	2
Улица Золотая		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	191-213	95
Административное здание	214	1
Улица Пролетарская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	219-229	11
Улица Набережная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	226-246	28
Административное здание	136	1
Улица Гагарина		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	247-256, 292-296,300-308,310,311,318-323,325,326,370-374	37
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	291,297,298,299,317,324	6
Школа	309	1
Магазин	375	1
Улица Орджоникидзе		

4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	256-259,263,269-273,276	11
Улица Майская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	264-268, 274-275, 277-290	21
Детский сад	289	1
Административное здание	369	1
Улица Северная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	224,225	2
Улица Карла Маркса		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	312,313,315,316	4
Улица Нагорная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	311,327-332,334	8
Диспансер	33	1
Улица Лебединая		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	341-370	30
Наименование потребителя	Номер на плане	Количество
1	2	3
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	1-8, 11-16, 19-24,26-32,34-51, 54-71,73, 75,76,78-81,215-217	60
Магазин	9,10,52,53,72	5
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	17,18,25,74,33	5
Пожарная часть	77	1
улица Орочонская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	82-92, 109-114	17
Магазин	117	1
улица Разрезная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	93-114,116-128	35
Котельная	115	1
Гаражные массивы	129-137	40
улица Школьная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	138-161	24
Улица Золотая		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	162-182, 184,185,187-190	26
Административное здание	183,186	2
Улица Золотая		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	191-213	95
Административное здание	214	1

Улица Пролетарская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	219-229	11
Улица Набережная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	226-246	28
Административное здание	136	1
Улица Гагарина		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	247-256, 292-296,300-308,310,311,318-323,325,326,370-374	37
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	291,297,298,299,317,324	6
Школа	309	1
Магазин	375	1
Улица Орджоникидзе		
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	256-259,263,269-273,276	11
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	264-268, 274-275, 277-290	21
Детский сад	289	1
Административное здание	369	1
	2	3
Улица Майская		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	224,225	2
Улица Северная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	312,313,315,316	4
Улица Карла Маркса		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	311,327-332,334	8
Диспансер	33	1
Улица Нагорная		
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт с гаражом	341-370	30

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Расчетная мощность нагрузки ТП

Номер фидера	$P_{P\Sigma}$ (кВт)	$Q_{P\Sigma}$ (квар)	$S_{P\Sigma}$ (кВА)
ТП 1			
1	117,5	23,5	119,83
2	162,50	57,25	172,29
3	150	112,5	187,5
ТП 2			
1	141,5	28,22	143,79
2	198,23	39,61	201,92
	178,24	39,62	182,59
ТП 3			
1	231,48	49,81	236,78
2	256,7	77,79	268,23
3	207,3	42,56	211,62
4	48,8	10,56	49,93
ТП 3ТП			
1	153,65	32,56	157,06
2	145,26	45,26	152,15
	154,66	71,26	170,29
ТП 4			
1	155,65	31,13	158,73
2	202,56	40,51	206,57
3	88,95	17,79	90,71
4	50,26	10,05	51,26
ТП 5			
1	129,75	38,325	135,29
2	119,78	32,36	130,29
3	75,13	56,25	93,75
4	150,24	112,5	187,5
ТП 8			
1	24,941	5,06	25,45
ТП 9			
1	83,85	16,77	85,51
2	95,65	21,56	98,05
ТП 11			
1	148,5	29,7	186,75
	139,5	27,16	183,28
2	155,11	116,25	193,75
	36,01	7,20	36,71
ТП 12			

1	80,12	16,024	81,71
2	75,45	30,18	81,26
3	125,26	37,578	130,78
4	64,29	12,858	65,56
ТII 14			
1	23,76	5,95	24,50
ТII 15			
1	216,4	162,05	270,35
2	216,4	162,05	270,35
ТII 16			
1	54,88	13,75	56,58

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Выбор проводников 0,4 кВ

Номер фидера	Расчетный ток (А)	Сечение принятого проводника	Длительный ток (А)
ТП 1			
1	173,16	3×50+1×35	195
2	248,97	3×95+1×70	300
3	270,95	3×95+1×70	300
ТП 2			
1	207,79	3×70+1×50	240
2	291,79	3×95+1×70	300
3	263,86	3×95+1×70	300
ТП 3			
1	331,76	3×120+1×95	340
2	387,62	3×150+1×120	390
3	305,81	3×120+1×95	340
4	72,15	3×25+1×25	130
ТП 3ТП			
1	226,97	3×70+1×50	240
2	219,87	3×70+1×50	240
	246,08	3×95+1×70	300
ТП 4			
1	229,38	3×70+1×50	240
2	298,51	3×95+1×70	300
3	131,08	3×35+1×25	160
4	74,08	3×25+1×25	130
ТП 5			
1	195,51	3×70+1×50	240
2	188,28	3×50+1×35	195
3	135,48	3×35+1×25	160
4	270,95	3×95+1×70	300
ТП 8			
1	36,78		
ТП 9			
1	123,57	3×25+1×25	130
2	141,69	3×35+1×25	160
ТП 11			
1	269,87	3×95+1×70	300
	264,86	3×95+1×70	300
2	279,99	3×95+1×70	300
	53,05	3×25+1×25	130
ТП 12			

1	118,08	$3 \times 25 + 1 \times 25$	130
2	117,43	$3 \times 25 + 1 \times 25$	130
3	188,99	$3 \times 50 + 1 \times 35$	195
4	94,74	$3 \times 25 + 1 \times 25$	130
ТII 14			
1	35,40	$3 \times 25 + 1 \times 25$	130
ТII 15			
1	389,68	$3 \times 150 + 1 \times 120$	390
2	389,68	$3 \times 150 + 1 \times 120$	390
ТII 16			
1	81,76	$3 \times 25 + 1 \times 25$	130

ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Компенсация реактивной мощности

Номер ТП	$Q_{НТП}$ (квар)	Q_K (квар)	Q_{K1} (квар)	$Q_{НОМ}$ (квар)	$Q_{НЕСК}$ (квар)
1	173,93	38,48	Не требуется		
2	96,71	-66,45	Не требуется		
3	162,64	-71,81	Не требуется		
3ТП	134,17	-8,70	Не требуется		
4	89,53	-67,16	Не требуется		
5	215,49	65,90	32,94	2×50	115,49
8	5,06	-3,67	Не требуется		
9	34,50	-22,04	Не требуется		
11	162,28	11,36	Не требуется		
12	86,98	-21,73	Не требуется		
14	5,95	-2,37	Не требуется		
15	324,10	172,62	86,31	2×100	124,1
16	13,75	-5,46	Не требуется		
Новая ТП 17	23,68	-15,66	Не требуется		

Номер ТП	$Q_{НТП}$ (квар)	Q_K (квар)	Q_{K1} (квар)	$Q_{НОМ}$ (квар)	$Q_{НЕСК}$ (квар)
1	173,93	38,48	Не требуется		
2	96,71	-66,45	Не требуется		
3	162,64	-71,81	Не требуется		
3ТП	134,17	-8,70	Не требуется		
4	89,53	-67,16	Не требуется		
5	215,49	65,90	32,94	2×50	115,49
8	5,06	-3,67	Не требуется		
9	34,50	-22,04	Не требуется		
11	162,28	11,36	Не требуется		
12	86,98	-21,73	Не требуется		
14	5,95	-2,37	Не требуется		
15	324,10	172,62	86,31	2×100	124,1
16	13,75	-5,46	Не требуется		
Новая ТП 17	23,68	-15,66	Не требуется		

ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Расчет нагрузок НН ТП

Номер ТП	$P_{ТП}$ (кВт)	$Q_{ТП}$ (квар)	$S_{ТП}$ (кВА)
1	387,00	173,93	431,66
2	466,17	96,71	475,47
3	669,85	162,64	689,9
3ТП	408,21	134,17	431,55
4	447,68	89,53	456,54
5	427,41	215,49	492,15
8	24,94	5,06	25,45
9	161,55	34,50	165,20
11	431,21	162,28	540,44
12	310,61	86,98	323,38
14	23,76	5,95	24,50
15	432,80	324,10	540,70
16	54,88	13,75	56,58

ПРИЛОЖЕНИЕ Е – Определение расчетных мощностей 6 кВ ТП

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{ВНТП}$ (кВт)	$Q_{ВНТП}$ (квар)	$S_{ВНТП}$ (кВА)
1	4,57	20,04	20,55	391,57	193,97	452,21
2	5,03	22,06	22,63	471,20	118,77	498,10
3	7,30	32,01	32,83	677,15	194,65	722,73
3ТП	4,57	20,02	20,54	412,78	154,19	452,09
4	4,83	21,18	21,73	452,51	110,71	478,27
5	4,69	20,54	21,07	432,10	136,03	463,81
8	0,27	1,18	1,21	25,21	6,24	26,66
9	1,75	7,66	7,86	163,30	42,16	173,05
11	4,88	21,38	21,93	436,09	183,66	482,66
12	3,41	14,97	15,35	314,02	101,95	337,91
14	0,26	1,14	1,17	24,02	7,09	25,66
15	4,77	20,89	21,43	437,57	144,99	471,67
16	0,60	2,63	2,69	55,48	16,38	59,27
Всего				4293,00	1410,80	4644,10

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{ВНТП}$ (кВт)	$Q_{ВНТП}$ (квар)	$S_{ВНТП}$ (кВА)
1	4,57	20,04	20,55	391,57	193,97	452,21
2	5,03	22,06	22,63	471,20	118,77	498,10
3	7,30	32,01	32,83	677,15	194,65	722,73
3ТП	4,57	20,02	20,54	412,78	154,19	452,09
4	4,83	21,18	21,73	452,51	110,71	478,27
5	4,69	20,54	21,07	432,10	136,03	463,81
8	0,27	1,18	1,21	25,21	6,24	26,66
9	1,75	7,66	7,86	163,30	42,16	173,05
11	4,88	21,38	21,93	436,09	183,66	482,66
12	3,41	14,97	15,35	314,02	101,95	337,91
14	0,26	1,14	1,17	24,02	7,09	25,66
15	4,77	20,89	21,43	437,57	144,99	471,67
16	0,60	2,63	2,69	55,48	16,38	59,27
17	1,24	5,46	5,60	113,64	29,14	117,32
Всего				4406,64	1439,94	4761,42

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – Выбор трансформаторов

Номер ТП	N (шт.)	$S_{\text{номтр}}$ (кВА)	$K_{3\phi}$	$K_{3\phi n}$
1	400	1	<u>1,06</u>	-
2	630	1	0,76	-
3	400	2	<u>0,86</u>	<u>1,72</u>
3ТП	250	2	<u>0,86</u>	<u>1,72</u>
4	630	1	0,72	-
5	630	1	0,70	-
8	100	1	<u>0,25</u>	-
9	250	1	0,66	-
11	630	1	0,73	-
12	630	1	<u>0,51</u>	-
14	100	1	<u>0,24</u>	-
15	400	2	0,56	1,12
16	100	1	<u>0,57</u>	-

ТП	$S_{\text{треб}}$ (кВА)	$S_{\text{номтр}}$ (кВА)	$K_{3\phi}$	$K_{\text{ПА}}$
1	499,16	630	0,67	-
3	492,37	630	0,55	1,1
3ТП	306,92	400	0,54	1,08
8	28,8	40	0,63	-
12	359,31	400	0,8	-
14	27,22	40	0,61	-
16	62,87	63	0,89	-
Новая ТП 17	130,86	160	0,74	

Тип трансформатора	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТМ 100/6	0,26	2,25	4,5	1,6
ТМ 250/6	0,58	4,2	4,5	1,2
ТМ 400/6	0,82	5,5	4,5	1,0
ТМ 630/6	1,16	7,6	5,5	0,8

TC-400/6	1,0	3,83	4,5	0,8
TC-630/6	1,15	6,38	5,5	0,6
TC-160/6	0,7	2,15	4,5	0,8
TC-63/6	0,33	0,82	2,1	1,15
TC-40/6	0,22	0,65	2,5	1,8

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 - Выбор проводников

Расчет потоков мощности в ремонтном режиме №1

Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)	Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)
1-3	2770,11	899,95	11-13	432,5	136,03
3-5	1244,15	424,9	2-4	0	0
6-4	872,15	301,66	1-15	617,78	217,72
8-14	471,2	118,77	18-16	314,02	101,95
8-10	499,38	212,52	2-16	0	0
10-12	391,57	193,97	1-17	89,01	25,25
3-7	1699,01	531,29	17-19	72,62	20,36
7-9	1123,11	365,84	19-21	25,21	6,24
9-11	781,74	287,72	4-8	872,15	301,66
2-22	113,64	29,14	-	-	-

Расчет потоков мощности в ремонтном режиме №2

Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)	Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)
1-3	0	0	11-13	432,5	136,03
3-5	1976,11	595,05	2-4	2770,11	899,95
6-4	899,95	711,05	1-15	0	0
8-14	471,2	118,77	18-16	412,78	154,19
8-10	499,38	212,52	2-16	617,78	217,72
10-12	391,57	193,97	1-17	89,01	25,25
3-7	1699,01	531,29	17-19	72,62	20,36
7-9	1123,11	365,84	19-21	25,21	6,24
9-11	781,74	287,72	4-8	899,95	711,05
2-22	113,64	29,14	-	-	-

Расчет потоков мощности и токов участков сети

Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-3	2912,63	280,35	11-13	453,39	43,68
3-5	2063,76	198,82	2-4	2912,63	280,35
6-4	1146,95	110,50	1-15	655,02	63,10
8-14	485,94	46,81	18-16	440,64	42,45
8-10	542,72	52,29	2-16	655,02	63,10
10-12	436,98	42,10	1-17	92,52	8,91

3-7	1780,14	171,50	17-19	75,42	7,27
7-9	1181,19	113,80	19-21	25,97	2,50
9-11	833,01	80,25	4-8	1146,95	110,50
2-22	117,32	11,28	-	-	-

Участок	I_{pij} (А)	Принятая марка проводника	Длительно допустимый ток (А)
1	2	3	4
1-3	280,35	СИП-3 1×95	300
3-5	198,82	СИП-3 1×70	240
6-4	110,50	СИП-3 1×25	130
8-14	46,81	СИП-3 1×25	130
8-10	52,29	СИП-3 1×25	130
10-12	42,10	СИП-3 1×25	130
3-7	171,50	СИП-3 1×70	240
7-9	113,80	СИП-3 1×25	130
9-11	80,25	СИП-3 1×25	130
11-13	43,68	СИП-3 1×25	130
2-4	280,35	СИП-3 1×95	300
1-15	63,10	СИП-3 1×25	130
18-16	42,45	СИП-3 1×25	130
2-16	63,10	СИП-3 1×25	130
1-17	8,91	СИП-3 1×25	130
17-19	7,27	СИП-3 1×25	130
19-21	2,50	СИП-3 1×25	130
4-8	110,50	СИП-3 1×25	130
2-22	11,28	СИП-3 1×25	130

Расчет потоков мощности в ремонтном режиме №1

Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)	Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)
1-3	2770,11	899,95	11-13	432,5	136,03
3-5	1244,15	424,9	2-4	0	0
6-4	872,15	301,66	1-15	617,78	217,72
8-14	471,2	118,77	18-16	314,02	101,95
8-10	499,38	212,52	2-16	0	0

10-12	391,57	193,97	1-17	89,01	25,25
3-7	1699,01	531,29	17-19	72,62	20,36
7-9	1123,11	365,84	19-21	25,21	6,24
9-11	781,74	287,72	4-8	872,15	301,66
2-22	113,64	29,14	-	-	-

Расчет потоков мощности в ремонтном режиме №2

Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)	Участок	P_{pij} (кВт)	Q_{pij} (квар)
1-3	0	0	11-13	432,5	136,03
3-5	1976,11	595,05	2-4	2770,11	899,95
6-4	899,95	711,05	1-15	0	0
8-14	471,2	118,77	18-16	412,78	154,19
8-10	499,38	212,52	2-16	617,78	217,72
10-12	391,57	193,97	1-17	89,01	25,25
3-7	1699,01	531,29	17-19	72,62	20,36
7-9	1123,11	365,84	19-21	25,21	6,24
9-11	781,74	287,72	4-8	899,95	711,05
2-22	113,64	29,14	-	-	-

Расчет потоков мощности и токов участков сети

Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-3	2912,63	280,35	11-13	453,39	43,68
3-5	2063,76	198,82	2-4	2912,63	280,35
6-4	1146,95	110,50	1-15	655,02	63,10
8-14	485,94	46,81	18-16	440,64	42,45
8-10	542,72	52,29	2-16	655,02	63,10
10-12	436,98	42,10	1-17	92,52	8,91
3-7	1780,14	171,50	17-19	75,42	7,27
7-9	1181,19	113,80	19-21	25,97	2,50
9-11	833,01	80,25	4-8	1146,95	110,50
2-22	117,32	11,28	-	-	-

Участок	I_{pij} (А)	Принятая марка проводника	Длительно допустимый ток (А)
1	2	3	4
1-3	280,35	СИП-3 1×95	300
3-5	198,82	СИП-3 1×70	240
6-4	110,50	СИП-3 1×25	130
8-14	46,81	СИП-3 1×25	130
8-10	52,29	СИП-3 1×25	130
10-12	42,10	СИП-3 1×25	130
3-7	171,50	СИП-3 1×70	240
7-9	113,80	СИП-3 1×25	130
9-11	80,25	СИП-3 1×25	130
11-13	43,68	СИП-3 1×25	130
2-4	280,35	СИП-3 1×95	300
1-15	63,10	СИП-3 1×25	130
18-16	42,45	СИП-3 1×25	130
2-16	63,10	СИП-3 1×25	130
1-17	8,91	СИП-3 1×25	130
17-19	7,27	СИП-3 1×25	130
19-21	2,50	СИП-3 1×25	130
4-8	110,50	СИП-3 1×25	130
2-22	11,28	СИП-3 1×25	130