

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Муравьевка
Тамбовского района Амурской области

Исполнитель

студент группы 842 обз

подпись, дата

Р.А. Косов

Руководитель

профессор,
канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и
экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Косова Романа Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения села Муравьевка Тамбовского района Амурской области

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Данные полученные при прохождении практики

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

Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ села Муравьевка

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Лист 1. План расположения ТП в селе Муравьевка, Лист 2. Подробная существующая однолинейная схема электроснабжения села Муравьевка

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 15,03,2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, канд.техн.наук

Задание принял к исполнению (дата): 15,03,2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 стр., 12 рисунков, 32 таблиц, 113 формул, 26 источников, 3 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕГАЗОВЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО.

В данной работе при решении комплексной задачи проведена реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ села Муравьевка которое получает питание от ПС Муравьевка напряжением 35/10 кВ. В представленной работе разработан так же оптимальный вариант реконструкции источника питания - ПС Муравьевка с заменой всего основного электротехнического оборудования, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительно - монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель

АВР –автоматика ввода резерва

ВВ – вакуумный выключатель

ВЛЭП –воздушная линия электропередачи

ИП – источник питания

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

МЗ –микропроцессорная защита электрооборудования

ПС – подстанция

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ТН – трансформатор напряжения

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности

ЭВ – элегазовый выключатель

ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Краткая характеристика села Муравьевка	9
2 Характеристика существующей схемы электроснабжения	11
2.1 Краткая характеристика источника питания	11
2.2 Характеристика системы электроснабжения 10 кВ	14
2.3 Характеристика потребителей	18
3 Расчет нагрузок ТП и определение коэффициентов загрузки	21
3.1 Расчет электрических нагрузок потребителей	21
3.2 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	27
4 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	29
5 Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП	32
6 Расчет мощности нагрузки на стороне ВН ТП	34
7 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ подстанции Муравьевка	36
8 Компенсация реактивной мощности	37
9 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	38
10 Расчет токов короткого замыкания	40
11 Выбор оборудования РУ подстанции Муравьевка	48
11.1 Выбор выключателей 35 кВ	48
11.2 Выбор выключателей 10 кВ	49
11.3 Выбор разъединителей 35 кВ	51
11.4 Выбор трансформаторов тока	52
11.5 Выбор трансформаторов напряжения	57
11.6 Выбор шин 35 кВ	59
11.7 Выбор шин 10 кВ	59
11.8 Выбор изоляторов 10 кВ	61

11.9	Выбор трансформатора собственных нужд	62
11.10	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	63
11.11	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	63
12	Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	64
12.1	Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	67
12.2	Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	68
13	Защита от прямых ударов молнии подстанции Муравьевка	70
14	Расчет сети заземления	74
15	Защита трансформаторов 35 кВ	77
15.1	Дифференциальная защита	77
15.2	Газовая защита	80
15.3	Защита от перегрузки	81
15.4	Токовая отсечка	81
15.5	Максимальная токовая защита	82
16	Автоматика применяемая на подстанции Муравьевка	83
16.1	АВР	83
16.2	АЧР	85
17	Блок микропроцессорной релейной защиты	87
18	Безопасность и экологичность	92
18.1	Безопасность	92
18.2	Экологичность	96
18.3	Чрезвычайные ситуации	99
	Заключение	103
	Библиографический список	104
	Приложение А. Расчет нагрузок ТП	107
	Приложение Б. Расчет коэффициентов загрузки ТП	108
	Приложение В. Расчет потерь мощности трансформаторов ТП	109

ВВЕДЕНИЕ

В любой системе электроснабжения со временем встает вопрос реконструкции и модернизации оборудования, это связано с появлением новых технологий и материалов при производстве электротехнического оборудования, которые позволяют снизить издержки при передаче и распределении электрической энергии, повысить качество и надежность предоставляемых услуг, так же эксплуатируемое оборудование расходует свой ресурс и со временем так или иначе требуется его замена. Такой вопрос в настоящее время остро стоит и на рассматриваемом объекте - ПС 35/10 кВ Муравьевка, а так же в системе электроснабжения 10 кВ села Муравьевка, которая получает от него питание. Требуется реконструкция и модернизация оборудования израсходовавшего свой технический ресурс как на самом источнике питания так и в системе электроснабжения, замена его на современные аналоги, которые позволяют снизить экономические потери при передаче и распределении электрической энергии потребителям.

Цель работы заключается в разработке экономически целесообразного варианта реконструкции и модернизации указанных объектов электроэнергетики, с учетом требований нормативно технической документации.

Актуальность работы заключается в том что состояние электрических сетей напряжением 10 кВ села Муравьевка а так же оборудования расположенного на источнике питания данного РЭС является неудовлетворительным по аспектам надёжности и экономичности. Требуется замена отслужившего свой срок оборудования линий электропередач 10 кВ, комплектных трансформаторных подстанций, силового, защитного и измерительного оборудования на ИП на более современное которое обеспечит надежность и качество поставляемой энергии потребителем. Если не решать данный вопрос, то со временем оборудование начнет выходить из строя приводя к недоотпуску электрической энергии с соответствующими

штрафными санкциями, аварийным ситуациям и даже несчастным случаям с обслуживающим электрические сети персоналом.

Основные задачи решаемые в данной работе следующие: расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ТП, выбор на его основе трансформаторов ТП, определение расчетных нагрузок 10 кВ в узлах установки ТП, выбор и проверка современных проводников ВЛ. Так же при реконструкции и модернизации источника питания проведен расчет фактических коэффициентов загрузки силовых трансформаторов ПС 35/10 кВ Муравьевка и проверка их на соответствие нормативным значениям, расчет токов короткого замыкания с последующим выбором основного оборудования на данной ПС. Дополнительно в данной работе проведен расчет суммарных капиталовложений в реконструкцию и модернизацию системы электроснабжения и источника питания, приведены основные требования техники безопасности при работах и обслуживании электроустановок.

Практическая значимость работы заключается в получении актуального проекта реконструкции и модернизации рассматриваемых объектов электроэнергетики с указанием технических данных необходимого оборудования и стоимости реализации.

При решении задач использованы программы: visio, Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика

На надежность работы и стоимость электротехнического оборудования в значительной степени влияют климатические условия в районе реконструкции. Различные климатические параметры местности играют важное значение при выборе оборудования. Например при выборе оборудования открытых распределительных устройств необходимо применять такие аппараты, которые бы соответствовали своим климатическим исполнением, тем условиям в которых им предстоит работать, иначе могут происходить отказы или различные другие нештатные ситуации вплоть до чрезвычайных. Поэтому в данном разделе приводим основные необходимые согласно [20] для дальнейших расчетов климатические условия которые представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия

Параметр	Значение
район по гололеду (толщина стенки гололеда)	3 (20мм)
район по ветру (напор ветра)	3 (650Па)
наименьшая температура	- 45 ⁰ С
среднегодовая температура	+1,6 ⁰ С
наивысшая температура	+ 40 ⁰ С
температура образования гололеда	- 10 ⁰ С
глубина промерзания	3м

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

1.2 Краткая характеристика села Муравьевка

Село Муравьевка находится в Тамбовском районе Амурской области и является административным центром Муравьевского сельсовета (сельского поселения).

Село основано в 1902 году, названо в честь великого русского государственного деятеля, исследователя Приамурья — Николая Николаевича Муравьева-Амурского.

Село Муравьёвка стоит на правом берегу реки Гильчин (левый приток Амура), в 10 км до её устья.

Дорога к селу Муравьёвка идёт на юго-запад от районного центра Тамбовского района села Тамбовка (через сёла Раздольное и Гильчин), расстояние - 44 км. Село Резуновка стоит на левом берегу реки Гильчин, напротив Муравьёвки. От села Муравьёвка на северо-запад идёт дорога к селу Корфово.

Общая численность населения села Муравьёвка по состоянию на 2021 год составляет 480 человек, в настоящее время численность населения стабилизировалась и не изменяется с годами.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Краткая характеристика источника питания

ПС Муравьевка расположена в поселке Муравьевка (западная часть), и питает полностью всех потребителей данного села, так же от данной подстанции получают питание и близлежащие села как: Резуновка расположенное в трех километрах на юго-востоке и Корфово расположенное в 14 км на северо-западе. Подробная однолинейная схема ПС Муравьевка представлена на рисунке 1.

ПС Муравьевка получает питание по двум воздушным линиям электропередачи: с одной стороны от распределительного устройства 35 кВ ПС Куропатино, протяжённость линий электропередачи составляет 19,45 км, выполнена ВЛ проводом марки АС 70/11, со второй стороны от распределительного устройства 35 кВ ПС Узловая, протяжённость линий электропередачи составляет 32,3 км, выполнена ВЛ так же проводом марки АС 70/11.

На ПС Муравьевка имеется два уровня напряжений и соответственно два распределительных устройства рассмотрим их подробно:

РУ высокого напряжения 35 кВ, имеет схему 35-5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», ремонтная перемычка в данном РУ не используется, общее количество присоединений составляет 4, данная схема РУ применяется на напряжении 35-220 кВ на стороне высокого или среднего напряжения ПС, при транзитном подключении ПС. Данная схема имеет довольно высокую надежность и простоту обслуживания благодаря небольшому количеству коммутационных и иных аппаратов. В нормальном режиме выключатель в перемычке может находиться как во включённом так и в отключенном положении в зависимости от режима работы электрической сети.

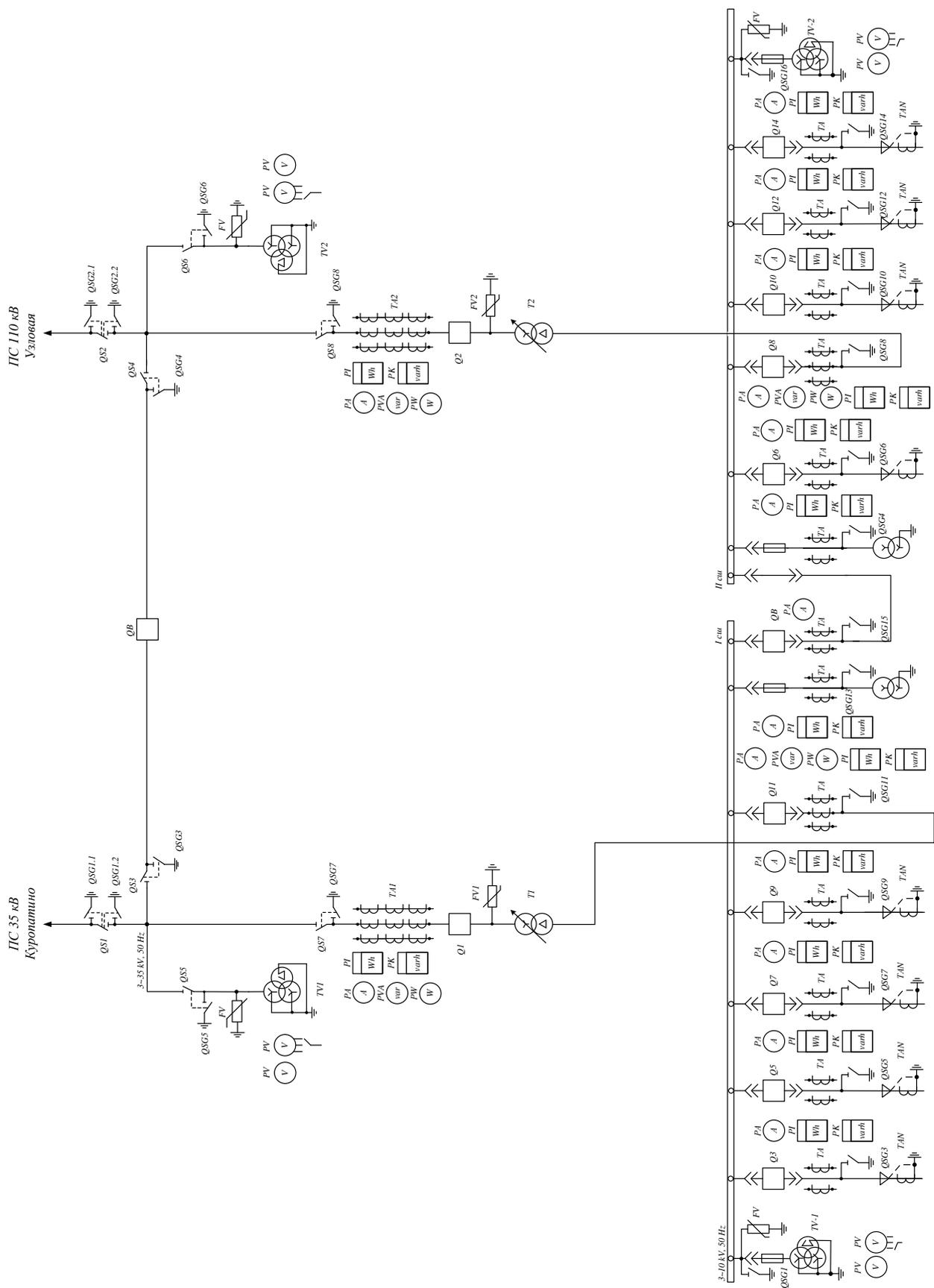


Рисунок 1 - Подробная однолинейная схема ПС Муравьевка 35/10 кВ

Оборудование которое в настоящее время используется в данном распределительном устройстве:

Выключатели: масляные С-35

Разъединители: РНДЗ-35

Ограничители перенапряжений: ОПНп-35/680/40,5-10-III УХЛ1

Данные аппараты в настоящее время нуждаются в замене т.к. физически и морально устарели, их замена на более современные аналоги позволит снизить вероятность отключения части потребителей или полного погашения подстанции.

РУ низкого напряжения 10 кВ имеет схему «две секции шин с секционным выключателем», суммарное количество отходящих присоединений включая резервные ячейки составляет 7, данная схема повсеместно применяется практически на всех подстанциях подобного типа в качестве РУ низкого напряжения и хорошо зарекомендовала себя благодаря своей простоте обслуживания и надежности. Основным элементом в данном случае являются ячейки КРУ которые позволяют быстро выводить присоединение или выключатель в ремонт, при необходимости заменяя его на резервный. На стороне низкого напряжения используется схема АВР на секционном выключателе что в значительной степени обеспечивает бесперебойность питания подключенных потребителей при отключении одного из трансформаторов.

Оборудование которое в настоящее время используется в данном распределительном устройстве:

Выключатели: масляные ВМП-10-20-630

Трансформаторы тока: ТПЛ-10

Трансформаторы напряжения: НАМИ-10-95

Ограничители перенапряжений: ОПНп-10-12/650 УХЛ1

Указанное оборудование так же нуждается в замене на более современные аналоги из за физического износа.

Силовые трансформаторы 35/10 кВ на ПС Муравьевка установлены типа ТМН 16000/35/10: трехфазные, трехобмоточные, номинальная мощность

составляет 4 МВА, естественная циркуляция масла, регулирование напряжения посредством РПН. Основные технические характеристики данного оборудования представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики силовых трансформаторов 35/10 кВ

Параметр	Значение
Номинальная мощность	4000 кВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	35 кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	11 кВ
Ток холостого хода	0,9 %
Напряжение короткого замыкания	7,5 %
Потери холостого хода	5,6 кВт
Потери короткого замыкания	33,5 кВт
Тип РПН	РНТА 35/320
Масса масла	3,98 т
Габариты	4,05×3,35×2,2 м

Все указанные в таблице 2 данные будут использованы при дальнейших расчетах.

2.2 Характеристика системы электроснабжения 10 кВ

Рассмотрим подробно схему электроснабжения напряжением 10 кВ села Муравьевка, план расположения всех ТП представлен на рисунке 2, однолинейная схема на рисунке 2.

В данном районе электрических сетей имеется значительное количество трансформаторных подстанции имеющих только один трансформатор. Тип используемых трансформаторов ТМ это маслонаполненные силовые трехфазные трансформаторы с расширительным баком и устройством охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла, регулировка напряжения на данном типе трансформатора осуществляется по средствам переключения обмоток без возбуждения (ПБВ), номинальное напряжение трансформаторов 10/0,4 кВ, номинальная мощность в зависимости от ТП варьируется от 160 до 630 кВА. Общее

количество ТП подключенных к шинам низкого напряжения ПС Муравьевка и питающих потребителей села составляет 9 шт.

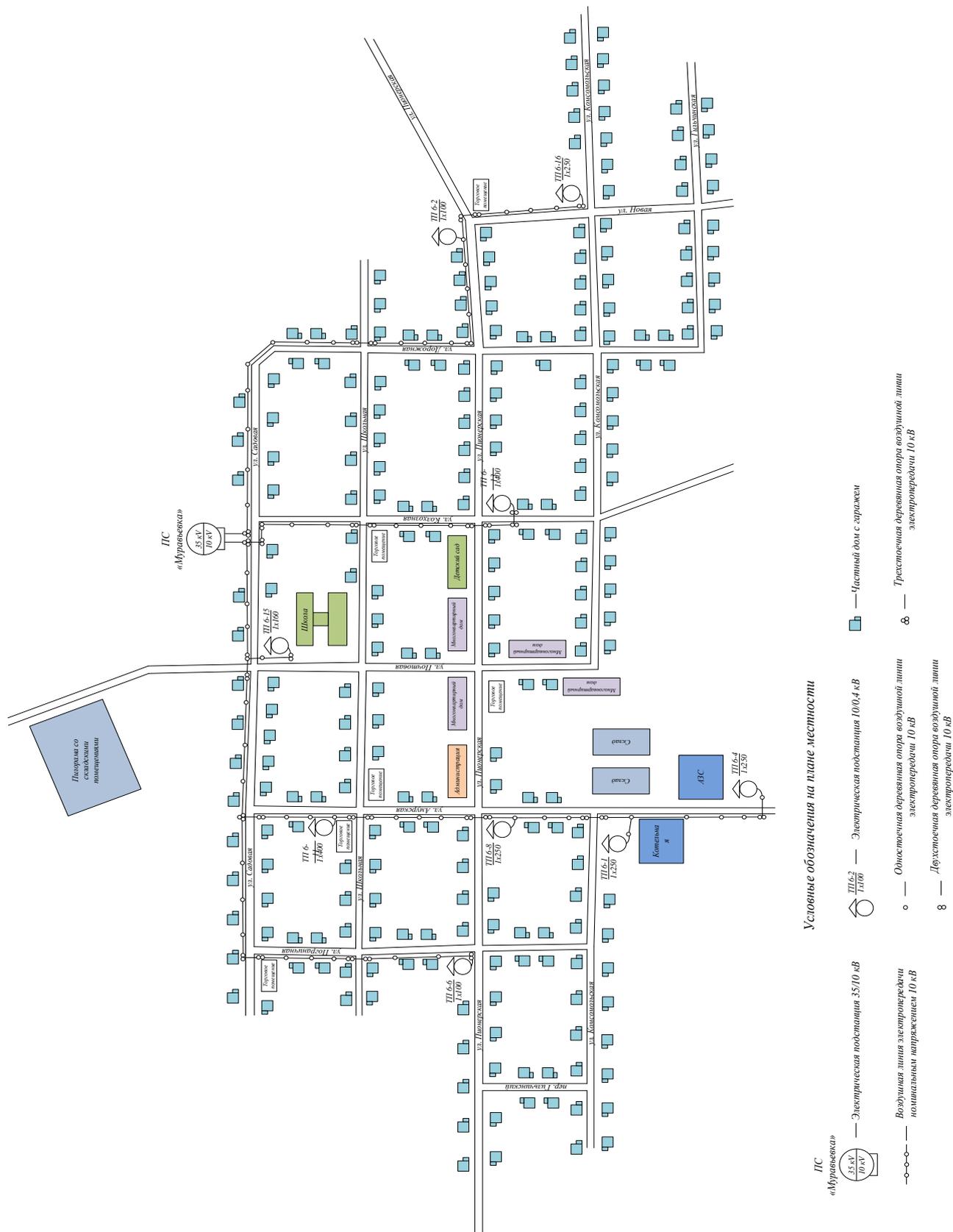


Рисунок 2 - План села Муравьевка и попорная схема расположения ТП

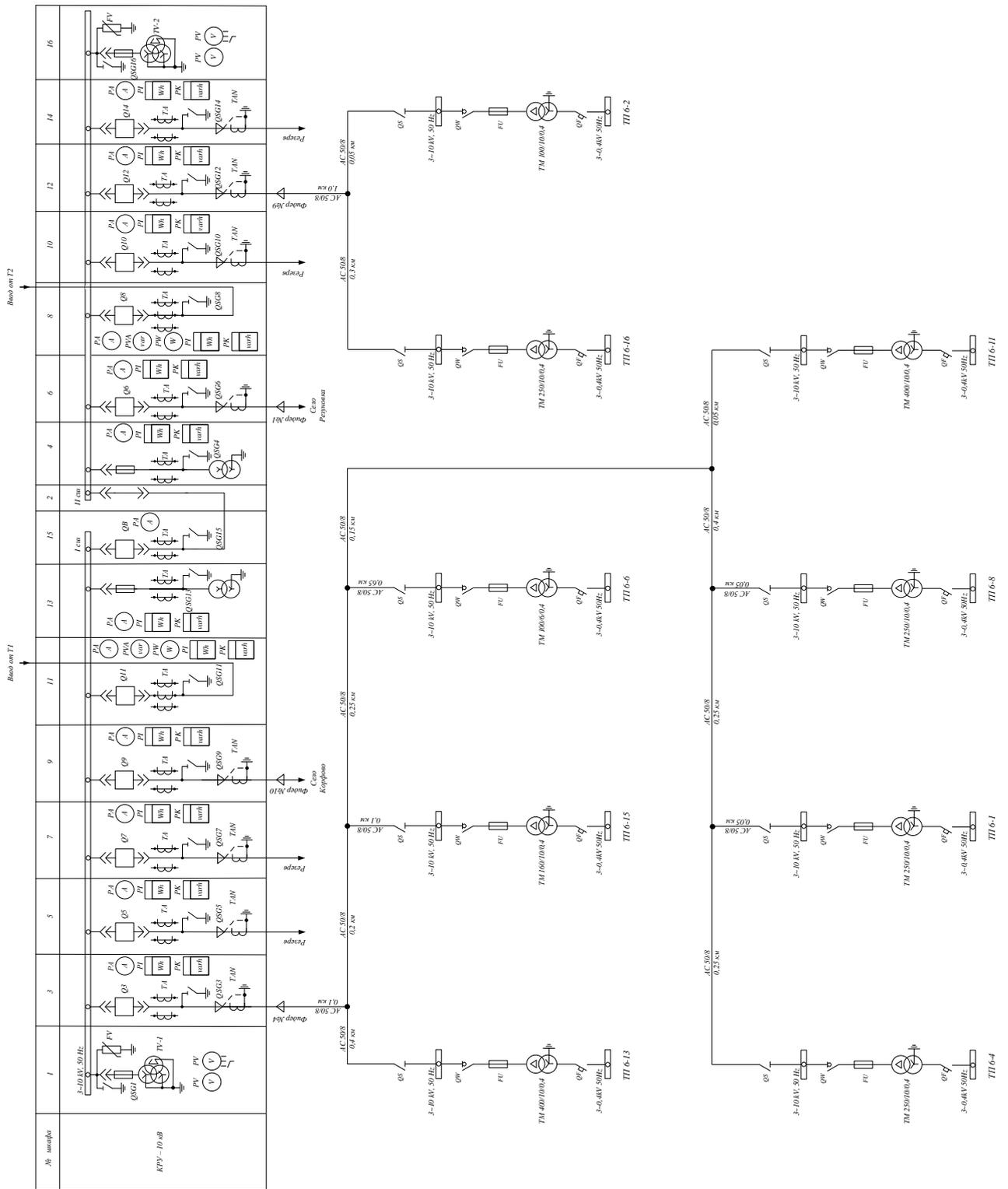


Рисунок 3 - Подробная однолинейная схема электроснабжения села
Муравьевка

Для питания села Муравьевка в настоящее время используется два фидера. Рассмотрим подробно каждый фидер:

Фидер № 4: выполнен по радиальной схеме, при этом резервирование с соседними фидерами отсутствует, общее количество подключенных ТП составляет 7 шт., номинальная мощность трансформаторов 160-400 кВА, все ТП получают питание от воздушной линии электропередачи выполненной проводом марки АС 50/8 (сталеалюминевый провод без покрытия изоляцией с сечением алюминиевой части 50 мм² и несущей стальной 8 мм²), протяженность участков варьируется от 0,05 км до 0,65 км, при этом суммарная протяженность всех участков ВЛ составляет 2,54 км.

Основной недостаток данного фидера это устаревшее оборудование как линейное так и подстанционное: используемые деревянные опоры линий электропередачи имеют значительное загнивание и нарушение геометрии что может привести к падению и возникновению аварийной ситуации. В настоящее время на смену проводу АС приходит изолированный провод типа СИП который имеет значительное количество преимуществ перед устаревшим к ним можно отнести невысокую относительную стоимость, низкую вероятность возникновения КЗ в результате схлестывания, простота монтажа поэтому в данной работе предполагается установка данного типа проводника. Трансформаторы ТМ и коммутационное оборудование ТП так же требуют замены на более современные.

Фидер № 9: выполнен так же по радиальной схеме, резервирование с соседними фидерами отсутствует, общее количество подключенных ТП составляет 2 шт., номинальная мощность трансформаторов 400 - 360 кВА, все ТП получают питание от воздушной линии электропередачи выполненной проводом марки АС 50/8 , протяженность участков варьируется от 0,05 км до 1,0 км, суммарная протяженность всех участков ВЛ составляет 1,35 км.

Все указанные недостатки фидера № 4 применимы и к фидерам № 9.

Дополнительно в данной системе электроснабжения следует отметить отсутствие второго трансформатора на ТП – питающей котельную, данный недостаток следует учесть при реконструкции сети.

2.3 Характеристика потребителей

В данном разделе приводим основные характеристики потребителей которые понадобятся при дальнейших расчётах, в данном районе электрических сетей имеются как потребители относящиеся к городской нагрузке так и промышленные.

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков все электроприемники делятся [8]:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности.

По режимам работы различают электроприемники:

1) с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. Характеризуются тем, что длительно работают без превышения длительно допустимой температуры. с кратковременной нагрузкой. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части остывают до температуры окружающей среды.

2) с повторно-кратковременной нагрузкой. Длительность цикла включение–отключение не превышает 10 минут. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части не остывают до температуры окружающей среды

3) нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой, электрическое отопление помещений.

4) электрическое освещение. Электроприемники характеризуются резким изменением нагрузки.

По мощности и напряжению различают электроприемники:

- 1) большой мощности (80 – 100 кВт и больше) напряжением 6 – 10 кВ.
- 2) малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 380 – 660 В

По роду тока различают электроприемники:

1) переменного тока промышленной частоты.

2) переменного тока повышенной или пониженной частоты: в частности питатели сырого угля по технологии производства имеют частотно регулируемый привод и могут менять скорость вращения в зависимости от нагрузки.

3) постоянного тока

Степень надежности электроприемников устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. Различают электроприемники [8]:

I категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с опасностью для жизни людей, значительным ущербом экономики государства, повреждением оборудования, массовым браком продукции. Питание потребителей I категории надежности должно осуществляться от двух независимых источников питания. Независимыми считаются источники потеря напряжения на одном из которых по любой причине не приводит к потере напряжения на другом. Две системы шин считаются независимыми источниками питания. Среди потребителей I категории надежности выделяют особую группу электроприемников. К ней относят электроприемники, для которых бесперебойное электроснабжение необходимо для безаварийного останова производства, связанного с возможностью возникновения пожаров, взрывов, гибелью людей. Для них необходимо предусмотреть три независимых источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей I категории надежности допускается на время автоматического переключения на резервное питание.

II категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с массовым недотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта. К потребителям II категории надежности относятся группы потребителей с общей нагрузкой от 300 до 1000 кВА. Рекомендуется питание от двух независимых источников питания. Допускается

питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва по вторичной стороне. Допускается перерыв в электроснабжении на время переключений по вводу резервного питания дежурным персоналом. Длительность ремонта не должна превышать одни сутки.

III категории. К данной категории относятся все остальные не указанные в первых двух категориях электроприемники.

Основными потребителями в рассматриваемом районе являются жилые постройки в частности коттеджи, как одноэтажные так и в несколько уровней, так же имеются в центре поселка и многоэтажные жилые дома (до 5 этажей), так же имеется в общей массе потребителей значительное количество гаражей, различные административные здания, мелкие частные предприятия, торговые площади. Следует отметить и общественные потребители это администрация детский сад и школа, из промышленных потребителей в данном районе электрических сетей имеются следующие: котельная, пилорама и автозаправочная станция.

По характеру нагрузки все потребители относятся к электроприемникам малой и средней мощности получающих питание на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц.

По категории надежности электроснабжения все одно трансформаторные ТП питают потребителей в основном третьей категории, электрооборудование котельной является потребителем второй категории, первая категория потребителей, а так же ее особая группа в рассматриваемом районе электрических сетей не присутствует.

3 РАСЧЕТ НАГРУЗОК ТП И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ

3.1 Расчет электрических нагрузок потребителей

Расчет нагрузок проводим для дальнейшей проверки силовых трансформаторов ТП и выбора их при необходимости. Данные о нагрузке 0,4 кВ являются основными для расчетов и выбора оборудования как в системе электроснабжения но так и на источнике питания ПС Муравьевка, основные данные о ней представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ

Наименование ТП	Потребитель	Количество потребителей (ед.)	Количество квартир (ед.)/ площадь помещений (м ²)	Удельная мощность нагрузки (кВт/ед.)	Коэффициент мощности (tgφ)
1	2	3	4	5	6
6-1	Котельная	1	-	-	-
6-2	Частный жилой дом	12	-	6,5	0,2
	Гараж	12	-	0,2	0,4
6-4	Частный жилой дом	6	-	8,6	0,2
	2-х этажный 2-х подъездный жилой дом	1	16 кв	5,3	0,2
	Торговое помещение	1	200 м ²	0,25	0,75
	Склад	2	500 м ²	0,01	0,2
	АЗС	1	-	-	-
	Гараж	6	-	0,2	0,4
6-6	Частный жилой дом	14	-	6,5	0,2
	Торговое помещение	1	150 м ²	0,25	0,75
	Гараж	14	-	0,2	0,4
6-8	Частный жилой дом	36	-	4,7	0,2
	Гараж	36	-	0,2	0,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6-11	Частный жилой дом	46	-	3,9	0,2
	Торговое помещение	2	120 м ²	0,25	0,75
	Администрация	1	500 м ²	0,054	0,57
	2-х этажный 2-х подъездный жилой дом	1	16 кв	5,3	0,2
	Гараж	46	-	0,2	0,4
6-13	Частный жилой дом	57	-	3,9	0,2
	2-х этажный 2-х подъездный жилой дом	2	16	4,2	0,2
	Детский сад	1	120 мест	0,46	0,25
	Торговое помещение	-	300 м ²	0,25	0,75
	Гараж	57	-	0,2	0,4
6-15	Частный жилой дом	19	-	5,5	0,2
	Школа	1	150 мест	0,25	0,38
	Пилорама	1	-	-	-
	Склад	1	1000 м ²	0,01	0,2
6-16	Частный жилой дом	49	-	3,9	0,2
	Гараж	49	-	0,2	0,4

Для примера в данном разделе будем выполнять расчет городской нагрузки подключенной к ТП 6-13.

В рассматриваемом районе электрических сетей городская нагрузка является смешанной и следовательно ее необходимо считать по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [1]:

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

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

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

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

Экспликация зданий подключенных к ТП 6-13 представлена на рисунке 4

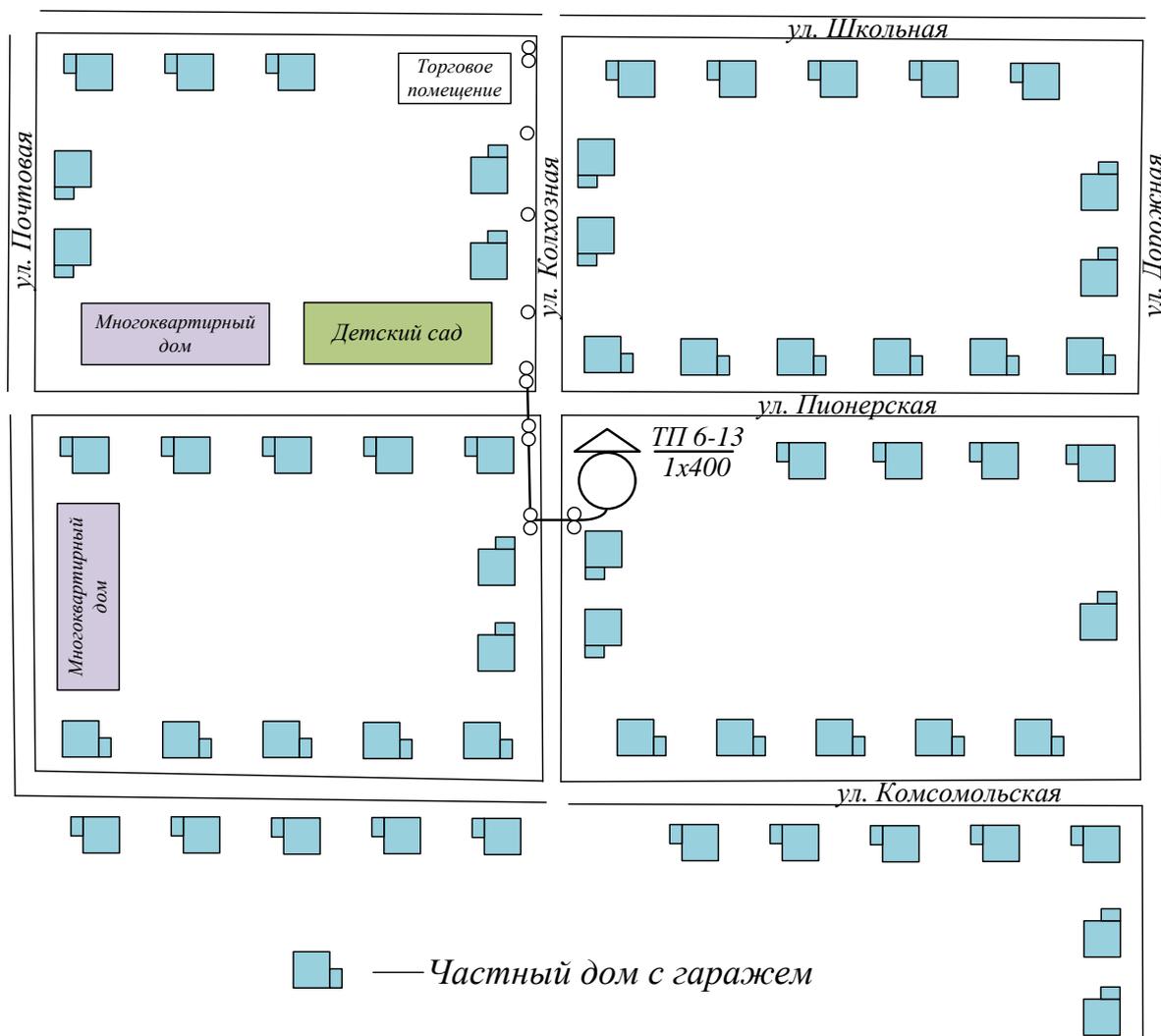


Рисунок 4 - Экспликация зданий подключенных к ТП 6-13

Активация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов) [1]:

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

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

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):

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

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

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

Для торговых помещений активная расчетная мощность определяется как:

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

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

M – площадь помещения (m^2).

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

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

Для детского сада активная расчетная мощность определяется как:

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

где $P_{дет.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в детском саду (кВт/место);

N – количество мест.

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

где $tg\phi_{дет}$ – коэффициент мощности для детского сада.

Для гаражей активная расчетная мощность определяется как:

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

где $P_{зап.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один гараж (кВт/ед.);

N – количество гаражей (ед.).

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

где $tg\phi_{гараж}$ – коэффициент мощности для гаража.

Выполняем расчет активной мощности для жилых помещений согласно данным представлены в таблице 2:

$$P_{P_{жил}} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \quad (12)$$

$$P_{P_{жил}} = 16 \cdot 2 \cdot 4,2 + 3,9 \cdot 57 = 356,7 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для жилых помещений:

$$Q_{P_{жил}} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot tg\phi_{жил} + P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \cdot tg\phi_{чд} \quad (13)$$

$$Q_{P_{жил}} = 16 \cdot 2 \cdot 4,2 \cdot 0,2 + 3,9 \cdot 57 \cdot 0,2 = 71,34 \text{ (квар)}$$

Выполняем расчет активной мощности для торгового помещения:

$$P_{P_{торг}} = 0,25 \cdot 300 = 75,0 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для торгового помещения:

$$Q_{P_{торг}} = 75 \cdot 0,75 = 56,25 \text{ (квар)}$$

Выполняем расчет активной мощности для детского сада:

$$P_{P_{дет}} = 125 \cdot 0,46 = 57,5 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для детского сада:

$$Q_{P_{дет}} = 57,5 \cdot 0,25 = 14,38 \text{ (квар)}$$

Выполняем расчет активной мощности для гаражей:

$$P_{P_{гараж}} = 0,2 \cdot 57 = 11,4 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для гаражей:

$$Q_{P_{гараж}} = 11,4 \cdot 0,4 = 4,56 \text{ (квар)}$$

Учитывая то что максимальное значение мощности имеется у жилых помещений следовательно при расчете общей нагрузки коэффициент совмещения максимума нагрузки должен применяться к остальным потребителям т.е. к торговому помещению, определяем суммарную нагрузку:

$$P_{P_{0,4}} = P_{P_{жил}} + P_{P_{торг}} \cdot k_{y1} + P_{P_{дет}} \cdot k_{y2} + P_{P_{гараж}} \cdot k_{y3} \quad (14)$$

$$Q_{P_{0,4}} = Q_{P_{жил}} + Q_{P_{торг}} \cdot k_{y1} + Q_{P_{дет}} \cdot k_{y2} + Q_{P_{гараж}} \cdot k_{y3} \quad (15)$$

$$P_{P_{0,4}} = 356,7 + 75 \cdot 0,6 + 57,5 \cdot 0,4 + 11,4 \cdot 0,2 = 426,98 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{0,4}} = 71,34 + 56,25 \cdot 0,6 + 14,38 \cdot 0,4 + 4,56 \cdot 0,2 = 111,75 \text{ (квар)}$$

При этом полная расчетная мощность нагрузки:

$$S_{P_{0,4}} = \sqrt{P_{P_{0,4}}^2 + Q_{P_{0,4}}^2} \quad (16)$$

$$S_{P_{0,4}} = \sqrt{426,98^2 + 111,75^2} = 477,22 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет для остальных потребителей городской нагрузки с занесением результатов в таблицу 4 (расчет мощности нагрузки промышленных потребителей представлен в приложении Б).

Таблица 4 – Расчетная мощность нагрузки ТП

Номер ТП	$P_{P_{0,4}}$ (кВт)	$Q_{P_{0,4}}$ (квар)	$S_{P_{0,4}}$ (кВА)
1	2	3	4
6-1	155,58	116,19	194,17
6-2	78,96	15,98	80,56

1	2	3	4
6-4	183,94	58,12	192,90
6-6	114,62	35,52	120,0
6-8	172,08	34,99	175,60
6-11	320,08	90,56	332,64
6-13	426,98	111,75	477,22
6-15	177,3	64,57	188,69
6-16	195,02	39,79	199,04

Так же расчёт приведен в приложении А

3.2 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП

При реконструкции системы электроснабжения и определения ее актуальности необходимо иметь данные о фактической загрузке оборудования, с целью принятия решения о его замене, поэтому в данном разделе проводим расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП в рассматриваемой части электрической сети.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается как [8]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (17)$$

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

N – количество трансформаторов ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как (для двух трансформаторных ТП при реконструкции сети):

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр}} \quad (18)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:

$K_{зф} \leq 0,85$ для одно трансформаторной ТП.

На примере ТП 6-13:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{426,98^2 + 111,75^2}}{400 \cdot 1} = 1,19$$

Коэффициент загрузки превышает допустимое значение следовательно требуется замена оборудования, так же проводим данный расчет для остальных ТП, сводим результаты в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	Количество трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора (кВА)	$K_{зф}$
6-1	1	250	0,78
6-2	1	100	0,81
6-4	1	250	0,77
6-6	1	100	1,20
6-8	1	250	0,70
6-11	1	400	0,83
6-13	1	400	1,19
6-15	1	160	1,18
6-16	1	250	0,80

Расчет так же приведен в приложении Б.

Как видно из расчетов на некоторых ТП имеется проблема с высокой загрузкой трансформаторов следовательно далее проводим выбор данного оборудования для этих ТП.

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В данной работе предусматривается реконструкция и модернизация тех трансформаторных подстанций где превышен фактический коэффициент загрузки, при этом количество трансформаторов на ТП оставляем без изменения т.к. оно соответствует категории надёжности потребителей подключенных к шинам низкого напряжения.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности [8]:

$$S_{pmp} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (19)$$

где K_3 - нормативный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных ТП равен 0,85);

N – количество трансформаторов

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на ТП 6-13, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{pmp} = \frac{\sqrt{426,98^2 + 111,75^2}}{0,85} = 519,25 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ТП трансформатор типа ТМГ 630/10 - У 1- трансформатор силовой трехфазный с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, в герметичном исполнении, включаемый в сеть переменного тока частотой 50 Гц предназначен для питания потребителей электроэнергией общего назначения.

Трансформаторы изготавливаются классов напряжения 10 кВ, климатического исполнения У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150 и предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

Трансформаторы соответствуют требованиям МЭК и Российским стандартам. Преимущества трансформаторов ТМГ:

- не нуждаются в обслуживании при эксплуатации;
- отсутствует контакта масла с воздухом, что обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течение не менее 25 лет;
- более компактны, занимают мало места по сравнению с трансформаторами с расширителем и воздушной подушкой;
- малошумящие - уровень шума не превышает 55 дБ (А);
- сниженные на 15-20% потери холостого хода по сравнению с аналогичными трансформаторами других фирм.

Проводим перерасчет коэффициента загрузки для новой номинальной мощности:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{426,98^2 + 111,75^2}}{1 \cdot 630} = 0,71$$

Полученное значение не превышает нормативного 0,85, следовательно данный трансформатор с указанной номинальной мощностью принимается к установке. По аналогии проводим расчет для остальных ТП где необходима замена оборудования, результаты сводим в таблицу 6

Таблица 6 - Расчет и выбор трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$S_{пр}$ (кВА)	$K_{зф}$	N (шт)	$S_{номпр}$ (кВА)
6-6	120,0	141,16	0,75	1	160
6-13	477,22	519,25	0,71	1	630
6-15	188,69	221,99	0,76	1	250

Расчет и выбор силовых трансформаторов ТП окончен т.к. коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение, для дальнейших расчетов понадобятся технические данные выбранного оборудования, они приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ- 160/10-У 1	2,1	4,0	0,46	2,45
ТМГ- 250/10-У 1	2,0	4,0	0,65	3,25
ТМГ- 630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

Так же расчет и выбор трансформаторов указан в приложении В.

5 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП

Потери мощности в силовых трансформаторах ТП необходимо учитывать при реконструкции системы электроснабжения т.к. они имеют существенное значение, и влияют на балансы мощности. Поэтому в данном разделе проводим расчет данных показателей для всех ТП рассматриваемого района электрической сети.

Потери активной мощности в силовом трансформаторе [3]:

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (20)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (21)$$

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (22)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{i_{xx} \cdot S_{тном}}{100} \quad (23)$$

где R - активное сопротивление трансформатора (ом);

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом);

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт);

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар);

u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (%);

i_{xx} - ток холостого хода трансформатора (%).

Полная мощность потер определяется как:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (24)$$

Для примера рассмотрим расчет потер мощности в трансформаторе ТП 6-13.

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,71^2 + 1,24 = 5,07 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 477,22^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} = 23,66 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{5,07^2 + 23,66^2} = 24,2 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам производится расчет потер мощности в остальных ТП, рассчитанные данные сводятся в таблицу 8:

Таблица 8 - Расчет потер мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$K_{эф}$	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)
6-1	194,17	0,78	2,06	9,63	9,85
6-2	80,56	0,81	0,86	3,99	4,08
6-4	192,90	0,77	2,05	9,56	9,78
6-6	120,0	0,75	1,27	5,95	6,08
6-8	175,60	0,70	1,86	8,71	8,90
6-11	332,64	0,83	3,53	16,49	16,87
6-13	477,22	0,71	5,07	23,66	24,20
6-15	188,69	0,76	2,00	9,36	9,57
6-16	199,04	0,80	2,11	9,87	10,09

Далее основываясь на полученных данных проводим определение расчетной мощности на шинах высокого напряжения ТП, которая включает в себя как мощность потерь в трансформаторах так и мощность нагрузки на шинах низкого напряжения.

6 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ НА СТОРОНЕ ВН ТП

Для выбора проводников, их типа и количества необходимо знать мощность нагрузки ТП приведенную к стороне высшего напряжения, она включает в себя как мощность потерь в трансформаторах так и мощность нагрузки на шинах низкого напряжения. данные значения определяются по следующим формулам отдельно для каждой составляющей [3]:

$$P_{P10} = P_{P0,4} + \Delta P_m \quad (25)$$

$$Q_{P10} = Q_{P0,4} + \Delta Q_m \quad (26)$$

$$S_{P10} = S_{P0,4} + \Delta S_m \quad (27)$$

Расчет проводим на примере ТП 6-13:

$$P_{P10} = 426,98 + 5,07 = 432,05 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P10} = 111,75 + 23,66 = 135,41 \text{ (квар)}$$

$$S_{P10} = 477,22 + 24,2 = 501,42 \text{ (кВА)}$$

Так же проводим расчет данных параметров для всех остальных ТП, результаты сводим в таблицу 9:

Полученные данные используем при определении расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС Муравьевка, так же при расчете устройств компенсации реактивной мощности и последующей проверки коэффициентов загрузки силовых трансформаторов 35/10 кВ

Таблица 9 - Расчет нагрузки на стороне ВН ТП

Номер ТП	P_{P10} (кВт)	Q_{P10} (квар)	S_{P10} (кВА)
6-1	157,64	125,82	204,02
6-2	79,82	19,97	84,64
6-4	185,99	67,68	202,68
6-6	115,89	41,47	126,08
6-8	173,94	43,70	184,50
6-11	323,61	107,05	349,51
6-13	432,05	135,41	501,42
6-15	179,30	73,93	198,26
6-16	197,13	49,66	209,13
Сумма	1845,38	664,69	2060,24

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПОДСТАНЦИИ МУРАВЬЕВКА

Определение мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС Муравьевка осуществляется с использованием коэффициента совмещения максимумов нагрузки всех ТП в рассматриваемом районе электрической сети, данный коэффициент зависит от количества трансформаторов ТП и тем он меньше чем больше их количество.

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ ПС Муравьевка по следующей формуле [2]:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{P10i} \quad (28)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{P10i} \quad (29)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{P10i} \quad (30)$$

где k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается равным 0,8 (при количестве трансформаторов 6-10).

$$P_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 1845,38 = 1476,31 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 664,69 = 531,75 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 2060,24 = 1648,19 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах.

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе проводим анализ необходимости установки устройств компенсации реактивной мощности на подстанции Муравьевка.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго) [12]:

$$Q_k = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (31)$$

где $tg \cdot \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 35 кВ равен 0,4.

$$Q_k = 531,75 - 1476,31 \cdot 0,4 = -58,77 \text{ (квар)}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение следовательно установка данного оборудования на шинах 10 кВ подстанции Муравьевка не требуется т.к. вся реактивная мощность может быть получена из сети не превышая максимального значения коэффициента мощности

9 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

При модернизации системы электроснабжения проводим замену проводников воздушных линий электропередачи на современный тип с покрытыми изоляцией жилами, применяем проводник типа СИП-3

Выбор сечений ВЛ проводится по методу сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчетным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Выбор проводим по условию [12]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (32)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{k_o \cdot \sum S_{p10i}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (33)$$

где S_{p10} – расчетная мощность в сечении проводника с учетом всех подключенных к фидеру ТП (кВА);

k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается в данном случае в зависимости от количества подключенных ТП.

Для примера проводим расчет тока в сечении на участке РУ 10 кВ ПС Муравьевка - фидер 9 (в данном направлении получают питание ТП – 6-2, 6-16):

$$I_p = \frac{0,9 \cdot (84,64 + 209,13)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 14,53 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 номинальным напряжением 20 кВ. Принимаем минимальное сечение 3×35

которое имеет длительно допустимый ток 200 А, данный тип проводника принимаем для всего фидера, аналогично проводим расчет и выбор проводника для фидера №4, результаты приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор проводников ВЛ

Фидер	I_p (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
9	14,53	СИП-3 3×35	200
4	77,73	СИП-3 3×35	200

Далее проводим расчет токов короткого замыкания и проверяем выбранные проводники по термической стойкости и потере напряжения в нормальном режиме работы.

10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Данный расчет проводился для выбора оборудования устанавливаемого на РУ 35 и 10 кВ ПС Муравьевка. В качестве источников питания принимаются РУ 35 кВ ПС Волково и РУ 35 кВ ПС Узловая.

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай короткого замыкания. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 5.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки короткого замыкания 1 (шины высокого напряжения ПС Муравьевка).

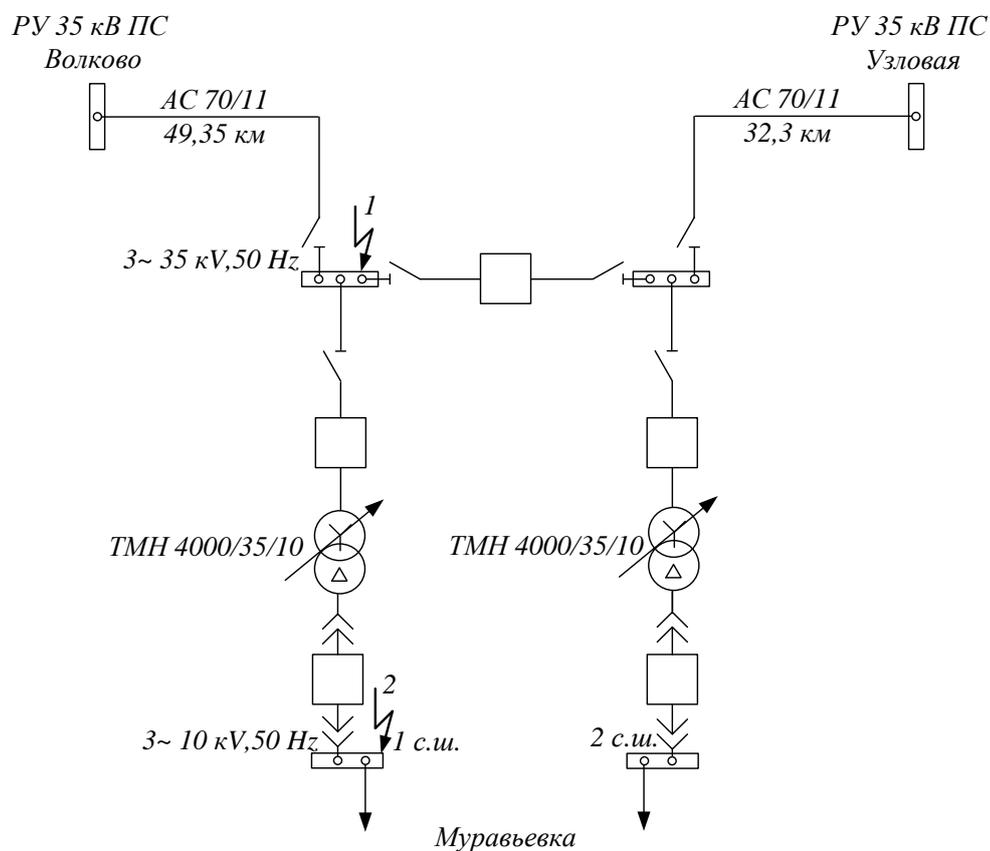


Рисунок 5 – Расчетное место КЗ

На рисунке 6 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС Волково и на РУ 35 кВ ПС Узловая. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

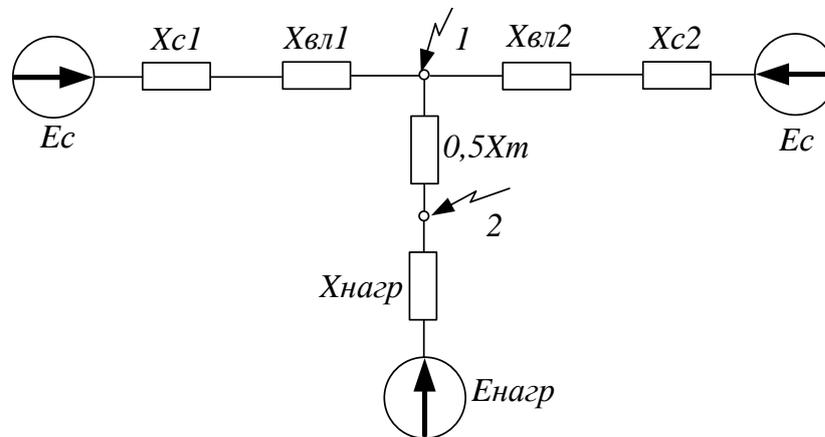


Рисунок 6 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ.

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность принимается произвольно $S_6 = 100$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 кВ принимается равным напряжению из среднего ряда напряжений (кВ) $U_{635} = 37$,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ принимается равным напряжению из ряда средних напряжений (кВ) $U_{610} = 10,5$.
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (34)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{635} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления в относительных единицах приведенные к принятым базисным условиям (о.е.):

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ первого источника питания - ПС Волково:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{кз}} \quad (35)$$

где $I_{кз}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 35 кВ соответствующего источника питания (МВА).

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,9} = 0,2 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ ПС Узловая:

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,8} = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС Муравьевка - ПС Волково:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} \quad (36)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км);

l – длина ВЛ (км).

$$X_{\text{ВЛ1}} = 0,4 \cdot 49,35 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,44 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС Муравьевка – ПС Узловая:

$$X_{\text{ВЛ2}} = 0,4 \cdot 32,3 \cdot \frac{3,2}{37^2} = 0,94$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}} \quad (37)$$

где $P_{\text{н}}$, $Q_{\text{н}}$ – активная и реактивная мощность нагрузки согласно данным контрольного замера 2021.

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{3,51^2 + 1,27^2}} = 9,38 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции Муравьевка по следующей формуле:

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}} \quad (38)$$

$$X_{\text{T}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4,0} = 1,88 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{\text{к\%}}$, – напряжение короткого замыкания

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

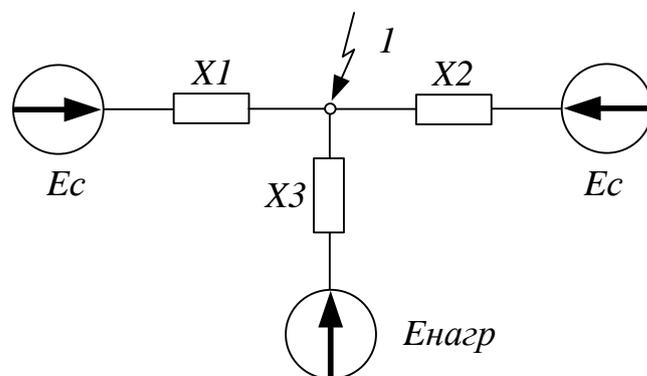


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{B11} \quad (39)$$

$$X1 = 0,2 + 1,44 = 1,64 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{B2} \quad (40)$$

$$X2 = 0,27 + 0,94 = 1,21 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (41)$$

$$X3 = 0,5 \cdot 1,88 + 9,38 = 10,32 \text{ (о.е.)}$$

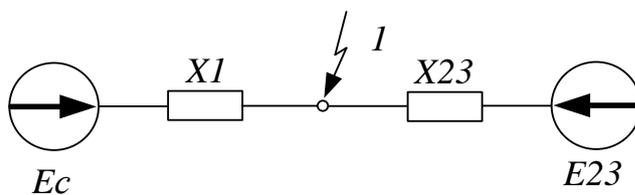


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения.

$$X23 = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3} \quad (42)$$

$$X_{23} = \frac{1,21 \cdot 10,32}{1,21 + 10,32} = 1,08 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{23} = \frac{E_c \cdot X_3 + E_H \cdot X_2}{X_2 + X_3} \quad (43)$$

$$E_{23} = \frac{1 \cdot 10,32 + 0,85 \cdot 1,21}{10,32 + 1,21} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

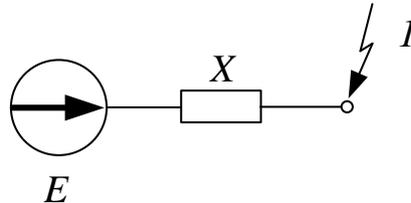


Рисунок 9 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X_1 \cdot X_{23}}{X_1 + X_{23}} \quad (44)$$

$$X = \frac{1,64 \cdot 1,08}{1,64 + 1,08} = 0,65 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X_{23} + E_{23} \cdot X_1}{X_{23} + X_1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 1,08 + 0,97 \cdot 1,64}{1,08 + 1,64} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке 1:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{635} = \frac{0,98}{0,65} \cdot 1,56 = 2,35 \text{ (кА)} \quad (45)$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{T_a}} \quad (46)$$

где I_{at} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА) ;

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА);

t_{OB} – время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,1 сек.;

T_a – постоянная времени (определяется по справочным данным, принимаем равной 0,03).

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 2,35 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,12 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно так же определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (47)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.) ;

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.) ;

ω – угловая частота (314 рад/сек.).

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (48)$$

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot 2,35 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 3,44 \text{ (кА)}$$

Тепловой импульс КЗ:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (49)$$

где t_{OB} – время отключения с учетом максимального времени работы резервной защиты.

$$B_k = 2,35^2 \cdot (2 + 0,03) = 11,04 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки кз2 результаты расчета сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}, \text{(кА)}$	$I_{at}, \text{(кА)}$	$I_{y0}, \text{(кА)}$	$B_k, \text{(кА}^2\text{с)}$
1	2,35	0,12	3,44	11,04
2	4,62	0,2	11,21	42,68

Полученные данные используем в расчетах при проверке токоведущих частей и коммутационной аппаратуры.

11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПОДСТАНЦИИ МУРАВЬЕВКА

В данном разделе рассмотрим подробно выбор основного оборудования для подстанции Муравьевка

11.1 Выбор выключателей 35 кВ

Определяем утяжеленные рабочие токи РУ ВН, НН подстанции Муравьевка по следующей формуле (с учетом номинальной нагрузки трансформаторов):

Для выключателей 35 кВ [8]:

$$I_{\text{мвн}} = \frac{2 \cdot S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (50)$$

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

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

$$I_{\text{мвн}} = \frac{2 \cdot 4,0}{\sqrt{3} \cdot 35} = 132,1 \text{ (А)}$$

Для вводных выключателей 10 кВ:

$$I_{\text{мнн}} = \frac{S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (51)$$

$$I_{\text{мнн}} = \frac{4,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 231,5 \text{ (А)}$$

Определяем утяжеленный ток секционного выключателя 10 кВ:

$$I_{\text{сек}} = \frac{I_{\text{мнн}}}{2} \quad (52)$$

где $I_{\text{мнн}}$ – максимальное значение тока нагрузки на стороне 10 кВ.

$$I_{сек} = \frac{216,0}{2} = 108,0 \text{ (А)}$$

Первоначально принимаем вакуумный выключатель на стороне 35 кВ марки ВР35НС. Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС Муравьевка

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 132,1 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 2,35 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 2,35 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,12 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,04 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

11.2 Выбор выключателей 10 кВ

На напряжении 10 кВ для подстанции Муравьевка принимаем для установки вводной выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 231,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,62 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,62 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,2 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

На напряжении 10 кВ для подстанции Муравьевка принимаем для установки секционный выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ.

Сравнение параметров выбранного секционного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 108,0 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,62 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,62 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,2 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

На напряжении 10 кВ для подстанции Муравьевка принимаем для установки выключатель отходящего присоединения так же вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ, на примере фидера №4, расчет тока нагрузки приведен в разделе выбора сечений ВЛ 10 кВ (для остальных присоединений выбор проводится аналогичным способом)

Сравнение параметров выбранного выключателя присоединения со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателя 10 кВ присоединения

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 77,73 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,62 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,62 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,2 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

11.3 Выбор разъединителей 35 кВ

На ОРУ 35 кВ, по напряжению току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС Муравьевка

Номинальные параметры разъединителя	Расчетные данные		Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 132,1 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,04 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС Муравьевка. Число заземляющих ножей определяется местом установки.

11.4 Выбор трансформаторов тока

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (53)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (54)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2)/\text{м}$ – удельное сопротивление;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{пр} = \frac{S_{пр}}{I_2^2} \quad (55)$$

где $S_{пр}$ - мощность, потребляемая измерительными приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 5\text{А}$.

Для измерения всех необходимых электрических величин предлагается на ПС Муравьевка установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 201.8. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 17, 18.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ подстанции Муравьевка

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на вводе 10 кВ подстанции Муравьевка

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ подстанции Муравьевка

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока отходящего присоединения 10 кВ подстанции Муравьевка

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 201.8	0,12
Счетчик РЭ		

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на вводе 10 кВ $S_{\text{ПР}} = 1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на секционном выключателе 10 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,5$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на выключателе отходящего присоединения 10 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 35 кВ:

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \tag{56}$$

$$Z_2 = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка вводного трансформатора тока 10 кВ:

$$Z_2 = 0,06 + 0,43 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ:

$$Z_2 = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока выключателя отходящего присоединения 10 кВ:

$$Z_2 = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-Ш для подстанции Муравьевка с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для подстанции Муравьевка

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора	
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 132,1 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,04 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном	30 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принятый тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока для вводных выключателей 10 кВ ТПЛК-10/300 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного вводного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{макс} = 231,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном	15 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока для секционного выключателя 10 кВ ТПЛК-10/150 с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТТ для секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 108,0 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока для выключателя 10 кВ отходящего присоединения ТПЛК-10/100 с номинальным током первичной обмотки 100 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ на примере фидера №4 приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТТ для отходящего присоединения 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{макс} = 77,73 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

11.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим критериям: по номинальному напряжению, по конструкции и схеме подключения, по классу точности, по мощности вторичной нагрузки:

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (57)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичных цепей в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и приборов защиты, присоединенных к трансформатору напряжения.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС Муравьевка

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
Сумма			10

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти резонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты с изолированной или с компенсированной нейтралью.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС Муравьевка

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 10 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит проверку по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 10 кВ ПС Муравьевка НАМИ 10 УХЛ1.

Определяем мощность вторичной нагрузки РУ 10 кВ ПС Муравьевка. Данные представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 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	Меркурий 201.8	12	4
Счетчик РЭ			
Сумма			58

Таблица 28 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 58 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

11.6 Выбор шин 35 кВ

Для РУ 35 кВ применяются провода таким же сечением как и отходящие ВЛ – АС-70/11 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

11.7 Выбор шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции Муравьевка. Максимальный рабочий ток составляет 231,5 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50×5 мм (250 мм²), длительно допустимы ток для данной шины составляет 860 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \cdot 1000 \quad (58)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{42,68}}{91} \cdot 1000 = 15,7 \text{ (мм}^2\text{)}$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия.

Полученное значение сечения менее фактического следовательно оно проходит по термической стойкости продолжаем выбор.

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний конструкции составит более 200 Гц.

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ (м)}$$

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

q - сечение проводника, в данном случае 2,5 (см^2).

Момент инерции находим по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \tag{59}$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3\text{×см)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \tag{60}$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{112100^2}{0,4} = 43,25 \text{ (Н/м)}$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \tag{61}$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3\text{)}$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (62)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{11210^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 22,54 \text{ (МПа)}$$

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

11.8 Выбор изоляторов 10 кВ

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где $F_{загр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ ПС Муравьевка, при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (63)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{11210^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 190,71 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 190,71$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС Муравьевка

11.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 29 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС Муравьевка.

Таблица 29 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Нагрузка	Расчетная мощность
Привод выключателей 35 кВ	1,37×3
Привод выключателей 10 кВ	0,55×11
Обогрев выключателей 35 кВ	(1,6+0,5)×3
Обогрев РУ 10 кВ	8
Освещение РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	4,0
Сумма	29,26

В данной работе выключатели 35 кВ имеют встроенные выпрямители для питания приводов, следовательно учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС Муравьевка принимаем систему переменного оперативного тока.

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС Муравьевка:

$$S_p = \frac{S_{наз}}{n_T \cdot K_3^{онм}} \quad (64)$$

$$S_p = \frac{29,26}{2 \cdot 0,7} = 20,9 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

11.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

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

11.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,35	6,06	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

12 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Данный расчет проводится для определения значений токов короткого замыкания на ближайших ТП для последующей проверки проводников по термической стойкости.

Метод расчета подразумевает использование именованных единиц и среднего ряда напряжений.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ ТП 14, схема замещения представлена на рисунке 10.

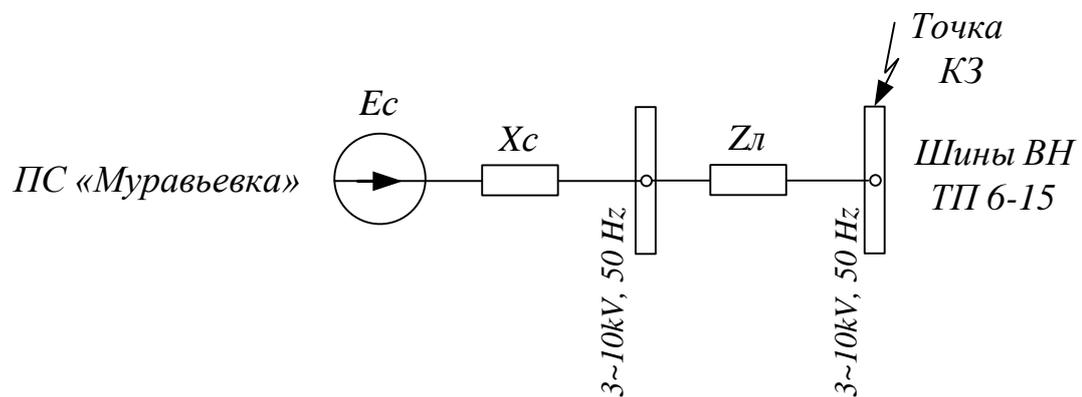


Рисунок 10 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_{сис} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (65)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС Муравьевка, определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС Муравьевка.

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_{.л} = x_0 \cdot L \quad (66)$$

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L \quad (67)$$

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

L – длина участка линии, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (68)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{\text{по2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}} \quad (69)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,62} = 1,31 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков ВЛ от ПС Муравьевка до ТП 6-15:

$$X_{\text{л}} = 0,29 \cdot 0,3 = 0,09 \text{ (Ом)}$$

$$R_{\text{л}} = 0,99 \cdot 0,3 = 0,29 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_{\text{л}} \quad (70)$$

$$X_p = 1,31 + 0,09 = 1,4 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,29 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,29^2 + 1,4^2}} = 4,24 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{по2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,24 = 3,67 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{1,4}{0,29 \cdot 314} = 0,015$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} \quad (71)$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,015}} = 1,51$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y \quad (72)$$

$$I_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot 4,24 \cdot 1,51 = 9,05 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются токи короткого замыкания на втором фидере при этом расчетная точка КЗ находится на шинах ВН ТП 6-2.

Сопротивления участков ВЛ от ПС Муравьевка до ТП 6-2:

$$X_{\text{л}} = 0,29 \cdot 1,05 = 0,31 \text{ (Ом)}$$

$$R_{\text{л}} = 0,99 \cdot 1,05 = 1,04 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ:

$$X_p = 1,31 + 0,31 = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ:

$$R_p = 1,04 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,04^2 + 1,62^2}} = 3,15 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,15 = 2,73 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{1,62}{1,04 \cdot 314} = 0,004$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1,08$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y \tag{73}$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,15 \cdot 1,08 = 4,81 \text{ (кА)}$$

Далее используя полученные данные проводим проверку на термическую стойкость выбранных ранее проводников

12.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

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

$$S_T \leq S_{факт} \tag{74}$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \tag{75}$$

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 Муравьевка – шины ВН ТП 6-15 (максимальное время работы резервной защиты составляет 1,0 сек):

$$S_T = \frac{\sqrt{4,24^2 \cdot (1,0 + 0,015)}}{95} = 34,5 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (76)$$

$$34,5 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Для второй точки КЗ так же определяем термически стойкое сечение (шины ВН ТП 6-2):

$$S_T = \frac{\sqrt{3,15^2 \cdot (1,0 + 0,04)}}{95} = 31,2 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (77)$$

$$31,2 \leq 35$$

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для даднейшей проверки по потере напряжения

12.2 Проверка линий 10 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:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (78)$$

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

L – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ПС Муравьевка – ТП 6-16, определяем потерю напряжения на участке на каждом из участков:

Потеря напряжения в участке: РУ 10 кВ ПС Муравьевка - отпайка ТП 6-16:

$$\Delta U1 = \sqrt{3} \cdot 14,51 \cdot 1,0 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,24 (\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 6-16 - отпайка ТП 6-16:

$$\Delta U2 = \sqrt{3} \cdot 11,49 \cdot 0,3 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,06 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения:

$$\Delta U = \Delta U1 + \Delta U2 \quad (79)$$

$$\Delta U = 0,24 + 0,06 = 0,3 (\%)$$

Данное значение не должно превышать 5% для наиболее удаленной от источника питания ТП, расчет показывает что потеря не превышает допустимого значения следовательно сечение менять не требуется, результаты расчета для обоих фидеров сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет потерь напряжения

Фидер	ΔU (%)
4	3,15
9	0,3

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

13 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПОДСТАНЦИИ МУРАВЬЕВКА

Здания, подстанции, в том числе, открытые распределительные устройства (ОРУ), воздушные линии и другие объекты защищают от прямых ударов молнии при помощи стержневого молниеотвода или комплексом таковых. Устройство, изобретенное в середине 18 века, актуально по сей день. Вообще, молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Первые из них используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Вторые же наиболее распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструктивных элементов сооружения, как минимум на 3 метра, он и принимает на себя удар молнии.

Молниеприемник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии, согласно ПУЭ его диаметр должен быть более 6 мм. Соединение молниеприемника с токопроводом необходимо производить путем их сваривания. Если это невозможно, то допустимо резьбовое соединение болтом и гайкой. Диаметр шайб в этом случае должен быть увеличен. Во избежание падения и нанесения по этой причине ущерба, устройство должно быть прочно закреплено на опоре или другой несущей конструкции.

Система молниезащиты ПС Муравьевка представляет собой четыре отдельно стоящих молниеотвода расположенные по периметру ПС, высота каждого молниеотвода составляет 17 м.

Расчет молниезащиты ПС Муравьевка поводится по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (80)$$

где h – высота принятого отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 16 = 13,6 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного принятого отдельно стоящего молниеотвода на уровне земли по следующей формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{\text{эф}}) \cdot h_{\text{эф}} = (1,1 - 0,002 \cdot 13,6) \cdot 13,6 = 13,1 \text{ (м)} \quad (81)$$

Радиус зоны защиты от одного принятого молниеотвода на уровне защищаемого объекта в данном случае трансформатора:

$$r_{\text{хмп}} = 1,6 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \frac{(h_{\text{эф}} - h_x)}{(h_{\text{эф}} + h_x)} = 1,6 \cdot 13,6 \cdot \frac{(13,6 - 5)}{(13,6 + 5)} = 6,6 \quad (82)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

Наименьшая высота внутренней зоны двойного стержневого молниеотвода:

$$h_{c12} = h_{\text{эф}} - \frac{L12}{7} = 13,6 - \frac{44}{7} = 7,31$$

$$h_{c23} = h_{\text{эф}} - \frac{L23}{7} = 13,6 - \frac{21}{7} = 10,6$$

$$h_{c34} = h_{\text{эф}} - \frac{L34}{7} = 13,6 - \frac{44}{7} = 7,31$$

$$h_{c14} = h_{\text{эф}} - \frac{L14}{7} = 13,6 - \frac{38}{7} = 6,17$$

Для остальных систем молниеотводов проводится аналогичный расчет и определяются соответствующие зоны

Половина ширины внешней зоны на уровне трансформатора определяется по следующей формуле:

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} = 1,6 \cdot \frac{7,31 - 5}{1 + \frac{5}{7,31}} = 2,19$$

$$r_{cx23} = 1,6 \cdot \frac{h_{c23} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c23}}} = 1,6 \cdot \frac{10,6 - 5}{1 + \frac{5}{10,6}} = 6,08$$

$$r_{cx34} = 1,6 \cdot \frac{h_{c34} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c34}}} = 1,6 \cdot \frac{7,31 - 5}{1 + \frac{5}{7,31}} = 2,19$$

$$r_{cx14} = 1,6 \cdot \frac{h_{c14} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c14}}} = 1,6 \cdot \frac{6,17 - 5}{1 + \frac{5}{6,17}} = 1,03$$

где h_x – высота трансформатора.

Схема молниезащиты подстанции Зейская представлена на рисунке 11

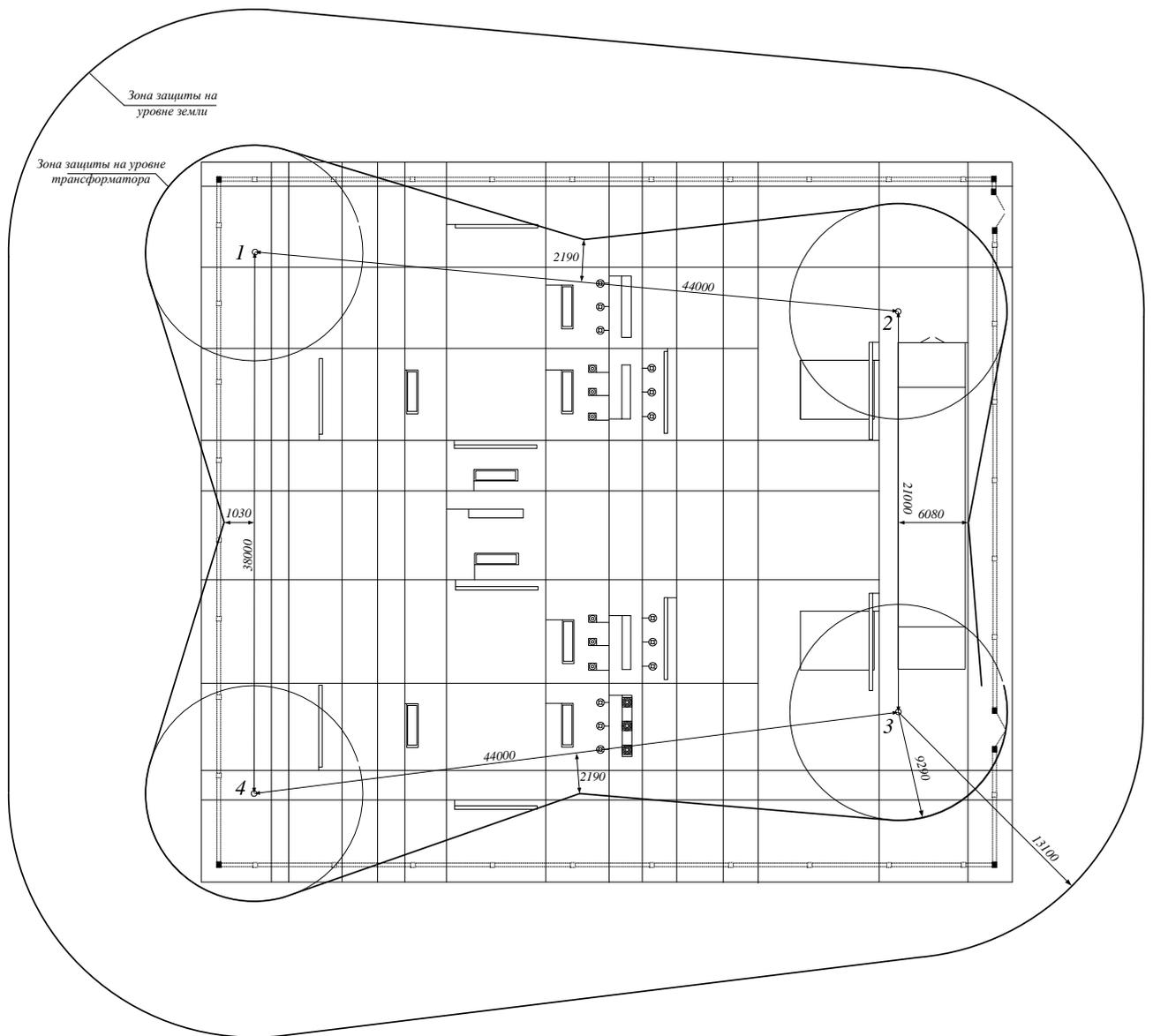


Рисунок 11 – Схема молниезащиты подстанции Муравьевка

14 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 4 Ом для подстанций классом напряжения 35 кВ.

Размеры подстанции Муравьевка $44,5 \times 36$ (м)

Определяем площадь контура заземления ПС:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 1845 \text{ (м}^2\text{)} \quad (83)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (84)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{2,35^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,49 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (85)$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА);

T - предельное время работы защиты выключателя (сек);

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (86)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 9,64$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{kop} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 29 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (87)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{mn} = 5$ (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_m}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_m}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 741,0 \text{ (м)}$$

Число ячеек:

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{741,0}{2 \cdot \sqrt{1845}} = 8,63 \quad (88)$$

Принимаем число ячеек: $m = 9$

Длина стороны ячейки;

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1845}}{9} = 4,77 \text{ (м)} \quad (89)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{1845}(9+1) = 859,06 \text{ (м)} \quad (90)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{1845}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 12,15 \quad (91)$$

Принимаем: $n_e = 13$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 100 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{1845}} + \frac{1}{859,06 + 4,0 \cdot 13} \right) = 1,09 \text{ (Ом)} \quad (92)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1845}}{(21 + 320) \cdot (4,0 + 45)}} = 1,96 \quad (93)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 1,09 \cdot 1,96 = 2,13 \text{ (Ом)} \quad (94)$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного 4 Ом, следовательно, расчет считаем окончанным.

15 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 35 КВ

В качестве защитного терминала принимаем SPAC 810T

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах подстанции Муравьевка принимаем следующие:

Дифференциальная защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора

Максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Защита от перегрузки – защита, предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

15.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (95)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{ТА}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (96)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{НБР} \quad (97)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (98)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,1$;

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

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$ о.е.;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ} = 0,02$ о.е.;

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР} = 0,02$ о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (99)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (100)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы, принимают $I_{СКВ} = 3$,

$$K_{ПЕР}^{\wedge} = 1,5, \quad K_{ПЕР}^{\backslash} = 2,5$$

$$I_{TACЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (101)$$

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

Выбираем трансформаторы тока:

$$I_{BH} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 230,9 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{62,4}{75} \cdot 5 = 4,16 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{230,9}{300} \cdot 5 = 3,84 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) \quad (102)$$

$$I_{d\min} = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

15.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 4000 кВА на подстанции Муравьевка, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

Данная защита является очень чувствительной при повреждениях внутри трансформатора в частности на обмотках при различного рода коротких замыканиях в том числе и витковых коротких замыканиях с возникновением электрической дуги либо значительным нагревом элементов.

При этом в районе где происходит дуговое замыкание производится разложение масла на составляющие, при значительном газообразовании и повреждении элементов. Расширяющиеся газы создают высокое давление, под действием которого они начинают движение в сторону расширителя.

Образование газов внутри корпуса трансформатора является очень опасным так как может привести к разгерметизации и повреждению трансформатора с разливом масла и его последующим возгоранием, данный факт может привести к значительным экономическим и техническим потерям.

Для исключения данной ситуации между основным баком трансформатора и расширителем устанавливается газовое реле, через которое проходят эти газы, движение потока масла и газа задействует его чувствительные элементы, в частности лопатки и происходит замыкание контактов с отключением трансформатора от сети. Работа газовой защиты является очень быстрой и оборудование не успевает получить значительные повреждения. Следует отметить то что после отключения трансформатора следует взводить отсечной клапан, который разделяет основной бак трансформатора от расширителя.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов подстанции Муравьевка

15.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{номВН} \quad (103)$$

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 62,4 = 81,9 \text{ (A)}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0;

k_B – коэффициент возврата токового реле.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 81,9}{(75/5)} = 9,45 \text{ (A)}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки действующей на отключение принимаем равным 9 секунд.

15.4 Токовая отсечка.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{C3} = k_n \cdot I_{кзНН} \cdot k_{mp} \quad (104)$$

где k_n – коэффициент надежности;

k_{mp} – коэффициент трансформации трансформатора;

$I_{кзНН}$ – максимальное значение тока короткого замыкания на шинах низкого напряжения подстанции Муравьевка.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 4620 \cdot 10,5 / 35 = 1525,6$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{1525,6}{(75/5)} = 101,7 \text{ (A)}$$

Защита принимается для трансформаторов ТМН 400/35/10 подстанции Муравьевка.

15.5 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВН} \quad (105)$$

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

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска принимается равным 1,5.

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 62,4 = 140,4 \text{ (A)}$$

$$k_\epsilon = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I_{C3}} \quad (106)$$

$$k_\epsilon = \frac{4,62 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{140,4} = 115,41$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 140,4}{(75/5)} = 16,21 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности, ее принимаем к установке на оба трансформатора подстанции Муравьевка.

16 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ МУРАВЬЕВКА

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АЧР.

16.1 АВР

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Муравьевка для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Ещё один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика даёт команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое

замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устранённых неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На подстанции Муравьевка принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

16.2 АЧР

АЧР - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

На ПС Муравьевка применяется устройство АЧР рассмотрим его подробно, устройства АЧР срабатывают при понижении частоты ниже 49 Гц, продолжительность работы электрической системы составляет не больше 40 с. При менее 47 Гц – 10 с., меньше 46 Гц нельзя допустить, так при этом значении происходит явление «лавины напряжения», при котором происходит сбрасывание электростанцией нагрузки. «Лавина напряжения» способствует

повышенному потреблению реактивной мощности что ведет к еще большим осложнениям в системе энергоснабжения.

Пониженная частота может вызвать механический резонанс проточной части турбины, влекущий механические повреждения лопаток турбины. Снижение частоты влечет снижение скорости вращения асинхронного двигателя и понижение производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы. Это действие называется виной частоты за ней обычно следует появление лавины напряжения. При понижении уровня частоты снижается подача давления масла маслонасосом к турбине электростанции, это приводит к посадке стопорных клапанов в аварийном режиме и отключению агрегата. Изменения параметров частоты всего на 0,2 Гц может способствовать неравномерному и неэкономичному распределению нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования. Изменение частоты может привести к непостоянной скорости работы электроприводов механизмов, что может вызвать появление брака производимых деталей. Аварийная частотная разгрузка является единственным средством поддержания частоты энергосистемы в разрешенных пределах при регулировании отключением потребителей, этот процесс происходит в случае отсутствия восстановления частоты путем применения нормальных средств регулирования частоты. Неравномерность АЧР, риски возникающие в результате снижения частоты очень важно предотвратить так, как это ведет к длительному процессу восстановления нормированного значения частоты и восстановлению рабочего состояния потребителей, а также появление лишних операций по включению и отключению коммутирующих аппаратов электроприемников, снижает надежную работу энергосистемы электроснабжения.

17 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На подстанции Муравьевка в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением (далее - БФПО), в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение БФПО осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации. Для создания модуля следует использовать программный комплекс Конфигуратор - МТ. Модуль включает в себя: - уставки защит и автоматики; - дополнительные функциональные схемы ПМК (далее - схемы ПМК); - настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ; - настройки функций синхронизации времени блока; - настройки таблицы подключений блока; - настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем.

Таблица назначений блока позволяет: - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока; - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем; - создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий; - выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов); - выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации ПМК, созданный предприятием-изготовителем

Выходные сигналы функциональных схем БФПО и схем ПМК могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем БФПО могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс Конфигуратор - МТ предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа: служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы: - дискретные входы, перечень которых приведен в таблице 3; - кнопки лицевой панели F1 и F2; - входные сигналы АСУ, перечень которых приведен в таблице 7; - входные сигналы функциональных схем, - выходные сигналы функциональных схем; - свободно назначаемые дискретные выходы

Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа Вход на входной сигнал функциональных схем БФПО Квитир. внеш.). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

Функции защиты

Токовая отсечка (ТО)

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией

Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле (ниже 7 В), РНМ работает по памяти. В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7 В. Для готовности работы РНМ по памяти необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать по памяти формируется логический сигнал недост., ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы ТО 1 блок. и ТО 2 блок. Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

Максимальная токовая защита (МТЗ)

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую время токовую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе Конфигуратор – М

при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки МТЗ РН У1 или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки МТЗ РН У2. При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.

Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения в соответствии рисунком Б.2. Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или

обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы МТЗ 1 ст. блок. и МТЗ 2 ст. блок. соответственно.

Ускорение МТЗ (УМТЗ)

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала РПО в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени УМТЗ Т выдается сигнал на отключение выключателя.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал УМТЗ блок. Логическая защита шин (ЛЗШ)

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения. Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128 (в соответствии с рисунком Б.3).

Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществляется программным ключом S149. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени, выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени ЛЗШ Т.

Блок обеспечивает контроль исправности шинки ЛЗШ - при наличии сигнала от датчиков ЛЗШ в течение 180 с блок выдает сигнал "Вызов".

18 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе при решении комплексной задачи проведена реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ села Муравьевка которое получает питание от ПС Муравьевка напряжением 35/10 кВ. В представленной работе разработан так же оптимальный вариант реконструкции источника питания - ПС Муравьевка с заменой всего основного электротехнического оборудования, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области охраны труда, ООС и ЧС.

18.1 Безопасность

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках.

Работы в действующих электроустановках должны проводиться [21]:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Безопасность при работе по наряду допуску.

При работе в действующих электроустановках, работы должны осуществляться по наряду, который выписывается в двух экземплярах, если он передается по телефону, то в трех. При этом лицо выдающее наряд должно выписать один экземпляр, а лицо принимающее текст, два экземпляра фамилии и инициалов, выдающего наряд [21].

Количество нарядов, которые могут быть выданы одному ответственному руководителю работ должен определять человек выдающий наряд. Допускается выдавать наряд на срок не более 15 дней со времени начала работы при этом он может быть продлён единовременно на такой же срок, при этом при перерыве в работе наряд остается действительным.

В случае если работы в электроустановке полностью закончены, то наряд по данным работам должен храниться в течение 30 суток, после чего может быть уничтожен, при условии, если во время работы не имели место аварии и инциденты либо несчастные случаи.

В электроустановках выше 1000 В допускается выдавать один наряд на одновременную работу на всех присоединениях секции шин со всех токоведущих частей которой снято напряжение, в том числе на вводах воздушных и кабельных линий.

В распределительных устройствах напряжением от 3 до 110 кВ с одиночной системой шин на ремонт всей секции допускается выдавать один наряд на присоединение всей этой секции для рассредоточения членов бригады.

Для выполнения однотипной работы на нескольких подстанциях допускается выдавать один наряд для выполнения этой работы, например, это может быть отбор проб масла, доливка масла, переключение обмоток

трансформаторов, проверка устройств релейной защиты и так далее, срок такого наряда ограничивается одними сутками.

Безопасность при работе по распоряжению.

В электроустановках до 1000 В может выполняться работа по распоряжению, которое имеет разовый характер, продолжительность и его действие ограничивается временем рабочего дня производителей, после окончания рабочего дня распоряжение должно быть закрыто, либо отдаваться заново, при этом в случае перерыва в работе в течение рабочего дня, производитель работ осуществляет повторный допуск бригады к работе [21].

Распоряжение отдается непосредственно лицу, выполняющему работу, а также оно отдается и допускающему, в том случае если на электроустановке нет оперативного персонала, допуск на рабочем месте не требуется и распоряжение отдаётся непосредственно работнику, который должен выполнять указанную работу.

В электроустановках до 1000 В оперативный и оперативно-ремонтный персонал может выполнять неотложные работы продолжительностью не более часа, без учёта времени на подготовку рабочего места в электроустановке, в случае если работа требует времени более одного часа то она должна выполняться по наряду.

Безопасность при работе в порядке текущей эксплуатации.

В электроустановках до 1000 В могут выполняться небольшие по объёму виды работ в течение рабочего дня, либо рабочей смены, которые разрешены к выполнению в подписанном заранее техническом документе который подписывает главный инженер предприятия. В нем указываются определенные требования по технике безопасности, в частности данные работы распространяются только на электроустановки до 1000 В и могут выполняться только силами оперативного либо оперативно-ремонтного персонала на закреплённом за этим персоналом оборудовании.

Такого рода работа является разрешённой и не требует каких-либо пояснений, либо указаний для её выполнения также не требуется выполнение целевого инструктажа.

В перечне разрешённой работы, должны содержаться указания, которые определяют виды работ, выполняемых бригадой.

Также в данном документе должен быть указан порядок регистрации работ, которые выполняются по данной методике, должно быть указано в уведомление оперативного персонала, который непосредственно управляет ремонтным персоналом, а также характер работы, её начало и окончание и оформление записи в оперативном журнале.

18.2 Экологичность

Данная работа рассматривает реконструкцию подстанции Муравьевка 35/6 кВ при этом на ней предполагается установка новых силовых трансформаторов, согласно [20] для них должны предусматриваться специальные устройства для сбора масла в случае чрезвычайной ситуации - маслоприемники. Т.к. разлив масла является значительной экологической проблемой, следовательно, в данном разделе проведем расчет геометрических параметров данных маслоприемников, которые будут соответствовать предъявляемым требованиям.

На подстанции Муравьевка устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 4000/35/10 с размерами (м) 4,02×3,35×3,8 и массой масла 3,98 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м [20].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [20].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [20].

- 4) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

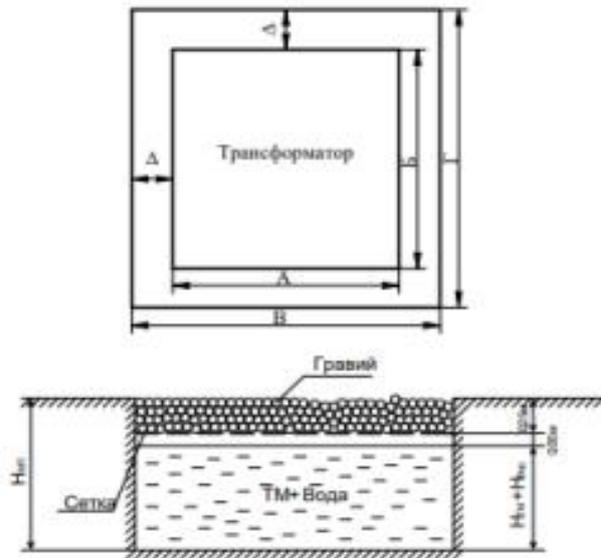


Рисунок 12 – Габариты маслоприемника

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [7]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (107)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{3,98}{0,88} = 4,52 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [7]:

$$S_{мл} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (108)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (4,02 + 2 \cdot 1) \cdot (3,35 + 2 \cdot 1) = 32,21 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [7]:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (109)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (4,02 + 3,35) \cdot 2 \cdot 3,8 = 56,01 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны [20]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [7]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} \quad (110)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (32,21 + 56,01) \cdot 10^{-3} = 31,8 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [7]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (111)$$

$$V_{mmH_2O} = 4,52 + 0,8 \cdot 31,8 = 29,93 \text{ (м}^3\text{)}$$

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

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (112)$$

$$H_{mn} = \frac{29,93}{32,21} = 0,93 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [20]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [20]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [20]:

$$H_{nmt} = H_{mn} + H_{en} + H_z \tag{113}$$

$$H_{nmt} = 0,93 + 0,05 + 0,25 = 1,23 \text{ (м)}$$

18.3 Чрезвычайные ситуации

К основным чрезвычайным ситуациям, которые могут происходить в рассматриваемой системе электроснабжения и на источнике питания подстанции Муравьевка 35/10 кВ можно отнести следующие:

- Пожар в следствии грозовой деятельности либо при коротком замыкании, перегрузке оборудования.

- Отключение оборудования ложное или по ошибке персонала

Рассмотрим подробно меры, которые в рассматриваемой части энергосистемы препятствуют возникновению данных ситуаций.

Ликвидация возгораний.

При появлении признаков возгорания в электроустановке персонал оперативно выездной бригады (ОВБ) обслуживающей данный РЭС оценивает ситуацию, составляет общее представление о происходящем.

Далее без промедления персонал ОВБ сообщает о случившемся вышестоящему персоналу - дежурному диспетчеру, начальнику смены, мастеру участка и т.д. Чтобы не терять времени все действия, задания вышестоящего персонала, результаты осмотров фиксируются на черновик.

Оценив масштаб возгораний, персонал ОВБ определяет дальнейший порядок действий. Если возгорание не удастся ликвидировать своими силами,

находящемуся в электроустановке персоналу ОВБ, то необходимо вызвать пожарную охрану по имеющейся связи - мобильному или стационарному телефону, внутренней телефонной связи.

При приезде пожарной бригады персонал ОВБ встречает ее, допускает по специальном наряде-допуску на тушение пожара, предварительно приняв требуемые меры электробезопасности. Также персонал ОВБ, осуществляет заземление техники, выдает необходимые средства защиты, показывает возможные подъездные пути, места заземления техники, место расположения пожарного гидранта и других элементов водоснабжения.

При тушении пожара в электроустановках, прежде всего, необходимо помнить об опасности поражения электрическим током в процессе ликвидации возгорания.

Поэтому первое, что делает персонал ОВБ при возникновении пожара - обесточивает загоревшееся оборудование. Если речь идет о коммутационном аппарате, например, о выключателе, наличие на нем возгорания свидетельствует о том, что он находится в поврежденном состоянии и им нельзя управлять.

В данном случае персонал ОВБ обесточивает очаг возгорания путем отключения питания со всех источников, от которых запитан данный участок электрической сети, и разбирает схему разъединителями, после чего восстанавливает питание другого оборудования.

При тушении пожара также следует помнить о том, что существует опасность поражения электрическим током от соседнего оборудования, которое находится в работе. Поэтому перед непосредственной ликвидацией возгорания персонал ОВБ убеждается в том, что близлежащее оборудование не несет в себе угрозу удара электрическим током, при необходимости выполняет требуемые переключения.

При отключении оборудования могут быть обесточены очень важные по категории электроснабжения потребители, поэтому необходимо поставить в известность персонал потребителя о возгорании оборудования и примерных

сроках восстановления электроснабжения, в зависимости от ситуации. При наличии резервных источников питания персонал ОВБ оперативно переключает питание обесточенных потребителей.

Особое внимание следует уделить вопросу электробезопасности пожарной бригады, прибывшей на объект для ликвидации возгорания. Персонал ОВБ проводит инструктаж относительно принятых мер безопасности, о необходимости применения тех или иных электрозащитных средств и выдает их каждому из членов бригады.

Пожарная техника должна быть в обязательном порядке заземлена, то есть присоединена к близлежащему заземлителю при помощи переносного заземления сечения, которое соответствует тому или иному классу напряжения.

В зависимости от ситуации и наличия необходимых средств пожаротушения, персоналом ОВБ может быть принято решение о ликвидации возгорания своими силами, без привлечения пожарного подразделения.

В данном случае идет речь об использовании первичных средств пожаротушения - огнетушителей, песка из ящиков, расположенных по территории распределительных устройств подстанции Муравьевка.

В распределительных устройствах подстанции Муравьевка используются огнетушители углекислотного типа. Данные огнетушители могут быть использованы для тушения оборудования под напряжением только до 10000 В - обычно данная информация указывается на огнетушителе [22].

Также к первичным средствам пожаротушения, которые расположены возле силовых трансформаторов ПС Муравьевка, относятся вспомогательные средства, расположенные на пожарных щитах – специальные конусные ведра, штыковые лопаты, лом, кошма (противопожарное полотно), пожарный багор, ящик с песком, пожарный гидрант [22].

Ликвидация последствий отключения оборудования.

При аварийном отключении линии, трансформаторов и другого оборудования диспетчер рассматриваемого участка РЭС:

а) регулирует допустимый режим работы контролируемых связей (допустимые перетоки мощности для создавшейся схемы, уровни напряжения),

б) принимает срочные меры по включению потребителей, отключенных действием устройств специальной автоматики, а при невозможности включить их после отключения других потребителей по графикам аварийных отключений (или ограничений)

в) определяет на основе показаний устройств телесигнализации и телеизмерения, анализа работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, опроса подчиненного персонала и сообщения с мест причины отключений и после устранения причин включить оборудование в работу.

После аварийного отключения линии на основе показаний фиксирующих измерительных приборов, анализа работы устройств релейной защиты, осмотра оборудования на подстанциях и при отсутствии видимого повреждения персоналом ОВБ производится опробование ее напряжением; при повторном отключении после анализа срабатывания устройств релейной защиты линия выводится в ремонт, организуется осмотр линии и проявление осциллограмм.

При необходимости быстрее включения линии по условиям надежности схемы электроснабжения или избежание (уменьшения объема) ограничений потребителей допускается неоднократное опробование ее напряжением, когда отключение линии часто вызывается неустойчивым коротким замыканием.

При необходимости срочного отключения оборудования, связанного с угрозой повреждения оборудования или жизни людей, и невозможности быстрой подготовки режима допускается его отключение без подготовки режима.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе при решении комплексной задачи была проведена реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ села Муравьевка которое получает питание от ПС Муравьевка напряжением 35/10 кВ. В представленной работе был разработан так же оптимальный вариант реконструкции источника питания - ПС Муравьевка с заменой всего основного электротехнического оборудования, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительно - монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Волог-да: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
- 3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учеб-ник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 4 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.
- 5 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 6 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 7 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.
- 8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 10 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование органи-заций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.

- 11 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.
- 12 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
- 13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 14 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
- 15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
- 16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учрежде-ний высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.
- 17 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 18 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и горо-дов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
- 19 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.
- 20 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 21 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)
- 22 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
- 23 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики : учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.

24 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

25 Энергоэффективное электрическое освещение : учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфо-ломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.

26 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчет нагрузок ТП

Номер ТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (квар)	$S_{P0,4}$ (кВА)
6-1	155,58	116,19	194,17
6-2	78,96	15,98	80,56
6-4	183,94	58,12	192,90
6-6	114,62	35,52	120,0
6-8	172,08	34,99	175,60
6-11	320,08	90,56	332,64
6-13	426,98	111,75	477,22
6-15	177,3	64,57	188,69
6-16	195,02	39,79	199,04

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	Количество трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора (кВА)	$K_{зф}$
6-1	1	250	0,78
6-2	1	100	0,81
6-4	1	250	0,77
6-6	1	100	1,20
6-8	1	250	0,70
6-11	1	400	0,83
6-13	1	400	1,19
6-15	1	160	1,18
6-16	1	250	0,80

ПРИЛОЖЕНИЕ В - Расчет потерь мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{p0,4}$ (кВА)	$K_{\text{эф}}$	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)
6-1	194,17	0,78	2,06	9,63	9,85
6-2	80,56	0,81	0,86	3,99	4,08
6-4	192,90	0,77	2,05	9,56	9,78
6-6	120,0	0,75	1,27	5,95	6,08
6-8	175,60	0,70	1,86	8,71	8,90
6-11	332,64	0,83	3,53	16,49	16,87
6-13	477,22	0,71	5,07	23,66	24,20
6-15	188,69	0,76	2,00	9,36	9,57
6-16	199,04	0,80	2,11	9,87	10,09