

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: Модернизация системы электроснабжения села Ивановка с центром питания подстанция Ивановка напряжением 110/35/10 кВ

Исполнитель

студент группы 742-об3

подпись, дата

Ю.А. Машенко

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Мащенко Юлии Александровны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения села Ивановка с центром питания подстанция Ивановка напряжением 110/35/10 кВ.

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 1.06.2021.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема развития распределительных электрических сетей 35 -110 кВ Амурской области, загрузка трансформаторов ,нагрузка ПС.

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

Анализ системы электроснабжения , расчет электрических нагрузок, расчет ТКЗ , выбор оборудования ,защита трансформаторов.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Расчет нагрузок ТП , расчёт коэффициентов загрузки трансформаторов ТП, выбор номинальной мощности трансформаторов ,потери в трансформаторах и нагрузки ВН ТП.

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

7. Дата выдачи задания 23.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович

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

профессор, канд.техн.наук

Задание принял к исполнению (дата):

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 стр., 13 рисунков, 35 таблиц, 103 формулы, 21 источник, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ,
УДЕЛЬНАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ,
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАГРУЗКИ,
АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ,
НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ,
ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, СИСТЕМА МОЛНИЕЗАЩИТЫ,
ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ
ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данной работе представлено комплексное решение задачи модернизации системы электроснабжения села «Ивановка» в Амурской области, которая касается замены оборудования как в распределительных сетях так и на одноименном источнике питания ПС 110/35/10 кВ «Ивановка». Основной упор был сделан на повышение надежности и качества электроснабжения всех потребителей и соответствующего повышения качества и уровня жизни населения. В ходе выполнения данной работы проведен расчет нагрузок и на основании полученных данных проведен выбор оборудования, как в сетях так и на источнике питания. Проведена замена линий электропередачи напряжением 10 кВ, а так же проведена глубокая модернизация источника питания в рассматриваемом районе, включая замену высоковольтных выключателей, измерительных трансформаторов, гибких и жестких шин.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 7 |
| 1 Характеристика рассматриваемого района электрических сетей | 9 |
| 1.1 Краткая характеристика села «Ивановка» | 9 |
| 1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности | 9 |
| 1.3 Характеристика потребителей | 10 |
| 1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения части города | 10 |
| 2 Анализ системы электроснабжения села «Ивановка» | 12 |
| 2.1 Характеристика источника питания ПС Ивановка 110/35/10 кВ | 12 |
| 2.2 Характеристика системы электроснабжения | 14 |
| 3 Расчет электрических нагрузок | 20 |
| 4 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов ТП | 25 |
| 5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП | 29 |
| 6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ТП | 33 |
| 7 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Ивановка» | 37 |
| 8 Компенсация реактивной мощности | 38 |
| 9 Расчет токов короткого замыкания на ПС «Ивановка» | 39 |
| 10 Выбор оборудования РУ 110/35/10 кВ ПС «Ивановка» | 48 |
| 10.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ | 48 |
| 10.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ | 49 |
| 10.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ | 50 |
| 10.4 Выбор разъединителей | 50 |
| 10.5 Выбор трансформаторов тока | 51 |
| 10.6 Выбор трансформаторов напряжения | 55 |
| 10.7 Выбор гибкой ошиновки | 57 |
| 10.8 Выбор жесткой ошиновки | 58 |
| 10.9 Выбор ОПН | 60 |
| 10.10 Выбор высокочастотного заградителя связи | 61 |

| | | |
|------|--|----|
| 11 | Выбор сечений ВЛ 10 кВ | 62 |
| 12 | Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения | 64 |
| 12.1 | Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ | 66 |
| 12.2 | Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения | 67 |
| 13 | Защита трансформаторов 110 кВ | 69 |
| 13.1 | Дифференциальная защита | 69 |
| 13.2 | Защита от перегрузки | 71 |
| 13.3 | Максимальная токовая защита | 71 |
| 13.4 | Газовая защита | 72 |
| 14 | Телемеханика | 74 |
| 15 | Расчет экономических показателей | 78 |
| 16 | Безопасность и экологичность | 80 |
| 16.1 | Безопасность | 80 |
| 16.2 | Экологичность | 84 |
| 16.3 | Чрезвычайные ситуации | 86 |
| | Заключение | 90 |
| | Библиографический список | 91 |
| | Приложение А Расчет нагрузок ТП | 93 |
| | Приложение Б Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП | 95 |
| | Приложение В Выбор номинальной мощности трансформаторов | 97 |
| | Приложение Г Потери в трансформаторах и нагрузки ВН ТП | 98 |

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматический ввод резервного источника питания;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВВ – вакуумный выключатель;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВН – выключатель нагрузки;

ВНР – восстановление нормального режима работы электроустановки;

КЗ – короткое замыкание;

ПБВ – устройство регулирования напряжения трансформатора без возбуждения;

РП – распределительный пункт;

РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;

РЭС – районные электрические сети;

СТ – силовой трансформатор;

СЭ – система электроснабжения;

ТН – измерительный трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – измерительный трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время практически во всех системах электроснабжения как сельских так и городских повсеместно встречается проблема выхода из строя оборудования связанная с физическим износом, данный факт приводит к недоотпуску электрической энергии потребителям, значительным финансовым затратам сетевого предприятия. Качество и надежность электроснабжения имеет низкий уровень особенно в сельской местности, поэтому в данной работе разработан один из вариантов модернизации системы электроснабжения районных электрических сетей села «Ивановка» в Амурской области с источником питания ПС «Ивановка» номинальным напряжением 110/35/10 кВ. В работе решается комплексная задача по модернизации как источника так и электрических сетей.

Цель представленной работы – разработка новой, современной системы электроснабжения в замен существующей, с соблюдением заданных требований по надежности и качеству электроснабжения села «Ивановка» в Амурской области.

Актуальность представленной работы – заключается в необходимости скорейшей модернизации существующей системы электроснабжения села «Ивановка» в Амурской области, с целью снижения затрат сетевого предприятия от недоотпусков электроэнергии и связанных с этим штрафами. Данная проблема остро стоит во всех электрических сетях Амурской области и поэтому требуется скорейшее ее решение. Современное оборудование и материалы, выпускаемые промышленностью в настоящее время для объектов электроэнергетики, позволяют в короткие сроки, с затратами минимального количества времени и финансовых средств, проводить модернизацию и реконструкция электрических сетей и трансформаторных подстанций.

Практическая значимость работы – заключается в получении достоверных и актуальных в настоящее время данных об уровнях загрузки электрических сетей и трансформаторных подстанций, на основании которых

будет проводиться реконструкция и модернизация. Так же в ходе расчетов будут определены фактические уровни токов короткого замыкания во всех рассматриваемых электроустановках на основании которых и будет проверяться все выбранное оборудование

Основные задачи при выполнении данной работы: расчет электрических нагрузок всех ТП рассматриваемого района электрических сетей, выбор и проверка по коэффициенту загрузки силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, расчет нагрузок на стороне ВН ТП, выбор типа и сечения проводника для питания ТП, проверка проводников ВЛ по условиям протекания токов короткого замыкания и потерь напряжения, расчет нагрузок на ПС «Ивановка» и проверка трансформаторов по условиям загрузки, расчет токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах источника питания, выбор подстанционного оборудования и проверка его по термической, динамической стойкости и иным параметрам.

При выполнении данной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Ожидаемые результаты – получение данных о характеристиках и стоимости электротехнического оборудования необходимого для модернизации как электрической сети так и источника питания.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Краткая характеристика села «Ивановка».

«Ивановка» - крупнейшее село Амурской области России, административный центр Ивановского района и Ивановского сельсовета. Село «Ивановка» стоит на левом берегу реки с одноименным названием (левый приток реки Зея), до реки Зея расстояние около 18 км. Расположено в 35 км к востоку от областного центра города «Благовещенск». Через село проходит автодорога областного значения Белогорск — Тамбовка — Константиновка.

На территории села расположены: строительные организации, автомобильные предприятия, районная больница, средняя и начальные школы, работает вечерняя школа, спортивная школа, центр детского творчества, школа-интернат — с числом временно проживающих 239 человек, детский дом, 3 детских сада, дом культуры, библиотека, школа искусств, историко-краеведческий музей, узел почтовой связи, узел электросвязи, свыше 60 торговых точек. Численность населения села по состоянию на 2018 год составляла 6388 человек.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

В данной работе основной упор будет сделан на замену электротехнического оборудования, при этом, этот выбор должен основываться не только на его технических характеристиках но и на климатической характеристике местности в которой его предстоит эксплуатировать. Неправильный выбор оборудования, в частности несоответствие климатических параметров чреват выходом последнего из строя с последующими значительными затратами на ремонт и ли замену.

Поэтому в данном разделе приводятся все, необходимые для дальнейшего выбора оборудования, климатические параметры рассматриваемой местности, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические параметры местности

| Характеристика | Значение |
|---|----------|
| Район по ветру | III |
| Максимальный скоростной напор, (Н/м ²) | 650 |
| Максимальная скорость ветра, (м/с) | 32 |
| Район по гололеду | III |
| Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см ³), (мм) | 20 |
| Температура воздуха высшая, (град С) | 41 |
| Температура воздуха низшая, (град С) | -45 |
| Температура воздуха среднегодовая, (град С) | 0 |

Используем приведенные данные для выбора и проверки оборудования.

1.3 Характеристика потребителей

Основную часть потребителей рассматриваемого района электрических сетей представляют жилые постройки, в частности жилые одноэтажные дома так же встречаются и многоэтажные дома до 4 этажей, различные административные здания, предприятия, больница, детские сады, начальные и средняя школы, так же в большом количестве имеются гаражные массивы.

По категории надёжности электроснабжения большую часть потребителей 80 % занимает третья категория, остальную часть относим ко второй категории надёжности, данный факт необходимо учитывать при выборе количества источников питания в ходе реконструкции и модернизации (первая категория по надёжности электроснабжения или ее особая группа в нагрузке отсутствует полностью).

Все потребители получают питание на переменном токе промышленной частоты 50 Гц, каких либо мощных промышленных потребителей в основной массе нагрузки нет.

1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения части города

Численность населения села «Ивановка» в Амурской области практически не меняется со временем тем не менее для сохранения достаточно высокого уровня жизни населения и повышения демографического

уровня данного населенного пункта, требуется предоставление жилищно-коммунальных услуг соответствующих современным требованиям. Одной из таких услуг является электроснабжение которое должно обеспечивать высокое качество и надежность. Реконструкция и модернизация системы электроснабжения позволит привлекать дополнительные инвестиции в развитие населенного пункта и подключать дополнительных потребителей при необходимости, снизить затраты на ремонт и эксплуатацию электросетевого хозяйства.

2 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА «ИВАНОВКА»

2.1 Характеристика источника питания ПС Ивановка 110/35/10 кВ

Основным источником питания в рассматриваемых электрических сетях является ПС «Ивановка» имеющая три уровня номинальных напряжений 110/35/10 кВ. Питание распределительных сетей села осуществляется на напряжении 10 кВ от фидеров № 10, 14, 16, 24, 26, так же резервирование может осуществляется от смежной подстанции «Дмитриевка» 35/10 кВ.

Подробная однолинейная схема источника питания представлена на рисунке 1, рассмотрим ее подробно.

РУ 110 кВ: выполнено открытым по схеме «одна секционированная система шин», секционирование выполнено переключателем включающей в себя 2 разъединителя, данная схема имеет невысокую надежность по сравнению со схемой использующей секционный выключатель, поэтому в данной работе предлагается выполнить реконструкцию данного РУ и изменить схему на «одну секционированную выключателем систему шин». Через данное РУ осуществляется связь со смежными подстанциями «Ивановка» и «Полевая», выполненная одно цепными воздушными линиями электропередачи проводом марки АС. На РУ используются устаревшие многообъемные масляные выключатели типа МКП которые израсходовали свой ресурс и требуется их замена на современные элегазовые. В данной работе будет проведен соответствующий расчет и выбор новых выключателей для данного РУ.

РУ 35 кВ: так же выполнено открытым по схеме «одна секционированная выключателем система шин», количество отходящих линий электропередачи в данном случае составляет 3 и по ним осуществляется связь с таким ПС как «Дмитриевка», «Правовосточная», «Алексеевка». Связь организована по одно цепным линиям электропередачи проводом марки АС. На данном РУ так же установлены устаревшие масляные выключатели и остальное силовое, измерительное оборудования, которое требует замены, поэтому в данной работе так же будет уделено внимание данному вопросу.

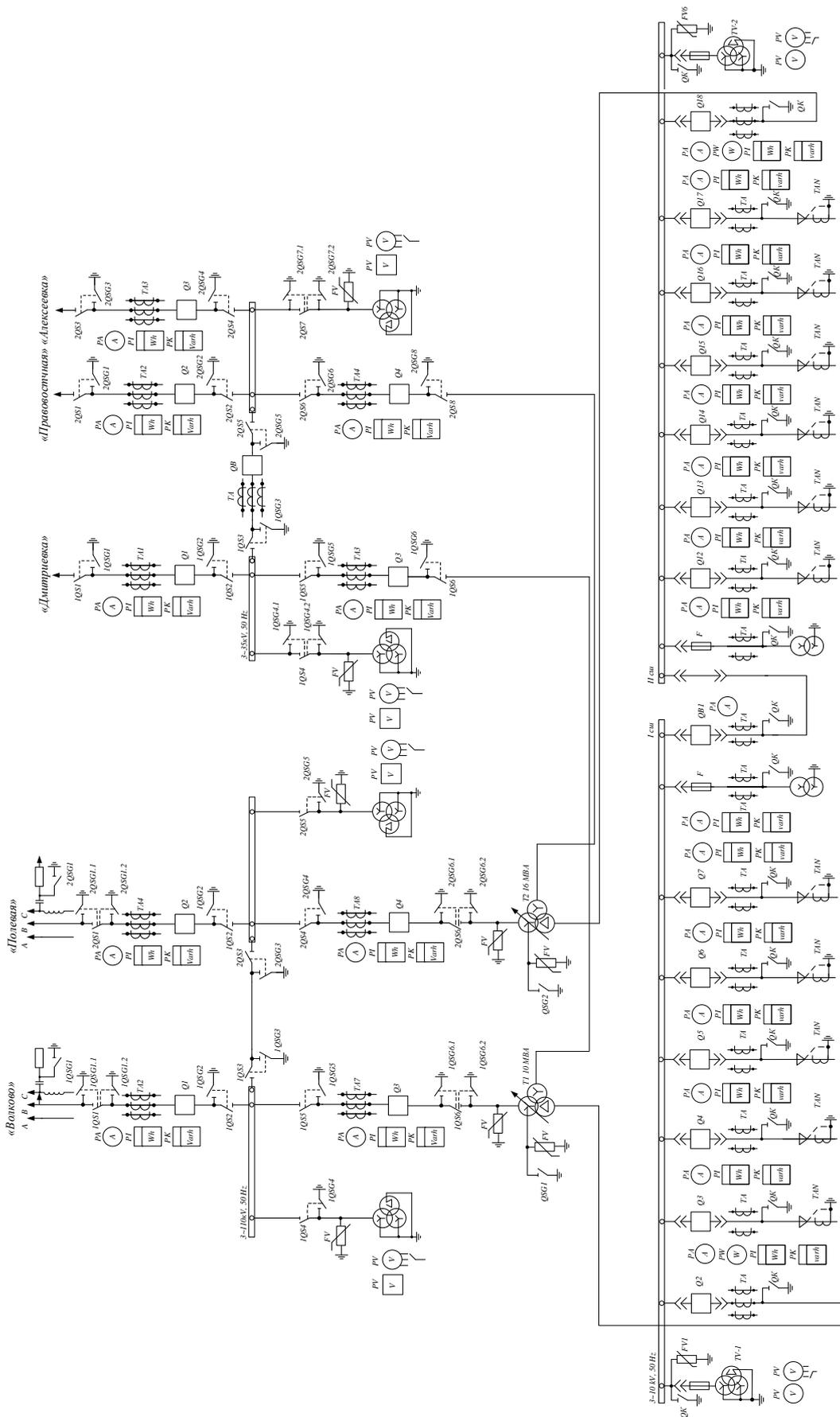


Рисунок 1 – Подробная однолинейная схема ПС «Ивановка» 110/35/10 кВ

РУ 10 кВ: Выполнено по традиционной схеме: «две секции шин с секционным выключателем», общее количество фидеров питающих село Ивановка составляет 5 шт., так же имеются другие фидеры питающие прилегающие села. В данном РУ предусматривается так же провести модернизацию и замену устаревших выключателей и остального оборудования на современное, для повышения надежности электроснабжения потребителей, в частности предполагается установка современного КРУ с использованием выкатных тележек с вакуумными выключателями отечественного производства «Самара электрошит», так же будет заменено остальное силовое и измерительное оборудование в данном РУ.

На ПС «Ивановка» установлены силовые трехобмоточные трехфазные трансформаторы типа ТДТН номинальной мощностью 10000 кВА и 16000 кВА, которые имеют охлаждение типа Д (принудительная циркуляция воздуха с помощью вентиляторов и естественная циркуляция масла внутри бака трансформатора), регулировка напряжения при необходимости осуществляется по средствам РПН. В данной работе после расчета нагрузки, будут проверены коэффициенты загрузки данных трансформаторов и проанализирована актуальность замены их на другую мощность.

2.2 Характеристика системы электроснабжения

Рассмотрим подробно схему электроснабжения села «Ивановка» которая выполнена как петлевой схеме (фидеры 10, 14, 16, 26), так и радиальной (фидер 24), поопорная схема с указанием нумерации ТП и номинальной мощности трансформаторов представлена на рисунке 2, подробная однолинейная схема сети представлена на рисунках 3, 4.

Как видно на рисунке в данном РЭС имеется значительное количество одно-трансформаторных ТП которые питают потребителей третьей категории в частности это частные жилые дома и коттеджи, гаражи.

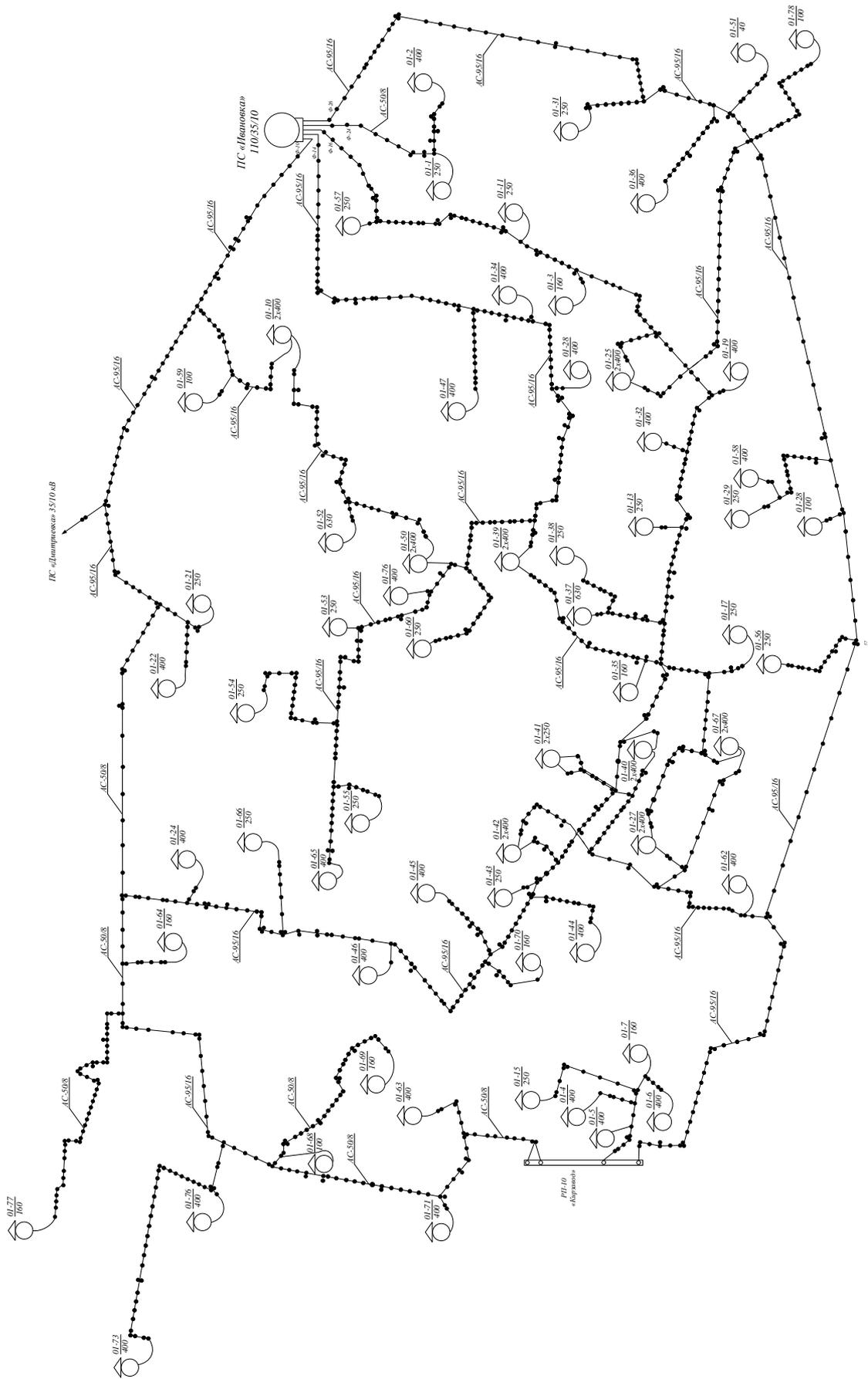


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема электроснабжения 10 кВ

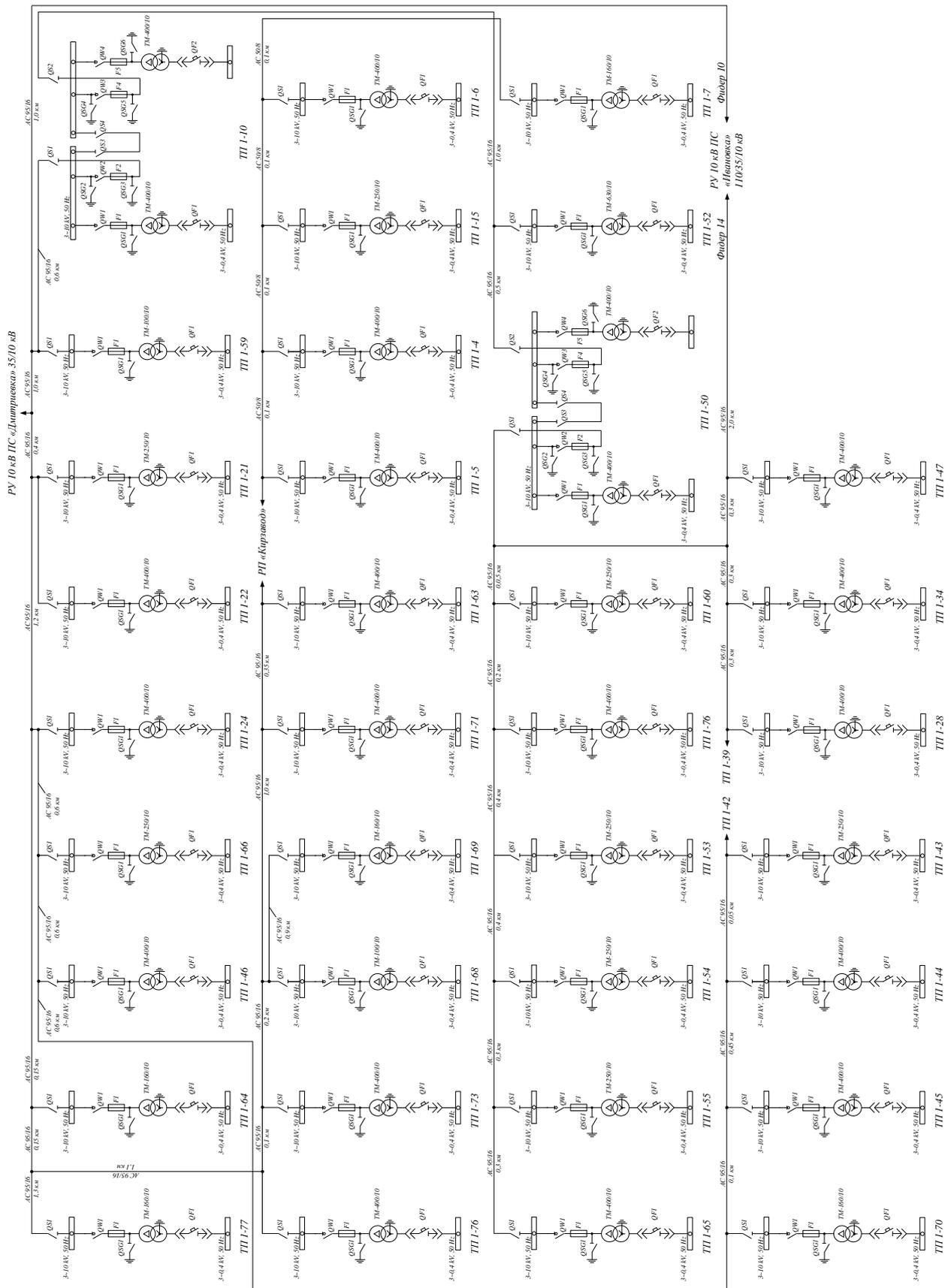


Рисунок 3 – Подробная однолинейная схема электроснабжения 10 кВ

Так же имеются и двухтрансформаторные ТП от которых получают питание как потребителей третьей так и второй категории в частности больница и котельная. Одно-трансформаторные ТП выполнены с односторонним питанием как правило отпайкой от ВЛ, двухтрансформаторные ТП имеют два ввода.

Резервирование в данных РЭС осуществляется только от смежной ПС «Дмитриевка» по одному фидеру №10. Так же в схеме имеется один распределительный пункт 10 кВ «Кирзавод»

Питание всех ТП осуществляется от воздушных линий электропередачи выполненных как проводом АС 95/16 так и АС50/8 на некоторых участках, протяженность участков ВЛ составляет от 0,05 до 2,0 км. Основная проблема в эксплуатации данного района электрических сетей заключается в физическом износе который приводит к периодическим отключениям, при этом использование устаревших материалов таких как провод марки АС так же увеличивает вероятность возникновения короткого замыкания. Поэтому в данной работе предусматривается реконструкция и модернизация всей схемы электроснабжения выключая замену опор ланий электропередачи на железобетонные, и использование самонесущего изолированного провода типа СИП, соответствующим номинальным напряжением.

На ТП рассматриваемого района электрических сетей используются масляные трансформаторы типа ТМ номинальной мощностью от 40 до 630 кВА, регулировка напряжения осуществляется по средствам устройства ПБВ. Данный тип трансформаторов обладает значительным количеством недостатков: в частности необходимость периодического осмотра на предмет проверки уровня масла в расширителе, повышенный шум, сравнительно высокие потери активной мощности по, сравнительно высокая пожароопасность связанная с вероятностью разлива трансформаторного масла и его возгоранием. Поэтому в данной работе на ТП где требуется замена трансформаторов предполагается использовать современный тип имеющий

литую изоляцию и не обладающий вышеуказанными недостатками маслонеполненного типа.

В качестве устройств защиты трансформаторов на ТП используются плавкие вставки которые хорошо зарекомендовали себя благодаря невысокой стоимости и простоте обслуживания, в качестве коммутационных аппаратов на ТП используются выключатели нагрузки на стороне ВН, на стороне НН используются автоматические выключатели

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Основой для дальнейших расчетов по выбору и проверке оборудования является расчет нагрузок потребителей 0,4 кВ, т.к. от него зависят все последующие разделы. В данном разделе проводится определение расчетных значений таких как активная, реактивная составляющие и полная мощность, по полученным данным будут проверены на коэффициент загрузки все трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ рассматриваемого участка сети и принято решение о необходимости реконструкции тех из них, где данный параметр превышает нормативное значение. Так же на основе полученных данных определяется мощность нагрузки приведенная к шинам высокого напряжения данных ТП т.е. с учетом потерь активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах.

Для примера в данном разделе проводим расчет нагрузки ТП 1-46 на которой установлен один трансформатор номинальной мощностью 400 кВА. В таблице 2 представлены потребители которые питаются от данной ТП

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии ТП № 1-46

| Потребитель | Количество (шт.) | Площадь (м ²) | $P_{уд}$ (кВт) | tgφ |
|-------------------------|------------------|---------------------------|----------------|------|
| Жилой дом, 45 квартир | 2 | - | 2,6 | 0,2 |
| Частный одноэтажный дом | 5 | - | 8,6 | 0,2 |
| Торговое помещение | 1 | 500 | 0,25 | 0,75 |

В случае если к шинам низкого напряжения подключаются различные потребители имеющие различное время наступления максимума нагрузки, то формула для расчета суммарной мощности включает в себя коэффициент совмещения максимумов нагрузки для каждого из них. Данный коэффициент не применяется только для того потребителя, который имеет большую мощность тем самым задает основной максимум нагрузки, воспользуемся ориентировочной формулой [6]:

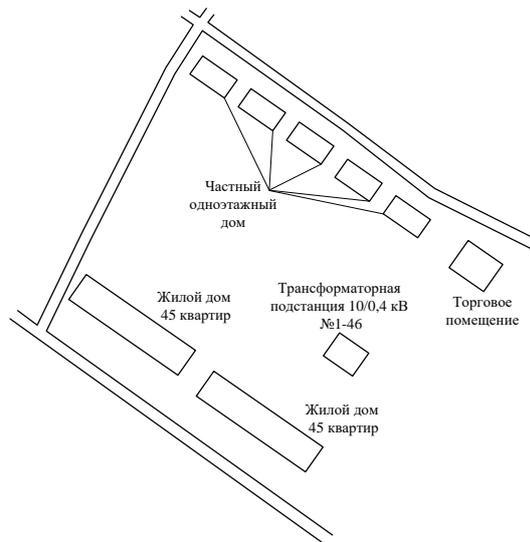


Рисунок 5 – Экспликация зданий

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

где P_{\max} – наибольшая нагрузка потребителя;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка потребителя;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Расчетная активная мощность для жилых зданий:

$$P_{РЖД} = P_{yd} \cdot n \quad (2)$$

где P_{yd} – удельная расчетная активная мощность (кВт/ед.);

n – количество потребителей.

Расчетная реактивная мощность для жилых зданий:

$$Q_{РЖД} = P_{РЖД} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

Расчетная активная мощность нагрузки для торговых помещений:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (4)$$

где $P_{общ.уд}$ – удельная расчетная активная мощность;

M – площадь помещения (м^2).

Расчетная реактивная мощность нагрузки для торговых помещений:

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5)$$

Расчетная активная мощность для жилых зданий ТП 1-46:

$$P_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{ч.д.уд} \cdot n_{ч.д} \quad (6)$$

$$P_{РЖД} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 + 8,6 \cdot 5 = 277,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная мощность для жилых зданий ТП 1-46:

$$Q_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot \operatorname{tg} \varphi + P_{ч.д.уд} \cdot n_{ч.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (7)$$

$$Q_{РЖД} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 8,6 \cdot 5 \cdot 0,2 = 55,4 \text{ (квар)}$$

Расчетная активная мощность для торговых помещений:

$$P_{Робщ} = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная мощность для торговых помещений:

$$Q_{Робщ} = 125 \cdot 0,75 = 93,75 \text{ (квар)}$$

Суммарные активная и реактивная составляющие:

$$P_{P0,4ТП} = P_{РЖД} + P_{Робщ} \cdot k_y \quad (8)$$

$$P_{P0,4ТП} = 277 + 0,6 \cdot 125 = 352,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{РЖД} + Q_{Робщ} \cdot k_y \quad (9)$$

$$Q_{P0,4ТП} = 55,4 + 0,6 \cdot 93,75 = 111,65 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки [6]:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (10)$$

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{352^2 + 111,65^2} = 369,28 \text{ (кВА)}$$

Далее проводится расчет для всех остальных трансформаторных подстанций по таким же формулам, результаты расчетов указаны в таблице 3:

Таблица 3 –Расчетная мощность нагрузки ТП

| ТП | Номинальная мощность трансформатора (кВА) | Количество силовых трансформаторов | $P_{P0,4ТП}$ (кВт) | $Q_{P0,4ТП}$ (кВА) | $S_{P0,4ТП}$ (кВА) |
|------|---|------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1-77 | 160 | 1 | 118,71 | 38,74 | 124,96 |
| 1-64 | 160 | 1 | 117,19 | 38,24 | 123,36 |
| 1-46 | 400 | 1 | 352,00 | 111,65 | 369,28 |
| 1-66 | 250 | 1 | 52,49 | 17,13 | 55,25 |
| 1-24 | 400 | 1 | 254,98 | 83,20 | 268,40 |
| 1-22 | 400 | 1 | 399,38 | 130,32 | 420,40 |
| 1-21 | 250 | 1 | 266,24 | 86,88 | 280,25 |
| 1-59 | 100 | 1 | 97,00 | 31,65 | 102,10 |
| 1-10 | 400 | 2 | 669,56 | 218,49 | 704,80 |
| 1-76 | 400 | 1 | 361,38 | 117,92 | 380,40 |
| 1-73 | 400 | 1 | 133,38 | 43,52 | 140,40 |
| 1-68 | 100 | 1 | 53,30 | 17,39 | 56,10 |
| 1-69 | 160 | 1 | 38,15 | 12,45 | 40,16 |
| 1-71 | 400 | 1 | 183,01 | 59,72 | 192,64 |
| 1-63 | 400 | 1 | 296,97 | 96,91 | 312,60 |
| 1-5 | 400 | 1 | 323,53 | 105,57 | 340,56 |
| 1-4 | 400 | 1 | 247,38 | 80,72 | 260,40 |
| 1-15 | 250 | 1 | 57,24 | 18,68 | 60,25 |
| 1-6 | 400 | 1 | 334,78 | 109,24 | 352,40 |
| 1-65 | 400 | 1 | 361,38 | 117,92 | 380,40 |
| 1-55 | 250 | 1 | 235,36 | 76,80 | 247,75 |
| 1-54 | 250 | 1 | 137,99 | 45,03 | 145,25 |
| 1-53 | 250 | 1 | 154,61 | 50,45 | 162,75 |
| 1-76 | 400 | 1 | 179,13 | 58,45 | 188,56 |
| 1-60 | 250 | 1 | 114,24 | 37,28 | 120,25 |
| 1-50 | 400 | 2 | 616,36 | 201,13 | 648,80 |
| 1-52 | 630 | 1 | 664,93 | 216,98 | 699,93 |
| 1-7 | 160 | 1 | 162,79 | 53,12 | 171,36 |
| 1-70 | 160 | 1 | 86,79 | 28,32 | 91,36 |
| 1-45 | 400 | 1 | 384,33 | 125,41 | 404,56 |
| 1-44 | 400 | 1 | 361,38 | 117,92 | 380,40 |
| 1-43 | 250 | 1 | 154,61 | 50,45 | 162,75 |

Продолжение таблицы 3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------|-----|---|--------|--------|--------|
| 1-28 | 400 | 1 | 220,78 | 72,04 | 232,40 |
| 1-34 | 400 | 1 | 225,00 | 73,42 | 236,84 |
| 1-47 | 400 | 1 | 270,22 | 88,18 | 284,44 |
| 1-56 | 250 | 1 | 178,39 | 58,21 | 187,78 |
| 1-28 | 100 | 1 | 74,20 | 24,21 | 78,11 |
| 1-29 | 250 | 1 | 154,64 | 50,46 | 162,78 |
| 1-58 | 400 | 1 | 338,62 | 110,50 | 356,44 |
| 1-78 | 100 | 1 | 94,15 | 30,72 | 99,11 |
| 1-51 | 40 | 1 | 36,14 | 11,79 | 38,04 |
| 1-36 | 400 | 1 | 331,02 | 108,02 | 348,44 |
| 1-31 | 250 | 1 | 107,14 | 34,96 | 112,78 |
| 1-2 | 400 | 1 | 247,42 | 80,74 | 260,44 |
| 1-1 | 250 | 1 | 66,76 | 21,79 | 70,28 |
| 1-37 | 630 | 1 | 593,17 | 193,56 | 624,39 |
| 1-38 | 250 | 1 | 247,26 | 80,69 | 260,28 |
| 1-13 | 250 | 1 | 273,39 | 89,21 | 287,78 |
| 1-32 | 400 | 1 | 460,22 | 150,18 | 484,44 |
| 1-19 | 400 | 1 | 224,63 | 73,30 | 236,45 |
| 1-25 | 400 | 2 | 570,84 | 186,27 | 600,88 |
| 1-3 | 160 | 1 | 38,17 | 12,45 | 40,18 |
| 1-11 | 250 | 1 | 114,31 | 37,30 | 120,33 |
| 1-57 | 250 | 1 | 161,83 | 52,81 | 170,35 |
| 1-62 | 400 | 1 | 179,89 | 58,70 | 189,36 |
| 1-42 | 400 | 2 | 473,48 | 154,50 | 498,40 |
| 1-41 | 250 | 2 | 343,43 | 112,07 | 361,50 |
| 1-40 | 400 | 2 | 466,64 | 152,27 | 491,20 |
| 1-35 | 160 | 1 | 130,92 | 42,72 | 137,81 |
| 1-39 | 400 | 2 | 343,06 | 111,95 | 361,12 |
| 1-27 | 400 | 2 | 434,34 | 141,73 | 457,20 |
| 1-67 | 250 | 2 | 387,13 | 126,33 | 407,50 |
| 1-17 | 250 | 1 | 235,46 | 76,83 | 247,85 |

Таким образом в данном разделе было проведено определение основных данных необходимых для дальнейших расчётов. Расчет приведен в приложении А.

4 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В данном разделе проводим расчет такого важного для трансформаторной подстанции параметра как фактический коэффициент загрузки, который показывает насколько эффективно используется силовой трансформатор, данный коэффициент имеет нормативное значение которое в свою очередь зависит от количества силовых трансформаторов установленных на ТП. При низком значении коэффициента загрузки трансформаторы используются нерационально и неэффективно, так как их пропускная способность не реализуется в полном объеме, при высоком значении данного параметра вероятен выход данного оборудования из строя с возможностью возникновения нештатной ситуации, так же значительно ускоряется расход ресурса силового оборудования. Данный коэффициент должен иметь значение наиболее близкое к нормативному, в таком случае достигается оптимальный режим работы и срок службы будет практически равен заложенному производителем или более.

Коэффициент загрузки трансформатора ТП определяется следующим образом [4]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{S_{ном.тр} \cdot N} \quad (11)$$

где $S_{ном.тр}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

N - количество трансформаторов ТП.

При расчёте следует учитывать следующее: для ТП с одним трансформатором значение данного параметра должно составлять не более 0,9, для ТП с двумя трансформаторами 0,5-0,7, дополнительно для двухтрансформаторной ТП необходимо рассчитывать данный коэффициент для послеаварийного режима $K_{зф.нав}$ с учётом отключения одного из

трансформаторов, в таком случае коэффициент загрузки не должен превышать значение 1,4.

Формула расчета коэффициента загрузки в послеаварийном режиме [4]:

$$K_{зф.пав} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{S_{ном.тр} \cdot (N - 1)} \quad (12)$$

Проводим расчет на примере ТП 1-46:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{352,0^2 + 111,65^2}}{400 \cdot 1} = 0,92$$

Расчетное значение коэффициента загрузки трансформатора имеет значение выше нормативного следовательно требуется замена оборудования, далее проводим расчет данного параметра для всех ТП рассматриваемого РЭС, результаты заносим в таблицу 4, одновременно судя по коэффициенту загрузки принимаем решение о необходимости реконструкции ТП:

Таблица 4 – Коэффициенты загрузки трансформаторов ТП

| ТП | $S_{ном.тр}$ (кВА) | N (шт.) | $S_{P0,4ТП}$ (кВА) | $K_{зф}$ | $K_{зф.пав}$ | Реконструкция ТП |
|------|-----------------------|-----------|-----------------------|-------------|--------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1-77 | 160 | 1 | 124,96 | 0,78 | - | Не требуется |
| 1-64 | 160 | 1 | 123,36 | 0,77 | - | Не требуется |
| 1-46 | 400 | 1 | 369,28 | 0,92 | - | Требуется |
| 1-66 | 250 | 1 | 55,25 | 0,22 | - | Не требуется |
| 1-24 | 400 | 1 | 268,40 | 0,67 | - | Не требуется |
| 1-22 | 400 | 1 | 420,40 | 1,05 | - | Требуется |
| 1-21 | 250 | 1 | 280,25 | 1,12 | - | Требуется |
| 1-59 | 100 | 1 | 102,10 | 1,02 | - | Требуется |
| 1-10 | 400 | 2 | 704,80 | 0,88 | 1,76 | Требуется |
| 1-76 | 400 | 1 | 380,40 | 0,95 | - | Требуется |
| 1-73 | 400 | 1 | 140,40 | 0,35 | - | Не требуется |
| 1-68 | 100 | 1 | 56,10 | 0,56 | - | Не требуется |
| 1-69 | 160 | 1 | 40,16 | 0,25 | - | Не требуется |
| 1-71 | 400 | 1 | 192,64 | 0,48 | - | Не требуется |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|-----|---|--------|-------------|-------------|--------------|
| 1-63 | 400 | 1 | 312,60 | 0,78 | - | Не требуется |
| 1-5 | 400 | 1 | 340,56 | 0,85 | - | Не требуется |
| 1-4 | 400 | 1 | 260,40 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-15 | 250 | 1 | 60,25 | 0,24 | - | Не требуется |
| 1-6 | 400 | 1 | 352,40 | 0,88 | - | Не требуется |
| 1-65 | 400 | 1 | 380,40 | 0,95 | - | Требуется |
| 1-55 | 250 | 1 | 247,75 | 0,99 | - | Требуется |
| 1-54 | 250 | 1 | 145,25 | 0,58 | - | Не требуется |
| 1-53 | 250 | 1 | 162,75 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-76 | 400 | 1 | 188,56 | 0,47 | - | Не требуется |
| 1-60 | 250 | 1 | 120,25 | 0,48 | - | Не требуется |
| 1-50 | 400 | 2 | 648,80 | 0,81 | 1,62 | Требуется |
| 1-52 | 630 | 1 | 699,93 | 1,11 | - | Требуется |
| 1-7 | 160 | 1 | 171,36 | 1,07 | - | Требуется |
| 1-70 | 160 | 1 | 91,36 | 0,57 | - | Не требуется |
| 1-45 | 400 | 1 | 404,56 | 1,01 | - | Требуется |
| 1-44 | 400 | 1 | 380,40 | 0,95 | - | Требуется |
| 1-43 | 250 | 1 | 162,75 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-28 | 400 | 1 | 232,40 | 0,58 | - | Не требуется |
| 1-34 | 400 | 1 | 236,84 | 0,59 | - | Не требуется |
| 1-47 | 400 | 1 | 284,44 | 0,71 | - | Не требуется |
| 1-56 | 250 | 1 | 187,78 | 0,75 | - | Не требуется |
| 1-28 | 100 | 1 | 78,11 | 0,78 | - | Не требуется |
| 1-29 | 250 | 1 | 162,78 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-58 | 400 | 1 | 356,44 | 0,89 | - | Не требуется |
| 1-78 | 100 | 1 | 99,11 | 0,99 | - | Требуется |
| 1-51 | 40 | 1 | 38,04 | 0,95 | - | Требуется |
| 1-36 | 400 | 1 | 348,44 | 0,87 | - | Не требуется |
| 1-31 | 250 | 1 | 112,78 | 0,45 | - | Не требуется |
| 1-2 | 400 | 1 | 260,44 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-1 | 250 | 1 | 70,28 | 0,28 | - | Не требуется |
| 1-37 | 630 | 1 | 624,39 | 0,99 | - | Требуется |
| 1-38 | 250 | 1 | 260,28 | 1,04 | - | Требуется |
| 1-13 | 250 | 1 | 287,78 | 1,15 | - | Требуется |
| 1-32 | 400 | 1 | 484,44 | 1,21 | - | Требуется |
| 1-19 | 400 | 1 | 236,45 | 0,59 | - | Не требуется |
| 1-25 | 400 | 2 | 600,88 | 0,75 | 1,5 | Требуется |
| 1-3 | 160 | 1 | 40,18 | 0,25 | - | Не требуется |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|-----|---|--------|-------------|------------|--------------|
| 1-11 | 250 | 1 | 120,33 | 0,48 | - | Не требуется |
| 1-57 | 250 | 1 | 170,35 | 0,68 | - | Не требуется |
| 1-62 | 400 | 1 | 189,36 | 0,47 | - | Не требуется |
| 1-42 | 400 | 2 | 498,40 | 0,6 | 1,2 | Не требуется |
| 1-41 | 250 | 2 | 361,50 | 0,7 | 1,4 | Не требуется |
| 1-40 | 400 | 2 | 491,20 | 0,6 | 1,2 | Не требуется |
| 1-35 | 160 | 1 | 137,81 | 0,86 | - | Не требуется |
| 1-39 | 400 | 2 | 361,12 | 0,45 | 0,9 | Не требуется |
| 1-27 | 400 | 2 | 457,20 | 0,57 | 1,14 | Не требуется |
| 1-67 | 250 | 2 | 407,50 | 0,8 | 1,6 | Требуется |
| 1-17 | 250 | 1 | 247,85 | 0,99 | - | Требуется |

Таким образом расчет коэффициента загрузки на всех ТП показал что на части из них происходит систематическая перегрузка оборудования, следовательно в данной работе рассмотрим замену оборудования на данных ТП с целью соответствия коэффициента загрузки нормативным значениям. Расчет приведен в приложении Б

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Проводим реконструкцию тех трансформаторных подстанций где фактический коэффициент загрузки превышает нормативное значение (расчет данного параметра приведи выше). На тех трансформаторных подстанциях где коэффициент загрузки имеет низкое значение реконструкцию проводит экономически нецелесообразно т.к. на них имеется возможность подключения новых потребителей. Количество трансформаторов на рассматриваемых ТП оставляем исходным так они соответствуют типу потребителей по категории надежности электроснабжения.

Расчетная требуемая мощность трансформаторов [6]:

$$S_{pmp} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (13)$$

где K_3 - нормативных коэффициент загрузки;

N – количество трансформаторов

После определения данной мощности необходимо принять равное или большее значение из стандартного ряда мощностей и пересчитать коэффициент загрузки, данный расчет проводится так же для двухтрансформаторных ТП в послеаварийном режиме.

Проводим расчет требуемой мощности трансформатора на примере ТП 1-10:

$$S_{pmp} = \frac{\sqrt{669,56^2 + 218,49^2}}{0,7 \cdot 2} = 503,43 \text{ (кВА)}$$

Исходя из полученного значение принимаем ближайшее большее значение из стандартного ряда номинальных мощностей. Принимаем номинальную мощность 630 кВА.

Находим расчетный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ТП:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{669,56^2 + 218,49^2}}{630 \cdot 2} = 0,56 \leq 0,7$$

Находим расчетный коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы ТП:

$$K_{зф.пав} = \frac{\sqrt{669,56^2 + 218,49^2}}{630 \cdot 1} = 1,12 \leq 1,4$$

Т.к. полученные значения коэффициентов загрузки имеют приемлемое значение, следовательно номинальная мощность выбрана верно, далее проводим выбор номинальной мощности для всех ТП где в этом есть необходимость с занесением результатов расчетов в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов

| ТП | $S_{P0,4ТП}$ (кВА) | $S_{рпр}$ (кВА) | N (шт.) | $S_{ном.тр}$ (кВА) | $K_{зф}$ | $K_{зф.пав}$ |
|------|--------------------|-----------------|-----------|--------------------|----------|--------------|
| 1-46 | 369,28 | 410,31 | 1 | 630 | 0,59 | - |
| 1-22 | 420,40 | 467,11 | 1 | 630 | 0,67 | - |
| 1-21 | 280,25 | 311,39 | 1 | 400 | 0,70 | - |
| 1-59 | 102,10 | 113,44 | 1 | 160 | 0,64 | - |
| 1-10 | 704,80 | 503,43 | 2 | 630 | 0,56 | 1,12 |
| 1-76 | 380,40 | 422,67 | 1 | 630 | 0,60 | - |
| 1-65 | 380,40 | 422,67 | 1 | 630 | 0,60 | - |
| 1-55 | 247,75 | 275,28 | 1 | 400 | 0,62 | - |
| 1-50 | 648,80 | 463,43 | 2 | 630 | 0,51 | 1,03 |
| 1-52 | 699,93 | 777,70 | 1 | 1000 | 0,70 | - |
| 1-7 | 171,36 | 190,40 | 1 | 250 | 0,69 | - |
| 1-45 | 404,56 | 449,51 | 1 | 630 | 0,64 | - |
| 1-44 | 380,40 | 422,67 | 1 | 630 | 0,60 | - |
| 1-78 | 99,11 | 110,12 | 1 | 160 | 0,62 | - |
| 1-51 | 38,04 | 42,27 | 1 | 63 | 0,60 | - |
| 1-37 | 624,39 | 693,77 | 1 | 1000 | 0,62 | - |
| 1-38 | 260,28 | 289,20 | 1 | 400 | 0,65 | - |
| 1-13 | 287,78 | 319,76 | 1 | 400 | 0,72 | - |
| 1-32 | 484,44 | 538,27 | 1 | 630 | 0,77 | - |
| 1-25 | 600,88 | 429,20 | 2 | 630 | 0,48 | 0,95 |
| 1-67 | 407,50 | 291,07 | 2 | 400 | 0,51 | 1,02 |
| 1-17 | 247,85 | 275,39 | 1 | 400 | 0,62 | - |

Таким образом расчет показал что коэффициенты загрузки всех трансформаторов имеют приемлемое значение не превышающее нормированного. Расчет приведен в приложении В.

В данной работе, в качестве силовых трансформаторов на реконструируемых ТП, предполагается устанавливать современный тип с литой изоляцией типа ТС выпускаемый компанией СВЭЛ.

Сухие трансформаторы, высоковольтные обмотки которых залиты специальным компаундом называют трансформаторами с литой изоляцией. Показав хорошие эксплуатационные характеристики, такой тип трансформаторов используется по всему миру и доля трансформаторов с литой изоляцией неуклонно растёт. За счёт большого опыта практического использования конструкция постоянно совершенствуется. Также увеличивается диапазон используемых напряжений и мощностей.

Рассмотрим основные достоинства данного типа трансформаторов:

- высокая пожаробезопасность благодаря использованию специальных материалов:
- самозатухающие свойства материалов обмоток при воздействии огня;
- отсутствие необходимости в наличии маслоприемника и огнеупорных стен на объекте установки;
- отсутствие гигроскопичности изоляционных материалов;
- отсутствие снижения изоляционных качеств материалов обмотки со временем;
- отсутствие риска загрязнения окружающей среды при растекании масла;
- отсутствие необходимости постоянного технического обслуживания;
- высокая устойчивость к электродинамическим усилиям благодаря конструкции обмоток трансформатора;
- высокая термическая стойкость благодаря эффективному теплоотведению;
- относительно низкие потери мощности а так же низкий уровень шума;

- высокая перегрузочная способность, в зимнее время данный тип трансформатора может длительно выдерживать перегрузки до 30%.

Все перечисленные достоинства позволяют без ограничений использовать данный типа трансформатора в условиях сельской или городской застройки.

В дальнейших расчетах нам понадобятся основные технические характеристики данного типа трансформаторов такие как, потери холостого хода и короткого замыкания, ток холостого хода и напряжение короткого замыкания, поэтому эти паспортные данные сводим в таблицу 6.

Таблица 6 - Технические характеристики трансформаторов ТС

| Тип | i_{xx} (%) | $u_{кз}$ (%) | ΔP_x (кВт) | ΔP_k (кВт) |
|----------------|--------------|--------------|--------------------|--------------------|
| ТС-63/10/0,4 | 3,5 | 4,0 | 0,28 | 1,05 |
| ТС-160/10/0,4 | 0,9 | 4,0 | 0,55 | 2,15 |
| ТС-250/10/0,4 | 0,9 | 4,0 | 0,7 | 2,7 |
| ТС-400/10/0,4 | 0,6 | 4,0 | 1,0 | 3,9 |
| ТС-630/10/0,4 | 0,4 | 6,0 | 1,15 | 6,65 |
| ТС-1000/10/0,4 | 0,35 | 6,0 | 1,65 | 8,65 |

Далее проводим расчет потерь мощности в силовых трансформаторах всех ТП.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ТП

Суммарная мощность нагрузки любой трансформаторной подстанции складывается из двух составляющих: мощность нагрузки на шинах низкого напряжения а так же потерь мощности в силовых трансформаторах, для того чтобы определить мощность на стороне 10 кВ ТП в данном разделе проводим расчет потерь и далее суммируем с ранее определенной мощностью на шинах 0,4 кВ. Потери в трансформаторах особенно реактивной мощности имеют существенное значение поэтому их необходимо учитывать в расчетах. Полученные данные позволят в дальнейшем выполнить расчет нагрузок ВЛ и выбрать соответственно марку и сечение проводников для них, также по полученным данным определяется суммарная нагрузка на стороне 10 кВ источника питания ПС «Ивановка».

Потери активной и реактивной мощности определяем как [10]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (14)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз\%} \cdot S_{P0,4ТП}^2}{100 \cdot S_{номтр}} + \frac{i_{хх\%} \cdot S_{номтр}}{100} \quad (15)$$

где $S_{P0,4ТП}$ - полная расчетная мощность на шинах НН ИП

$u_{кз\%}$ - напряжение КЗ

$i_{хх\%}$ - ток ХХ

$\Delta P_k, \Delta P_x$ - потери активной мощности в режиме КЗ и ХХ трансформатора.

Полная мощность потерь определяется как:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (16)$$

После определения потерь в трансформаторе полученное значение складывается с со значением мощности нагрузки 0,4 кВт:

$$P_{p10ТП} = P_{P0,4ТП} + \Delta P_m \quad (17)$$

$$Q_{p10ТП} = Q_{P0,4ТП} + \Delta Q_m \quad (18)$$

$$S_{p10ТП} = S_{P0,4ТП} + \Delta S_m \quad (19)$$

На примере проведем расчет потерь в трансформаторе ТП 1-46

$$\Delta P_m = 6,65 \cdot 0,59^2 + 1,15 = 3,47 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{6,0 \cdot 369,28^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,4 \cdot 630}{100} = 15,51 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,47^2 + 15,51^2} = 15,89 \text{ (кВА)}$$

Находим мощность нагрузки на стороне ВН ТП:

$$P_{p10ТП} = P_{P0,4ТП} + \Delta P_m \quad (20)$$

$$Q_{p10ТП} = Q_{P0,4ТП} + \Delta Q_m \quad (21)$$

$$S_{p10ТП} = S_{P0,4ТП} + \Delta S_m \quad (22)$$

Применительно к ТП 1-46:

$$P_{p10ТП} = 352,0 + 3,47 = 355,47 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p10ТП} = 111,65 + 15,51 = 127,16 \text{ (квар)}$$

$$S_{p10ТП} = 369,28 + 15,89 = 385,17 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет потерь мощности в трансформаторах других ТП, и мощность нагрузки на стороне ВН, результаты расчета сведены в таблицу 7:

Таблица 7 - Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП

| ТП | ΔP_m (кВт) | ΔQ_m (кВА) | ΔS_m (кВА) | P_{p10TP} (кВт) | Q_{p10TP} (кВА) | S_{p10TP} (кВА) |
|------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1-77 | 1,18 | 5,38 | 5,51 | 119,89 | 44,12 | 130,47 |
| 1-64 | 1,16 | 5,31 | 5,44 | 118,35 | 43,55 | 128,80 |
| 1-46 | 3,47 | 15,51 | 15,89 | 355,47 | 127,16 | 385,17 |
| 1-66 | 0,52 | 2,38 | 2,44 | 53,01 | 19,51 | 57,69 |
| 1-24 | 2,52 | 11,56 | 11,83 | 257,50 | 94,76 | 280,23 |
| 1-22 | 3,95 | 18,10 | 18,53 | 403,33 | 148,43 | 438,93 |
| 1-21 | 2,64 | 12,07 | 12,35 | 268,87 | 98,94 | 292,60 |
| 1-59 | 0,96 | 4,40 | 4,50 | 97,96 | 36,05 | 106,60 |
| 1-10 | 6,63 | 30,35 | 31,06 | 676,19 | 248,84 | 735,86 |
| 1-76 | 3,58 | 16,38 | 16,77 | 364,96 | 134,30 | 397,17 |
| 1-73 | 1,32 | 6,05 | 6,19 | 134,70 | 49,57 | 146,59 |
| 1-68 | 0,53 | 2,42 | 2,47 | 53,82 | 19,81 | 58,57 |
| 1-69 | 0,38 | 1,73 | 1,77 | 38,53 | 14,18 | 41,93 |
| 1-71 | 1,81 | 8,29 | 8,49 | 184,82 | 68,01 | 201,13 |
| 1-63 | 2,94 | 13,46 | 13,78 | 299,91 | 110,37 | 326,38 |
| 1-5 | 3,20 | 14,66 | 15,01 | 326,73 | 120,24 | 355,57 |
| 1-4 | 2,45 | 11,21 | 11,48 | 249,83 | 91,94 | 271,88 |
| 1-15 | 0,57 | 2,59 | 2,66 | 57,80 | 21,27 | 62,91 |
| 1-6 | 3,31 | 15,17 | 15,53 | 338,09 | 124,42 | 367,93 |
| 1-65 | 3,58 | 16,38 | 16,77 | 364,96 | 134,30 | 397,17 |
| 1-55 | 2,33 | 10,67 | 10,92 | 237,69 | 87,47 | 258,67 |
| 1-54 | 1,37 | 6,25 | 6,40 | 139,35 | 51,28 | 151,65 |
| 1-53 | 1,53 | 7,01 | 7,17 | 156,14 | 57,46 | 169,92 |
| 1-76 | 1,77 | 8,12 | 8,31 | 180,91 | 66,57 | 196,87 |
| 1-60 | 1,13 | 5,18 | 5,30 | 115,37 | 42,46 | 125,55 |
| 1-50 | 6,10 | 27,94 | 28,60 | 622,46 | 229,06 | 677,40 |
| 1-52 | 6,58 | 30,14 | 30,85 | 671,52 | 247,12 | 730,78 |
| 1-7 | 1,61 | 7,38 | 7,55 | 164,40 | 60,50 | 178,91 |
| 1-70 | 0,86 | 3,93 | 4,03 | 87,65 | 32,26 | 95,39 |
| 1-45 | 3,80 | 17,42 | 17,83 | 388,14 | 142,83 | 422,39 |
| 1-44 | 3,58 | 16,38 | 16,77 | 364,96 | 134,30 | 397,17 |
| 1-43 | 1,53 | 7,01 | 7,17 | 156,14 | 57,46 | 169,92 |
| 1-28 | 2,19 | 10,01 | 10,24 | 222,97 | 82,05 | 242,64 |
| 1-34 | 2,23 | 10,20 | 10,44 | 227,23 | 83,62 | 247,28 |
| 1-47 | 2,68 | 12,25 | 12,54 | 272,89 | 100,42 | 296,98 |

Продолжение таблицы 7

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|--------|--------|--------|----------|---------|----------|
| 1-56 | 1,77 | 8,09 | 8,28 | 180,15 | 66,30 | 196,05 |
| 1-28 | 0,73 | 3,36 | 3,44 | 74,94 | 27,58 | 81,55 |
| 1-29 | 1,53 | 7,01 | 7,17 | 156,17 | 57,47 | 169,95 |
| 1-58 | 3,35 | 15,35 | 15,71 | 341,97 | 125,84 | 372,15 |
| 1-78 | 0,93 | 4,27 | 4,37 | 95,09 | 34,99 | 103,48 |
| 1-51 | 0,36 | 1,64 | 1,68 | 36,50 | 13,43 | 39,72 |
| 1-36 | 3,28 | 15,00 | 15,36 | 334,30 | 123,02 | 363,80 |
| 1-31 | 1,06 | 4,86 | 4,97 | 108,20 | 39,82 | 117,75 |
| 1-2 | 2,45 | 11,21 | 11,48 | 249,87 | 91,95 | 271,92 |
| 1-1 | 0,66 | 3,03 | 3,10 | 67,42 | 24,81 | 73,37 |
| 1-37 | 5,87 | 26,89 | 27,52 | 599,05 | 220,45 | 651,91 |
| 1-38 | 2,45 | 11,21 | 11,47 | 249,71 | 91,89 | 271,75 |
| 1-13 | 2,71 | 12,39 | 12,68 | 276,09 | 101,60 | 300,46 |
| 1-32 | 4,56 | 20,86 | 21,35 | 464,77 | 171,04 | 505,79 |
| 1-19 | 2,22 | 10,18 | 10,42 | 226,85 | 83,48 | 246,87 |
| 1-25 | 5,65 | 25,87 | 26,48 | 576,49 | 212,15 | 627,36 |
| 1-3 | 0,38 | 1,73 | 1,77 | 38,55 | 14,18 | 41,95 |
| 1-11 | 1,13 | 5,18 | 5,30 | 115,44 | 42,48 | 125,63 |
| 1-57 | 1,60 | 7,34 | 7,51 | 163,43 | 60,14 | 177,86 |
| 1-62 | 1,78 | 8,15 | 8,35 | 181,67 | 66,86 | 197,71 |
| 1-42 | 4,69 | 21,46 | 21,97 | 478,17 | 175,96 | 520,37 |
| 1-41 | 3,40 | 15,57 | 15,93 | 346,82 | 127,63 | 377,43 |
| 1-40 | 4,62 | 21,15 | 21,65 | 471,26 | 173,42 | 512,85 |
| 1-35 | 1,30 | 5,93 | 6,07 | 132,21 | 48,65 | 143,88 |
| 1-39 | 3,40 | 15,55 | 15,92 | 346,46 | 127,50 | 377,04 |
| 1-27 | 4,30 | 19,69 | 20,15 | 438,64 | 161,42 | 477,35 |
| 1-67 | 3,83 | 17,55 | 17,96 | 390,96 | 143,87 | 425,46 |
| 1-17 | 2,33 | 10,67 | 10,92 | 237,79 | 87,51 | 258,77 |
| ∑ | 158,31 | 724,45 | 741,55 | 16149,11 | 5940,07 | 17575,25 |

В ходе проведенных расчетов определена суммарная нагрузка от всех ТП приведенная к стороне 10 кВ, далее проводим расчет нагрузки приведенной к шинам 10 кВ источника питания ПС «Ивановка», для этого учитывается коэффициент совмещения максимумов нагрузки всех ТП. Расчет приведен в приложении Г.

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «ИВАНОВКА»

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ ПС «Ивановка» по следующей формуле [10]:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{p10ТПi} \quad (23)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{p10ТПi} \quad (24)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{p10ТПi} \quad (25)$$

где k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, принимается равным 0,7 (при количестве трансформаторов более 20).

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 16149,11 = 11304,37 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 5940,07 = 4158,05 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 17575,25 = 12302,67 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах, при компенсации реактивной мощности на ПС «Ивановка»

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе проводим анализ необходимости установки устройств компенсации реактивной мощности на ПС «Ивановка».

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

$$Q_k = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (26)$$

где $tg \cdot \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 110 кВ равен 0,5.

$$Q_k = 4158,05 - 11304,37 \cdot 0,5 = -1494,13 \text{ (квар)}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение следовательно установка данного оборудования на шинах 10 кВ ПС «Ивановка» не требуется.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПС «ИВАНОВКА»

Расчеты токов КЗ в данном разделе проводим для последующего выбора и проверки аппаратов и проводников на ПС «Ивановка» в связи с модернизацией.

На рисунке 6, 7 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения:

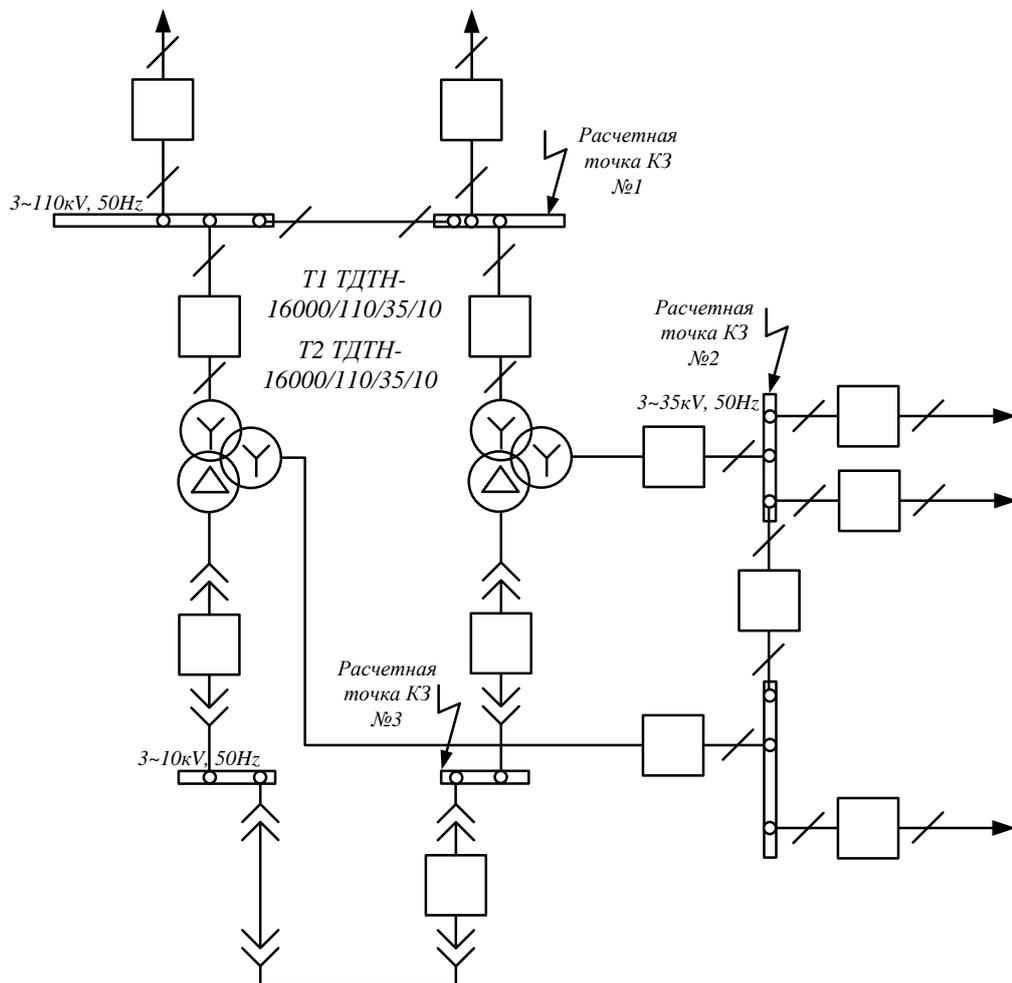


Рисунок 6 – Расчетные точки короткого замыкания

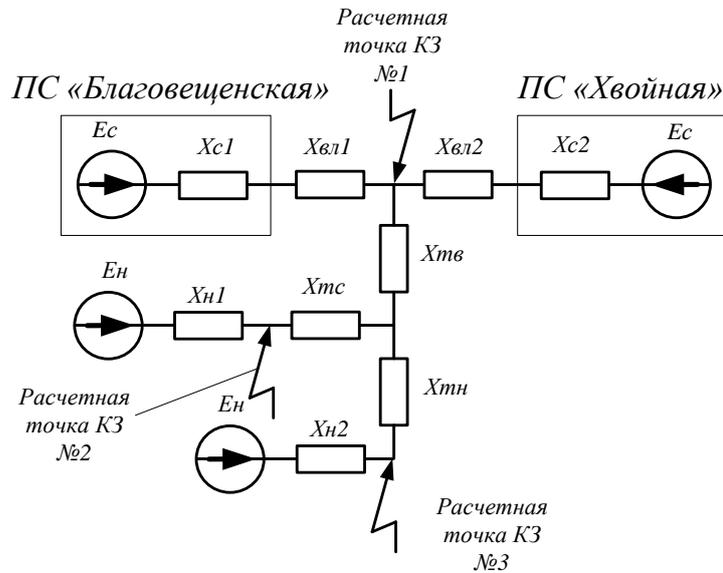


Рисунок 7 – Схема замещения

Для расчета токов короткого замыкания принимаем базисные условия [6]:

- 1) Базисная мощность: $S_B = 10$ (МВА)
- 2) Базисное напряжение на стороне 110 $U_{B110} = 115$ (кВ)
- 3) Базисное напряжение 35 кВ $U_{B35} = 37$ (кВ)
- 4) Базисное напряжение 10 кВ $U_{B10} = 10,5$ (кВ)

Базисный ток:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} \quad (27)$$

$$I_{B110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,13 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} \quad (28)$$

$$I_{B35} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,39 \text{ (кА)}$$

$$I_{B10} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B10}} \quad (29)$$

$$I_{Б10} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,29 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Благовещенская» ток трехфазного короткого замыкания составляет 13,6 кА) [6]:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}} \quad (30)$$

$$X_{c1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,6} = 0,009 \text{ (о.е.)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Хвойная» ток трехфазного короткого замыкания составляет 15,8 кА) [6]:

$$X_{c2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 15,8} = 0,008 \text{ (о.е.)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление ВЛ

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2} \quad (31)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

ВЛ ПС «Благовещенская» - ПС «Ивановка»:

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 31,9 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,043 \text{ (о.е.)}$$

ВЛ ПС «Ивановка» - ПС «Хвойная»:

$$X_{\text{ВЛ2}} = 0,4 \cdot 58,35 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,09 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС «Ивановка»:

$$X_{\text{ТВ}} = 0,005 \cdot (u_{\text{К\%BC}} + u_{\text{К\%ВН}} - u_{\text{К\%СН}}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \quad (32)$$

$$X_{\text{ТВ}} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{10}{16} = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{ТС}} = 0,005 \cdot (u_{\text{К\%BC}} - u_{\text{К\%ВН}} + u_{\text{К\%СН}}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \quad (33)$$

$$X_{\text{ТС}} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{10}{16} = -0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{ТН}} = 0,005 \cdot (-u_{\text{К\%BC}} + u_{\text{К\%ВН}} + u_{\text{К\%СН}}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \quad (34)$$

$$X_{\text{ТН}} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{10}{16} = 0,034 \text{ (о.е.)}$$

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

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (35)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{7,36^2 + 2,99^2}} = 0,45 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{11,3^2 + 4,2^2}} = 0,48 \text{ (о.е.)}$$

Сворачивание схемы относительно расчетной точки КЗ №1.

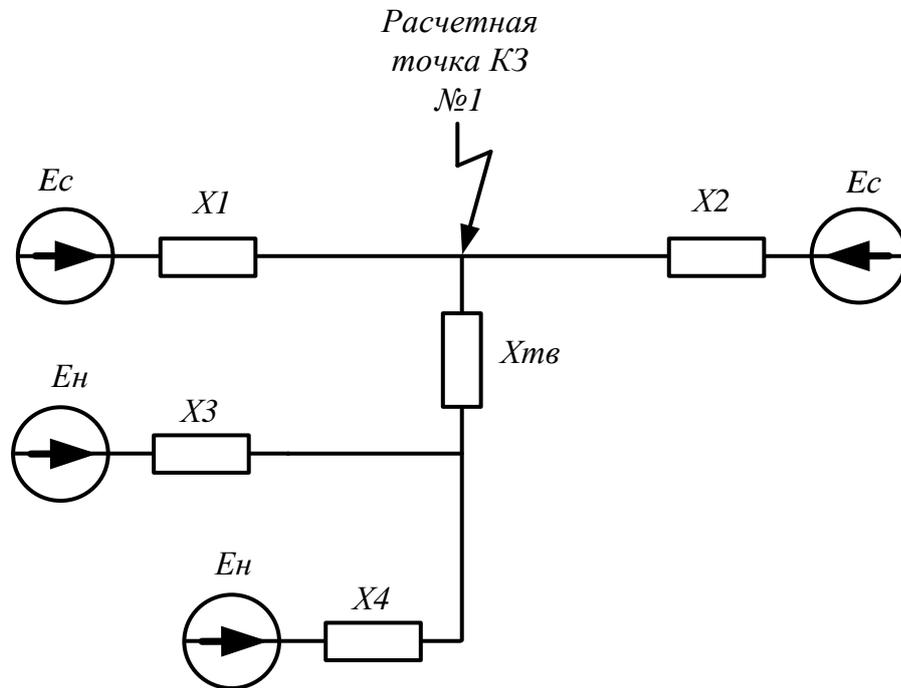


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} \quad (36)$$

$$X1 = 0,009 + 0,043 = 0,052 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} \quad (37)$$

$$X2 = 0,008 + 0,009 = 0,017 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{H1} \quad (38)$$

$$X3 = 0,45 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_{H2} + X_{ТН} \quad (39)$$

$$X4 = 0,48 + 0,034 = 0,514 \text{ (о.е.)}$$

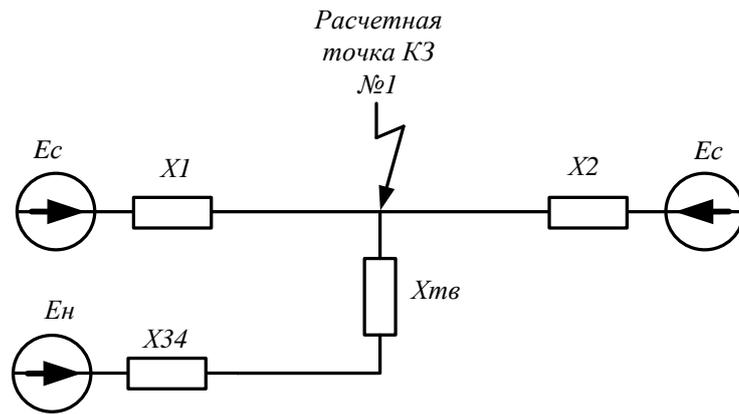


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{34} = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} \quad (40)$$

$$X_{34} = \frac{0,45 \cdot 0,514}{0,45 + 0,514} = 0,24 \text{ (о.е.)}$$

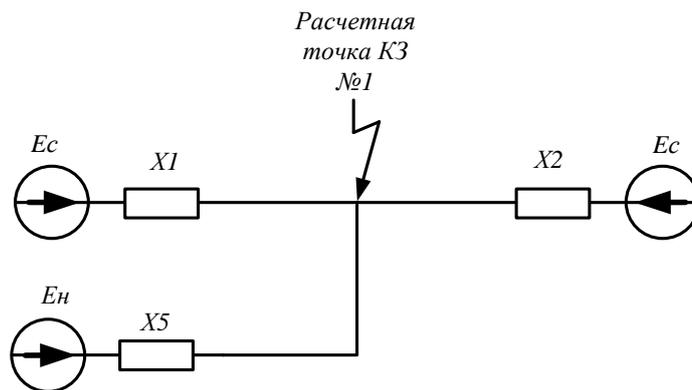


Рисунок 10 – Сворачивание схемы замещения

$$X_5 = X_{34} + X_{тв} \quad (41)$$

$$X_5 = 0,24 + 0,05 = 0,29 \text{ (о.е.)}$$



Рисунок 11 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{15} = \frac{X_1 \cdot X_5}{X_1 + X_5} \quad (42)$$

$$X_{15} = \frac{0,052 \cdot 0,29}{0,052 + 0,29} = 0,04 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{CH} = \frac{X_5 \cdot E_C + X_1 \cdot E_H}{X_5 + X_1} \quad (43)$$

$$E_{CH} = \frac{0,29 \cdot 1 + 0,052 \cdot 0,85}{0,052 + 0,29} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

где E_C , E_H – соответственно ЭДС системы и нагрузки в относительных единицах.

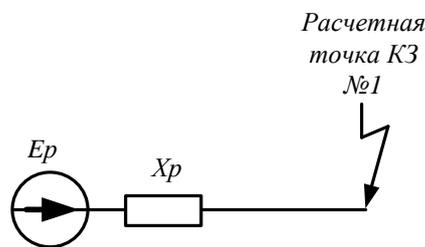


Рисунок 12 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_2 \cdot X_{15}}{X_2 + X_{15}} \quad (44)$$

$$X_p = \frac{0,017 \cdot 0,04}{0,017 + 0,04} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{X_2 \cdot E_{CH} + X_{15} \cdot E_C}{X_2 + X_{15}} \quad (45)$$

$$E_p = \frac{0,017 \cdot 0,98 + 0,04 \cdot 1}{0,017 + 0,04} = 0,99 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{по} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{Б110} \quad (46)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{0,99}{0,01} \cdot 0,13 = 12,87 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}} \quad (47)$$

где $T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя.

T_a – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем 0,03).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 2,46 \text{ (кА)}$$

Коэффициент ударного тока:

$$k_V = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (48)$$

$$k_V = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

Ударный ток КЗ:

$$I_V = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_V \quad (49)$$

$$I_V = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot 1,61 = 29,3 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса (с учетом максимального времени работы защиты):

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{\text{ОВ}} + T_a) \quad (50)$$

Для нашего случая

$$B_K = 12,87^2 \cdot (0,5 + 0,02) = 86,13 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Остальные данные указаны в таблице 8.

Таблица 8 - Расчет токов КЗ на ПС «Ивановка»

| Расчетная точка КЗ | $I_{\text{ГО}}$ (кА) | I_A (кА) | T_a | k_y | I_y (кА) | B_k (кА ² с) |
|--------------------|----------------------|------------|-------|-------|------------|---------------------------|
| №1 | 12,87 | 2,46 | 0,03 | 1,61 | 29,3 | 86,13 |
| №2 | 6,1 | 0,56 | 0,03 | 1,72 | 10,68 | 19,72 |
| №3 | 16,65 | 2,12 | 0,03 | 1,63 | 27,14 | 368,26 |

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/10 КВ ПС «ИВАНОВКА»

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям номинальной загрузки трехобмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Таблица 9 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Ивановка»

| Номинальное напряжение (кВ) | Максимальный рабочий ток (А) |
|-----------------------------|------------------------------|
| 110 | 262,43 |
| 35 | 330,32 |
| 10 | 1156,23 |

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах

10.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [11]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (51)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (52)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (53)$$

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

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_U \quad (54)$$

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

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

Первоначально принимаем для установки на элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический. Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 2500 | 262,43 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 20 | 12,87 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 102 | 29,3 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 20 | 12,87 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 12,45 | 2,46 | $i_{АН} \geq i_{А}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 102 | 29,3 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 1200 | 86,13 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Выключатель проходит по всем параметрам.

10.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

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

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|-----------------------------------|------|------------------|---------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 630 | 330,32 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 12,5 | 6,1 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|------|-------|------------------------------------|
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 31,5 | 10,68 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 12,5 | 6,1 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 7,9 | 0,56 | $i_{АН} \geq i_A$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 31 | 10,68 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 5000 | 19,72 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

Выключатель проходит по всем параметрам.

10.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 номинальным током 1600 А.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|---------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1600 | 1156,23 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 31,5 | 16,65 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 80 | 27,14 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 31,5 | 16,65 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 13,36 | 2,12 | $i_{АН} \geq i_A$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 27,14 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2976,75 | 368,26 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

10.4 Выбор разъединителей.

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

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|---------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 262,43 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 29,3 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2790,75 | 86,13 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ. По напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 330,32 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 63 | 10,68 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 1875 | 19,72 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

10.5 Выбор трансформаторов тока.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (55)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_k=0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (56)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (57)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=5$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Альфа 1800 компании «Эльстер Метроника» (Москва). Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 15, 16, 17.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|-----------|-------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 |

| 1 | 2 | 3 |
|------------|------------|------|
| Варметр | Д-335 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А |
|------------|------------|--------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А |
|------------|------------|--------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

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

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 300 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 300 | 262,43 | $I_{НОМ} \geq I_M$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 126 | 29,3 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 13872 | 86,12 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 20 | 0,87 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 400 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 400 | 330,32 | $I_{НОМ} \geq I_M$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 125 | 10,68 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 7203 | 19,72 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 30 | 0,55 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 1200 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1200 | 1156,23 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 189 | 27,14 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 368,26 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z_{2НОМ}$ (Ом) | 1,2 | 0,55 | $Z_{2НОМ} \geq Z_2$ |

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

10.6 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6]: по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (58)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|--------------------------|--------|---------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Вольтметр регистрирующий | Н-393 | 2 | 10 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------|------------|---|----|
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 4 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 28 |

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

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 | 400 ВА | 28 ВА | $S_{2НОМ} \geq S_2$ |

Данный тип трансформатора оставляем.

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

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

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|-------------|------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 5 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 9 |

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|----------------------------|----------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2 | $S_{2НОМ} = 75 \text{ ВА}$ | $S_2 = 9 \text{ ВА}$ | $S_{2НОМ} \geq S_2$ |

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10кВ) подстанции

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|-------------|------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 1 | 2 |
| Счетчик АЭ | Альфа 1800 | 15 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 19 |

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|-------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 | 75 ВА | 19 ВА | $S_{2НОМ} \geq S_2$ |

10.7 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Ивановка». Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 262,43 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 150/14 с максимально допустимым током 581 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (59)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость;

r_0 - радиус провода 0,74 (см)

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

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (60)$$

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

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние.

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

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

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

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

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

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

10.8 Выбор жесткой ошиновки

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Ивановка». Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм (8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{368,26}}{91} = 0,35 \text{ (см}^2\text{)} \quad (61)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Минимальное сечение меньше фактического следовательно проверку проходит.

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{56,66}{8}} = 0,98 \quad (62)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 8 (см²)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)} \quad (63)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{27140^2}{0,4} = 363,19 \text{ (Н/м)} \quad (64)$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)} \quad (65)$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{27140^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 28,25 \text{ (МПа)} \quad (66)$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа), следовательно оно проходит проверку.

10.9 Выбор ОПН.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 27.

Таблица 27 – Технические данные ОПН 110 кВ

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

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

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

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

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

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

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

На стороне 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

| Номинальные параметры | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|-----------------------------|
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ) | 7,49 | 6,88 | $U_{нр} \geq U_{нр.сети}$ |

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

10.10 Выбор высокочастотного заградителя связи.

По номинальному току (на стороне высокого напряжения) выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1, его принимаем к установке на обе приходящие к ПС «Ивановка» ВЛ.

11 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

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

Выбор проводим по условию [4]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (67)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (68)$$

где S_p – расчетная мощность в сечении (кВА);

Для примера проводим расчет тока в сечении на участке РУ 10 кВ ПС «Ивановка» ТП 1-1 фидера №24:

$$I_p = \frac{S_p \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (69)$$

$$I_p = \frac{73,37 + 271,92}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 18,98(\text{А})$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3. Принимаем сечение 3×35 которое имеет длительно допустимый ток 200 А, данный тип проводника принимаем для всего фидера, аналогично проводим расчет и выбор проводников на остальных фидерах, результаты приведены в таблице 31:

Таблица 31 – Выбор проводников ВЛ

| Фидер | I_p (А) | Марка и сечение проводника | Длительный ток (А) |
|-------|-----------|----------------------------|--------------------|
| 10 | 168,06 | СИП-3 3×70 | 310 |
| 14 | 174,56 | СИП-3 3×70 | 310 |
| 16 | 125,25 | СИП-3 3×70 | 310 |
| 24 | 18,98 | СИП-3 3×35 | 200 |
| 26 | 157,89 | СИП-3 3×70 | 310 |

Все принятые проводники проходят проверку по длительному току, далее проводим расчет токов короткого замыкания и проверяем проводники на термическую стойкость

12 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ ТП 1-1 в точке К1, схема замещения представлена на рисунке 13.

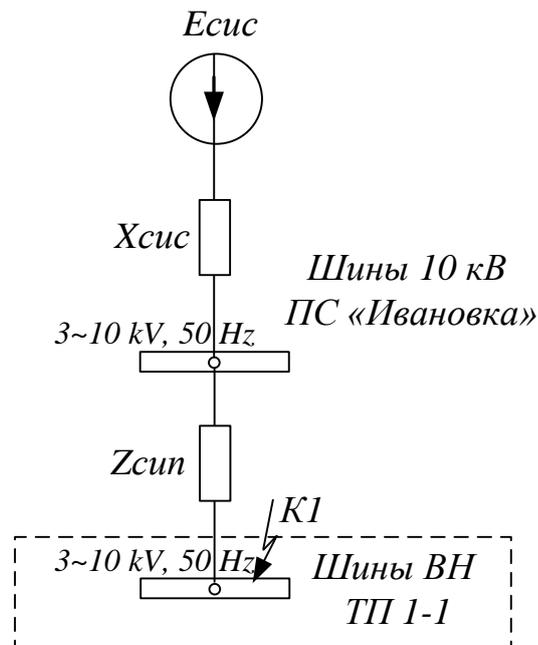


Рисунок 13 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_{сис} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (70)$$

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

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

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (71)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (72)$$

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):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (73)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (74)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 16,65} = 0,25 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,29 \cdot 0,45 = 0,13 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 1,11 \cdot 0,45 = 0,5 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \quad (75)$$

$$X_p = 0,25 + 0,13 = 0,38 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,5 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5^2 + 0,38^2}} = 9,6 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{поз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,6 = 8,36 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,38}{0,5 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,002}} = 1,24 \quad (76)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 9,6 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} \right) = 11,97 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются токи короткого замыкания на остальных ближайших к ПС ТП, результаты расчетов сводятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет токов КЗ

| Точка КЗ | $I_{\text{по}}$ (кА) | $I_{\text{поз}}$ (кА) | $I_{\text{уд}}$ (кА) |
|-----------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| Шины ВН ТП 1-59 | 6,4 | 5,50 | 7,94 |
| Шины ВН ТП 1-47 | 5,13 | 4,41 | 6,36 |
| Шины ВН ТП 1-57 | 10,12 | 8,70 | 12,55 |
| Шины ВН ТП 1-1 | 9,6 | 8,36 | 11,97 |
| Шины ВН ТП 1-31 | 6,24 | 5,37 | 7,74 |

12.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \sqrt{\frac{B_k}{c}} \quad (77)$$

где B_k - тепловой импульс.

c - температурный коэффициент для алюминия.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ «Ивановка» - ТП 1-1, фидер №24 (максимальное время работы защиты составляет 1,5 сек):

$$S_T = \frac{\sqrt{9,6^2 \cdot (1,5 + 0,002)}}{95} = 29,4 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Проверяем фактическое сечение термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (78)$$

$$29,4 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Проверка сечений по термической стойкости

| Наименование фидера | $I_{\text{по}}$ (кА) | S_T (мм ²) | $S_{\text{факт}}$ (мм ²) |
|---------------------|----------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| 10 | 6,4 | 19,58 | 70 |
| 14 | 5,13 | 15,70 | 70 |
| 16 | 10,12 | 30,97 | 70 |
| 24 | 9,6 | 29,4 | 35 |
| 26 | 6,24 | 19,09 | 70 |

Все принятые сечения проходят проверку

12.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (79)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Расчет проводим на примере фидера №24, определяем потерю напряжения на участке ПС «Ивановка» - ТП 1-1:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 18,98 \cdot 0,45 \cdot (1,11 \cdot 0,83 + 0,29 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 0,15 (\%)$$

Определяем потерю напряжения на участке ТП 1-1 - ТП 1-2 :

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 14,95 \cdot 0,25 \cdot (1,11 \cdot 0,83 + 0,29 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 0,06 (\%)$$

Определяем суммарную потерю напряжения в наиболее удаленной ТП 1-2

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 \quad (80)$$

$$\Delta U = 0,15 + 0,06 = 0,21 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме не должна превышать 5%, следовательно выбранное сечение проходит проверку, далее проводим расчет суммарной потери напряжения на остальных фидерах результаты заносим в таблицу 34

Таблица 34 – Расчет потерь напряжения

| Наименование фидера | ΔU (%) |
|---------------------|----------------|
| 10 | 3,56 |
| 14 | 4,15 |
| 16 | 4,56 |
| 24 | 0,21 |
| 26 | 3,89 |

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

13 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТДТН 10000/110/35/10 «Ивановка»

13.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на терминале RET 521.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала RET 521. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации [13]:

$$I_{1TT} \geq I_{TTH} \quad (81)$$

где I_{TTH} – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2III} = \frac{I_{TНОМ}}{K_{ТА}} \quad (82)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (83)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (84)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

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

ε – полная относительная погрешность;

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

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (85)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (86)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (87)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и $K_{Т1}$ при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Расчетный ток небаланса.

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

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

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

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 35:

Таблица 35 – Тормозные характеристики.

| № характеристики | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|------------------|------|------|------|------|------|
| $K_{Т1}$ | 0,15 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,49 |
| $I_{Т,расч}^*$ | 3,9 | 3,25 | 2,58 | 2,25 | 2,05 |

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

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (88)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

13.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [13]:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 50,24 = 65,94 \text{ (А)} \quad (89)$$

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

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{65,94}{(75/5)} = 4,39 \text{ (А)} \quad (90)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

13.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [13]:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 50,24 = 113,04 \text{ (А)} \quad (91)$$

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

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{16,65 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{113,04} = 13,12 \quad (92)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СР}} = \frac{113,04}{(75/5)} = 7,53 \text{ (А)}$$

13.4 Газовая защита.

В данном разделе при реконструкции систем электроснабжения в частности источника питания подстанции «Ивановка» предполагается установка на силовом трансформаторе газовой защиты которая работает на основе газового реле, расположенного между расширительным баком и основным баком силового трансформатора.

Работа реле основывается на прохождении через него газов которые образуются внутри основного бака трансформатора, при коротком замыкании происходит бурное газообразование и эти газы с большой скоростью проходит через газовое реле, в данном устройстве происходит замыкание контактов и происходит отключение силового трансформатора.

Данное устройство имеет абсолютную селективность и предназначено для отключения трансформатора только в случае повреждения внутри самого бака, также отключение трансформатора происходит при снижении уровня масла ниже уровня газового реле. Газовое реле типа «Бухгольца» предполагается устанавливать на силовые трансформаторы ПС «Ивановка».

14 ТЕЛЕМЕХАНИКА

На ПС «Ивановка» для управления процессом переключения коммутационными аппаратами используются средства телемеханики.

Подробно рассмотрим термин телемеханики, она включает в себя объединение как технического оборудования, так и программного обеспечения с целью обеспечения возможности передачи информации, либо сигналов от различных объектов, система позволяет осуществить схему управления оборудованием различных объектов.

В данном разделе будут рассматриваться такие вопросы как характеристика системы телемеханики электроэнергетических объектов в данном случае трансформаторной подстанции «Ивановка»

Телемеханику можно назвать автоматической системой управления технологическими процессами, включая процессы управления электротехническим оборудованием включая системы автоматического управления, средства технического управления, комплексы которые предназначены для сбора, анализа, обработки, хранения различного рода информации касающейся работы электротехнического оборудования, также в данную систему входят различные щиты управления, пульта управления либо панели на которых расположены переключающие устройства и измерительные приборы.

Передача информации между различными системами телемеханики различных объектов выполняется с помощью различных беспроводных сетей либо проводной системы связи также могут использоваться каналы высокочастотной связи, либо линии оптоволоконной связи.

Требования к системам телемеханики заключается в том, что они должны обеспечивать высокую точность, также повышенную скорость и обладать высокой надежностью при передаче информации, а также сигналов для управления коммутационными аппаратами на трансформаторной подстанции которая рассматривается в данном разделе.

К задачам которые решаются системой телемеханики являются очень быстрая фиксация всех процессов которые происходят в электрооборудовании, изменение их состояния и изменения их нагрузки также температурный режим это обеспечивается интерфейсом программного комплекса.

Особенностью данного устройства является возможность управления в тех местах где нахождение человека невозможно, например, при различного рода аварийных ситуациях либо погодных явлениях.

Основные достоинства устройства телемеханики это её главный плюс отсутствие зависимости от протяжённости между объектом управления и центром управления, благодаря такой системе в объектах электроэнергетики в частности на рассматриваемой трансформаторной подстанции, контроль над электротехническим оборудованием может выполняться с любой точки региона, между различными объектами, к примеру такая система управления может быть организована даже если объекты находятся на значительном расстоянии например в различных областях Российской Федерации.

Дополнительной особенностью устройства телемеханики является возможность контролировать работу оперативно технического персонала например при выполнении каких-либо переключений в электроустановках, на трансформаторной подстанции, либо в частности при ликвидации последствий аварийных ситуаций, либо технологических нарушений, воздействию погодных факторов, человеческих фактора, оперативный персонал может допускать ошибки при этом персонал контролирующей выполнение всех операций может отдавать команды оперативному персоналу непосредственно с пульта управления и контролировать весь процесс выполнения оперативных переключений.

При наличии каких-либо ошибок в действиях оперативного персонала диспетчера, который производит контроль этих переключений, своевременно может известить оперативный персонал и предупредить его о возможном возникновении аварийной ситуации.

Вывод в ремонт трансформатора собственных нужд, оперативный персонал, выполняющий переключения, заканчивает все необходимые операции операция но операции по заземлению он выполняет только после того как вышестоящий дежурный персонал проверит по устройствам телемеханики выполнение всех проверочных операций включая проверку отсутствия напряжения, проверку отключенного положения выключателя либо разъединителя.

При этом в зависимости от того насколько сложные переключения проверочные операции могут выполняться многократно.

Дополнительной особенностью средств телемеханики являются экономия денежных средств, материальных средств, так как как значительно снижаются затраты на содержание обслуживающего персонала, на его периодические выезды для осмотра электрооборудования, на считывание информации, все эти процессы могут происходить дистанционно благодаря средствам телемеханики, все управляющие воздействия могут выполняться дистанционно с помощью данного комплекса.

Следует отметить что выезд бригады либо одного человека на объект занимает значительное количество времени, также для оперативного персонала требуется время для того чтобы обнаружить неисправность, зафиксировать в журнале и довести до сведения о ней вышестоящему оперативному персоналу, при этом устройство телемеханики позволяют ускорить этот процесс в несколько раз без выезда оперативного персонала.

При использовании дистанционной системы управления технологическим процессом либо электротехническим оборудованием все операции производятся довольно быстро по сравнению с выездом оперативной бригады, в случае возникновения аварийной ситуации данный факт является очень актуальным.

Рассмотрим также недостатки данной системы сюда включается уязвимость то есть система может быть уязвима либо полностью либо быть уязвимым какой-либо из её элементов и он может выйти из строя что приведет

к различного рода сбоям в работе, некорректной работе, наличию каких-либо ложных сигналов, либо полной неработоспособности. Современные устройства телемеханики позволяют избегать данных фактов В связи с тем что они очень надежны и сбой встречаются крайне редко.

Устройства телемеханики на трансформаторной подстанции значительно сокращает время обслуживания электрооборудования, время осмотра электрооборудования нескольких трансформаторных подстанций благодаря системе телемеханики значительно сокращается, необходимость в периодическом осмотре этих распределительных устройств оперативным персоналом, при этом этот персонал может заниматься какой-либо другой более важной работой и не отвлекаться на считывание информации и заполнение оперативного журнала.

Наличие оперативного персонала на трансформаторной подстанции необходимо лишь в случае выхода из строя устройств телемеханики, либо в случае возникновения какой-либо аварийной ситуации связанной с аварией в энергосистеме либо каких погодных условиях, при этом персонал является необходимым для выполнения операции, в том случае если устройство телемеханики не может заменить его в полном объеме, таким образом устройства телемеханики очень хорошо дополняют работу оперативного персонала и в значительной степени повышает надежность систем электроснабжения трансформаторной подстанции рассматриваемого объекта.

15 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС «Ивановка» с последующим расчетом эксплуатационных издержек

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС «Ивановка»:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (93)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2021 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3 [16]:

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

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

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

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

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (4 \cdot 7 + 6 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 14) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 169,09 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Ивановка»:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (94)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов 110 кВ:

K_{mp} - стоимость одного трансформатора 110 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{mp} = (9,5 + 8,3) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 99,04 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (95)$$

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

$$K_{пост} = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Ивановка»:

$$K_{пс} = K_{пу} + K_{тр} + K_{пост} = 169,09 + 99,04 + 116,84 = 384,97 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (96)$$

– нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (97)$$

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

$$I_{AM} = 384,97 \cdot \frac{1}{20} = 19,25 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (98)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС)[16]:

$$I_{ЭКС} = 384,97 \cdot 0,059 = 22,71 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта составляет 384,97 млн. руб.

16 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В представленной выпускной квалификационной работе предлагается вариант реконструкции и модернизации распределительной сети поселка Ивановка в Амурской области, а также источника питания ПС 110/35/10 кВ Ивановка с целью повышения качества и надежности электроснабжения потребителей электрической энергии. В частности, предлагается замена трансформаторных подстанций и питающих воздушных линий электропередачи на более современные. Так же предусматривается замена отработавших свой срок силовых трансформаторов типа ТДТН 16000/110/35/10 установленных на подстанции Ивановка, питающих рассматриваемую распределительную сеть, а также остального силового оборудования.

16.1 Безопасность

Выполнение монтажно-наладочных работ должно выполняться в соответствии со всеми требованиями, предъявляемыми к данным видам работ.

Основные требования мер безопасности НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК». Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению, должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ и с фактическими условиями труда, знать и выполнять требования безопасности в объеме порученных работ.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

По окончании строительно-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей Амурской области и руководствуются в работе «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей».

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызвали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных изоляторов;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов

необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов / Приказ Минтруда России от 28.10.2020г. №753н/
5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
7. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / СО 153-34.03.204/.
8. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.
9. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/
10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

16.2 Экологичность

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС Ивановка может являться трансформаторное масло, которое в большом объеме содержится в оборудовании и которое может вытечь из трансформатора вследствие его разрушений. Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного трансформатора и предназначено для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Ивановка согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора типа ТДТН 16000/110/35/10 с размерами 6,34×4,23×5,39 и массой масла 14,3 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [18]:

- 1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м
- 2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [18].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [18].

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

Рассмотрим расчет маслоприемника трансформатора ПС Ивановка

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (99)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{14,3}{0,88} = 16,25 \text{ (м}^3\text{)}$$

где M – масса масла в трансформаторе

ρ – плотность масла (т/м³)

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (97)$$

$$S_{\text{мн}} = (6,34 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,23 + 2 \cdot 1,5) = 67,53 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (100)$$

$$S_{\text{бн}} = (6,34 + 4,23) \cdot 2 \cdot 5,39 = 113,95 \text{ (м}^2\text{)}$$

где H – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения принимаем [18]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения трансформатора:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} \quad (101)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (67,53 + 113,95) \cdot 10^{-3} = 65,33 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника:

$$V_{\text{ммH}_2\text{O}} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}$$

$$V_{\text{ммH}_2\text{O}} = 16,25 + 0,8 \cdot 65,33 = 68,51 \text{ (м}^3\text{)}$$

Глубина маслоприемника:

$$H_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{ммH}_2\text{O}}}{S_{\text{мп}}} \quad (102)$$

$$H_{\text{мп}} = \frac{68,51}{67,53} = 1,02 \text{ (м)}$$

Высота подсыпки [18]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [18]:

$$H_{\text{вп}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Общая глубина маслоприемника [18]

$$H_{\text{нмп}} = H_{\text{мп}} + H_{\text{вп}} + H_z \quad (103)$$

$$H_{\text{нмп}} = 1,02 + 0,05 + 0,25 = 1,32 \text{ (м)}$$

16.3 Чрезвычайные ситуации

При выполнении монтажно-наладочных работ на ПС Ивановка должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции Ивановка предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ Ивановка.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС Ивановка устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС Ивановка составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ПС Ивановка составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС Ивановка обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС Ивановка обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ ПС Ивановка:

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется значительное количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются [21]: в здании

ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м³.

На ПС Ивановка определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола [20], считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС Ивановка в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было представлено комплексное решение задачи модернизации системы электроснабжения села «Ивановка» в Амурской области, которая касается замены оборудования как в распределительных сетях

так и на одноименном источнике питания ПС 110/35/10 кВ «Ивановка». Основной упор был сделан на повышение надежности и качества электроснабжения всех потребителей и соответствующего повышения качества и уровня жизни населения. В ходе выполнения данной работы проведен расчет нагрузок и на основании полученных данных проведен выбор оборудования, как в сетях так и на источнике питания. Проведена замена линий электропередачи напряжением 10 кВ, а так же проведена глубокая модернизация источника питания в рассматриваемом районе, включая замену высоковольтных выключателей, измерительных трансформаторов, гибких и жестких шин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

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

4 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.

5 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.

6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.

7 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

8 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

9 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

10 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.

11 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

12 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

13 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

14 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

15 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

16 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

17 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

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

19 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет нагрузок ТП

| ТП | Номинальная мощность трансформатора (кВА) | Количество силовых трансформаторов | $P_{P0,4ТП}$ (кВт) | $Q_{P0,4ТП}$ (кВА) | $S_{P0,4ТП}$ (кВА) |
|------|---|------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 1-77 | 160 | 1 | 118,71 | 38,74 | 124,96 |
| 1-64 | 160 | 1 | 117,19 | 38,24 | 123,36 |
| 1-46 | 400 | 1 | 352,00 | 111,65 | 369,28 |
| 1-66 | 250 | 1 | 52,49 | 17,13 | 55,25 |
| 1-24 | 400 | 1 | 254,98 | 83,20 | 268,40 |
| 1-22 | 400 | 1 | 399,38 | 130,32 | 420,40 |
| 1-21 | 250 | 1 | 266,24 | 86,88 | 280,25 |
| 1-59 | 100 | 1 | 97,00 | 31,65 | 102,10 |
| 1-10 | 400 | 2 | 669,56 | 218,49 | 704,80 |
| 1-76 | 400 | 1 | 361,38 | 117,92 | 380,40 |
| 1-73 | 400 | 1 | 133,38 | 43,52 | 140,40 |
| 1-68 | 100 | 1 | 53,30 | 17,39 | 56,10 |
| 1-69 | 160 | 1 | 38,15 | 12,45 | 40,16 |
| 1-71 | 400 | 1 | 183,01 | 59,72 | 192,64 |
| 1-63 | 400 | 1 | 296,97 | 96,91 | 312,60 |
| 1-5 | 400 | 1 | 323,53 | 105,57 | 340,56 |
| 1-4 | 400 | 1 | 247,38 | 80,72 | 260,40 |
| 1-15 | 250 | 1 | 57,24 | 18,68 | 60,25 |
| 1-6 | 400 | 1 | 334,78 | 109,24 | 352,40 |
| 1-65 | 400 | 1 | 361,38 | 117,92 | 380,40 |
| 1-55 | 250 | 1 | 235,36 | 76,80 | 247,75 |
| 1-54 | 250 | 1 | 137,99 | 45,03 | 145,25 |
| 1-53 | 250 | 1 | 154,61 | 50,45 | 162,75 |
| 1-76 | 400 | 1 | 179,13 | 58,45 | 188,56 |
| 1-60 | 250 | 1 | 114,24 | 37,28 | 120,25 |
| 1-50 | 400 | 2 | 616,36 | 201,13 | 648,80 |
| 1-52 | 630 | 1 | 664,93 | 216,98 | 699,93 |
| 1-7 | 160 | 1 | 162,79 | 53,12 | 171,36 |
| 1-70 | 160 | 1 | 86,79 | 28,32 | 91,36 |
| 1-45 | 400 | 1 | 384,33 | 125,41 | 404,56 |
| 1-44 | 400 | 1 | 361,38 | 117,92 | 380,40 |
| 1-43 | 250 | 1 | 154,61 | 50,45 | 162,75 |
| 1-28 | 400 | 1 | 220,78 | 72,04 | 232,40 |
| 1-34 | 400 | 1 | 225,00 | 73,42 | 236,84 |
| 1-47 | 400 | 1 | 270,22 | 88,18 | 284,44 |
| 1-56 | 250 | 1 | 178,39 | 58,21 | 187,78 |
| 1-28 | 100 | 1 | 74,20 | 24,21 | 78,11 |
| 1-29 | 250 | 1 | 154,64 | 50,46 | 162,78 |

| | | | | | |
|------|-----|---|--------|--------|--------|
| 1-58 | 400 | 1 | 338,62 | 110,50 | 356,44 |
| 1-78 | 100 | 1 | 94,15 | 30,72 | 99,11 |
| 1-51 | 40 | 1 | 36,14 | 11,79 | 38,04 |
| 1-36 | 400 | 1 | 331,02 | 108,02 | 348,44 |
| 1-31 | 250 | 1 | 107,14 | 34,96 | 112,78 |
| 1-2 | 400 | 1 | 247,42 | 80,74 | 260,44 |
| 1-1 | 250 | 1 | 66,76 | 21,79 | 70,28 |
| 1-37 | 630 | 1 | 593,17 | 193,56 | 624,39 |
| 1-38 | 250 | 1 | 247,26 | 80,69 | 260,28 |
| 1-13 | 250 | 1 | 273,39 | 89,21 | 287,78 |
| 1-32 | 400 | 1 | 460,22 | 150,18 | 484,44 |
| 1-19 | 400 | 1 | 224,63 | 73,30 | 236,45 |
| 1-25 | 400 | 2 | 570,84 | 186,27 | 600,88 |
| 1-3 | 160 | 1 | 38,17 | 12,45 | 40,18 |
| 1-11 | 250 | 1 | 114,31 | 37,30 | 120,33 |
| 1-57 | 250 | 1 | 161,83 | 52,81 | 170,35 |
| 1-62 | 400 | 1 | 179,89 | 58,70 | 189,36 |
| 1-42 | 400 | 2 | 473,48 | 154,50 | 498,40 |
| 1-41 | 250 | 2 | 343,43 | 112,07 | 361,50 |
| 1-40 | 400 | 2 | 466,64 | 152,27 | 491,20 |
| 1-35 | 160 | 1 | 130,92 | 42,72 | 137,81 |
| 1-39 | 400 | 2 | 343,06 | 111,95 | 361,12 |
| 1-27 | 400 | 2 | 434,34 | 141,73 | 457,20 |
| 1-67 | 250 | 2 | 387,13 | 126,33 | 407,50 |
| 1-17 | 250 | 1 | 235,46 | 76,83 | 247,85 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП

| ТП | $S_{ном.тр}$ (кВА) | N (шт.) | $S_{р0,4ТП}$ (кВА) | $K_{эф}$ | $K_{эф.пас}$ | Реконструкция ТП |
|------|-----------------------|-----------|-----------------------|-------------|--------------|------------------|
| 1-77 | 160 | 1 | 124,96 | 0,78 | - | Не требуется |
| 1-64 | 160 | 1 | 123,36 | 0,77 | - | Не требуется |
| 1-46 | 400 | 1 | 369,28 | 0,92 | - | Требуется |
| 1-66 | 250 | 1 | 55,25 | 0,22 | - | Не требуется |
| 1-24 | 400 | 1 | 268,40 | 0,67 | - | Не требуется |
| 1-22 | 400 | 1 | 420,40 | 1,05 | - | Требуется |
| 1-21 | 250 | 1 | 280,25 | 1,12 | - | Требуется |
| 1-59 | 100 | 1 | 102,10 | 1,02 | - | Требуется |
| 1-10 | 400 | 2 | 704,80 | 0,88 | 1,76 | Требуется |
| 1-76 | 400 | 1 | 380,40 | 0,95 | - | Требуется |
| 1-73 | 400 | 1 | 140,40 | 0,35 | - | Не требуется |
| 1-68 | 100 | 1 | 56,10 | 0,56 | - | Не требуется |
| 1-69 | 160 | 1 | 40,16 | 0,25 | - | Не требуется |
| 1-71 | 400 | 1 | 192,64 | 0,48 | - | Не требуется |
| 1-63 | 400 | 1 | 312,60 | 0,78 | - | Не требуется |
| 1-5 | 400 | 1 | 340,56 | 0,85 | - | Не требуется |
| 1-4 | 400 | 1 | 260,40 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-15 | 250 | 1 | 60,25 | 0,24 | - | Не требуется |
| 1-6 | 400 | 1 | 352,40 | 0,88 | - | Не требуется |
| 1-65 | 400 | 1 | 380,40 | 0,95 | - | Требуется |
| 1-55 | 250 | 1 | 247,75 | 0,99 | - | Требуется |
| 1-54 | 250 | 1 | 145,25 | 0,58 | - | Не требуется |
| 1-53 | 250 | 1 | 162,75 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-76 | 400 | 1 | 188,56 | 0,47 | - | Не требуется |
| 1-60 | 250 | 1 | 120,25 | 0,48 | - | Не требуется |
| 1-50 | 400 | 2 | 648,80 | 0,81 | 1,62 | Требуется |
| 1-52 | 630 | 1 | 699,93 | 1,11 | - | Требуется |
| 1-7 | 160 | 1 | 171,36 | 1,07 | - | Требуется |
| 1-70 | 160 | 1 | 91,36 | 0,57 | - | Не требуется |
| 1-45 | 400 | 1 | 404,56 | 1,01 | - | Требуется |
| 1-44 | 400 | 1 | 380,40 | 0,95 | - | Требуется |
| 1-43 | 250 | 1 | 162,75 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-28 | 400 | 1 | 232,40 | 0,58 | - | Не требуется |
| 1-34 | 400 | 1 | 236,84 | 0,59 | - | Не требуется |
| 1-47 | 400 | 1 | 284,44 | 0,71 | - | Не требуется |
| 1-56 | 250 | 1 | 187,78 | 0,75 | - | Не требуется |
| 1-28 | 100 | 1 | 78,11 | 0,78 | - | Не требуется |
| 1-29 | 250 | 1 | 162,78 | 0,65 | - | Не требуется |

| | | | | | | |
|------|-----|---|--------|-------------|------------|--------------|
| 1-58 | 400 | 1 | 356,44 | 0,89 | - | Не требуется |
| 1-78 | 100 | 1 | 99,11 | 0,99 | - | Требуется |
| 1-51 | 40 | 1 | 38,04 | 0,95 | - | Требуется |
| 1-36 | 400 | 1 | 348,44 | 0,87 | - | Не требуется |
| 1-31 | 250 | 1 | 112,78 | 0,45 | - | Не требуется |
| 1-2 | 400 | 1 | 260,44 | 0,65 | - | Не требуется |
| 1-1 | 250 | 1 | 70,28 | 0,28 | - | Не требуется |
| 1-37 | 630 | 1 | 624,39 | 0,99 | - | Требуется |
| 1-38 | 250 | 1 | 260,28 | 1,04 | - | Требуется |
| 1-13 | 250 | 1 | 287,78 | 1,15 | - | Требуется |
| 1-32 | 400 | 1 | 484,44 | 1,21 | - | Требуется |
| 1-19 | 400 | 1 | 236,45 | 0,59 | - | Не требуется |
| 1-25 | 400 | 2 | 600,88 | 0,75 | 1,5 | Требуется |
| 1-3 | 160 | 1 | 40,18 | 0,25 | - | Не требуется |
| 1-11 | 250 | 1 | 120,33 | 0,48 | - | Не требуется |
| 1-57 | 250 | 1 | 170,35 | 0,68 | - | Не требуется |
| 1-62 | 400 | 1 | 189,36 | 0,47 | - | Не требуется |
| 1-42 | 400 | 2 | 498,40 | 0,6 | 1,2 | Не требуется |
| 1-41 | 250 | 2 | 361,50 | 0,7 | 1,4 | Не требуется |
| 1-40 | 400 | 2 | 491,20 | 0,6 | 1,2 | Не требуется |
| 1-35 | 160 | 1 | 137,81 | 0,86 | - | Не требуется |
| 1-39 | 400 | 2 | 361,12 | 0,45 | 0,9 | Не требуется |
| 1-27 | 400 | 2 | 457,20 | 0,57 | 1,14 | Не требуется |
| 1-67 | 250 | 2 | 407,50 | 0,8 | 1,6 | Требуется |
| 1-17 | 250 | 1 | 247,85 | 0,99 | - | Требуется |

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Выбор номинальной мощности трансформаторов

| ТП | $S_{P0,4ТП}$ (кВА) | $S_{ртр}$ (кВА) | N (шт.) | $S_{ном.тр}$ (кВА) | $K_{зф}$ | $K_{зф.пас}$ |
|----|--------------------|-----------------|-----------|--------------------|----------|--------------|
|----|--------------------|-----------------|-----------|--------------------|----------|--------------|

| | | | | | | |
|------|--------|--------|---|------|------|------|
| 1-46 | 369,28 | 410,31 | 1 | 630 | 0,59 | - |
| 1-22 | 420,40 | 467,11 | 1 | 630 | 0,67 | - |
| 1-21 | 280,25 | 311,39 | 1 | 400 | 0,70 | - |
| 1-59 | 102,10 | 113,44 | 1 | 160 | 0,64 | - |
| 1-10 | 704,80 | 503,43 | 2 | 630 | 0,56 | 1,12 |
| 1-76 | 380,40 | 422,67 | 1 | 630 | 0,60 | - |
| 1-65 | 380,40 | 422,67 | 1 | 630 | 0,60 | - |
| 1-55 | 247,75 | 275,28 | 1 | 400 | 0,62 | - |
| 1-50 | 648,80 | 463,43 | 2 | 630 | 0,51 | 1,03 |
| 1-52 | 699,93 | 777,70 | 1 | 1000 | 0,70 | - |
| 1-7 | 171,36 | 190,40 | 1 | 250 | 0,69 | - |
| 1-45 | 404,56 | 449,51 | 1 | 630 | 0,64 | - |
| 1-44 | 380,40 | 422,67 | 1 | 630 | 0,60 | - |
| 1-78 | 99,11 | 110,12 | 1 | 160 | 0,62 | - |
| 1-51 | 38,04 | 42,27 | 1 | 63 | 0,60 | - |
| 1-37 | 624,39 | 693,77 | 1 | 1000 | 0,62 | - |
| 1-38 | 260,28 | 289,20 | 1 | 400 | 0,65 | - |
| 1-13 | 287,78 | 319,76 | 1 | 400 | 0,72 | - |
| 1-32 | 484,44 | 538,27 | 1 | 630 | 0,77 | - |
| 1-25 | 600,88 | 429,20 | 2 | 630 | 0,48 | 0,95 |
| 1-67 | 407,50 | 291,07 | 2 | 400 | 0,51 | 1,02 |
| 1-17 | 247,85 | 275,39 | 1 | 400 | 0,62 | - |

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Потери в трансформаторах и нагрузки ВН ТП

| ТП | ΔP_m (кВт) | ΔQ_m (кВА) | ΔS_m (кВА) | P_{p10TP} (кВт) | Q_{p10TP} | S_{p10TP} |
|----|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------|-------------|
|----|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------|-------------|

| | | | | | (κBA) | (κBA) |
|------|------|-------|-------|--------|--------|--------|
| 1-77 | 1,18 | 5,38 | 5,51 | 119,89 | 44,12 | 130,47 |
| 1-64 | 1,16 | 5,31 | 5,44 | 118,35 | 43,55 | 128,80 |
| 1-46 | 3,47 | 15,51 | 15,89 | 355,47 | 127,16 | 385,17 |
| 1-66 | 0,52 | 2,38 | 2,44 | 53,01 | 19,51 | 57,69 |
| 1-24 | 2,52 | 11,56 | 11,83 | 257,50 | 94,76 | 280,23 |
| 1-22 | 3,95 | 18,10 | 18,53 | 403,33 | 148,43 | 438,93 |
| 1-21 | 2,64 | 12,07 | 12,35 | 268,87 | 98,94 | 292,60 |
| 1-59 | 0,96 | 4,40 | 4,50 | 97,96 | 36,05 | 106,60 |
| 1-10 | 6,63 | 30,35 | 31,06 | 676,19 | 248,84 | 735,86 |
| 1-76 | 3,58 | 16,38 | 16,77 | 364,96 | 134,30 | 397,17 |
| 1-73 | 1,32 | 6,05 | 6,19 | 134,70 | 49,57 | 146,59 |
| 1-68 | 0,53 | 2,42 | 2,47 | 53,82 | 19,81 | 58,57 |
| 1-69 | 0,38 | 1,73 | 1,77 | 38,53 | 14,18 | 41,93 |
| 1-71 | 1,81 | 8,29 | 8,49 | 184,82 | 68,01 | 201,13 |
| 1-63 | 2,94 | 13,46 | 13,78 | 299,91 | 110,37 | 326,38 |
| 1-5 | 3,20 | 14,66 | 15,01 | 326,73 | 120,24 | 355,57 |
| 1-4 | 2,45 | 11,21 | 11,48 | 249,83 | 91,94 | 271,88 |
| 1-15 | 0,57 | 2,59 | 2,66 | 57,80 | 21,27 | 62,91 |
| 1-6 | 3,31 | 15,17 | 15,53 | 338,09 | 124,42 | 367,93 |
| 1-65 | 3,58 | 16,38 | 16,77 | 364,96 | 134,30 | 397,17 |
| 1-55 | 2,33 | 10,67 | 10,92 | 237,69 | 87,47 | 258,67 |
| 1-54 | 1,37 | 6,25 | 6,40 | 139,35 | 51,28 | 151,65 |
| 1-53 | 1,53 | 7,01 | 7,17 | 156,14 | 57,46 | 169,92 |
| 1-76 | 1,77 | 8,12 | 8,31 | 180,91 | 66,57 | 196,87 |
| 1-60 | 1,13 | 5,18 | 5,30 | 115,37 | 42,46 | 125,55 |
| 1-50 | 6,10 | 27,94 | 28,60 | 622,46 | 229,06 | 677,40 |
| 1-52 | 6,58 | 30,14 | 30,85 | 671,52 | 247,12 | 730,78 |
| 1-7 | 1,61 | 7,38 | 7,55 | 164,40 | 60,50 | 178,91 |
| 1-70 | 0,86 | 3,93 | 4,03 | 87,65 | 32,26 | 95,39 |
| 1-45 | 3,80 | 17,42 | 17,83 | 388,14 | 142,83 | 422,39 |
| 1-44 | 3,58 | 16,38 | 16,77 | 364,96 | 134,30 | 397,17 |
| 1-43 | 1,53 | 7,01 | 7,17 | 156,14 | 57,46 | 169,92 |
| 1-28 | 2,19 | 10,01 | 10,24 | 222,97 | 82,05 | 242,64 |
| 1-34 | 2,23 | 10,20 | 10,44 | 227,23 | 83,62 | 247,28 |
| 1-47 | 2,68 | 12,25 | 12,54 | 272,89 | 100,42 | 296,98 |
| 1-56 | 1,77 | 8,09 | 8,28 | 180,15 | 66,30 | 196,05 |
| 1-28 | 0,73 | 3,36 | 3,44 | 74,94 | 27,58 | 81,55 |
| 1-29 | 1,53 | 7,01 | 7,17 | 156,17 | 57,47 | 169,95 |
| 1-58 | 3,35 | 15,35 | 15,71 | 341,97 | 125,84 | 372,15 |

| | | | | | | |
|----------|--------|--------|--------|----------|---------|----------|
| 1-78 | 0,93 | 4,27 | 4,37 | 95,09 | 34,99 | 103,48 |
| 1-51 | 0,36 | 1,64 | 1,68 | 36,50 | 13,43 | 39,72 |
| 1-36 | 3,28 | 15,00 | 15,36 | 334,30 | 123,02 | 363,80 |
| 1-31 | 1,06 | 4,86 | 4,97 | 108,20 | 39,82 | 117,75 |
| 1-2 | 2,45 | 11,21 | 11,48 | 249,87 | 91,95 | 271,92 |
| 1-1 | 0,66 | 3,03 | 3,10 | 67,42 | 24,81 | 73,37 |
| 1-37 | 5,87 | 26,89 | 27,52 | 599,05 | 220,45 | 651,91 |
| 1-38 | 2,45 | 11,21 | 11,47 | 249,71 | 91,89 | 271,75 |
| 1-13 | 2,71 | 12,39 | 12,68 | 276,09 | 101,60 | 300,46 |
| 1-32 | 4,56 | 20,86 | 21,35 | 464,77 | 171,04 | 505,79 |
| 1-19 | 2,22 | 10,18 | 10,42 | 226,85 | 83,48 | 246,87 |
| 1-25 | 5,65 | 25,87 | 26,48 | 576,49 | 212,15 | 627,36 |
| 1-3 | 0,38 | 1,73 | 1,77 | 38,55 | 14,18 | 41,95 |
| 1-11 | 1,13 | 5,18 | 5,30 | 115,44 | 42,48 | 125,63 |
| 1-57 | 1,60 | 7,34 | 7,51 | 163,43 | 60,14 | 177,86 |
| 1-62 | 1,78 | 8,15 | 8,35 | 181,67 | 66,86 | 197,71 |
| 1-42 | 4,69 | 21,46 | 21,97 | 478,17 | 175,96 | 520,37 |
| 1-41 | 3,40 | 15,57 | 15,93 | 346,82 | 127,63 | 377,43 |
| 1-40 | 4,62 | 21,15 | 21,65 | 471,26 | 173,42 | 512,85 |
| 1-35 | 1,30 | 5,93 | 6,07 | 132,21 | 48,65 | 143,88 |
| 1-39 | 3,40 | 15,55 | 15,92 | 346,46 | 127,50 | 377,04 |
| 1-27 | 4,30 | 19,69 | 20,15 | 438,64 | 161,42 | 477,35 |
| 1-67 | 3,83 | 17,55 | 17,96 | 390,96 | 143,87 | 425,46 |
| 1-17 | 2,33 | 10,67 | 10,92 | 237,79 | 87,51 | 258,77 |
| Σ | 158,31 | 724,45 | 741,55 | 16149,11 | 5940,07 | 17575,25 |