

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: Проектирование подстанции Ровное напряжением 110/10 кВ в
Амурской области

Исполнитель
студент группы 942 об1

подпись, дата

И.А. Дорожинский

Руководитель
доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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 Дорожинский Иван Александрович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Ровное напряжением 110/10 кВ в Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 749)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанции, контрольные замеры

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

Общая характеристика района проектирования, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, проектирование подстанции и защит, расчет заземления и молниезащиты

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 12 рисунков, 39 таблиц, 22 источников

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания 19.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 23.04.2023 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 стр., 12 рисунков, 39 таблицы, 97 формул, 22 источников, 2 приложения.

СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, БЛОЧНО МОДУЛЬНОЕ ЗДАНИЕ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ДУГОВАЯ ЗАЩИТА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ОТХОДЯЩЕЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ

Актуальность данной работы заключается в том, что для полноценного развития инвестиционной площадки «Ровное» в Амурской области необходим надежный источник питания, который бы позволил подключать различные электроприемники и обеспечил бы высокую степень надежности и качества электроснабжения, таким источником в данной работе рассматривается подстанция Ровное как основной источник для данных объектов.

Целью данной работы является разработка экономически целесообразного варианта реконструкции электрических сетей Амурской области, а также проектирование подстанции Ровное расположенной в районе территории опережающего развития и инвестиционной площадки «Ровное», выбор всего необходимого линейного и подстанционного оборудования для ПС Ровное и системы внешнего электроснабжения. Полученные результаты: фактические данные о нагрузках в узлах сети, данные о токах короткого замыкания, технические данные линейного и подстанционного оборудования.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
- ПС – подстанция;
- ВВ – высоковольтный выключатель;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- ДЗ – дуговая защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- МЗ – микропроцессорная защита;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- КЗ – короткое замыкание.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 7 |
| 1 Климатическая характеристика | 9 |
| 2 Обоснование необходимости ввода в эксплуатацию новой ПС Ровное | 10 |
| 2.1 краткая характеристика территории опережающего развития в Амурской области | 10 |
| 2.2 Обоснование введения в эксплуатацию новой ПС Ровное | 11 |
| 3 Анализ существующей системы электроснабжения в рассматриваемом районе | 13 |
| 3.1 Характеристика линий электропередач | 16 |
| 3.2 Характеристика подстанций | 16 |
| 3.3 Характеристика источников питания | 19 |
| 4 Расчет нагрузки подстанции Ровное | 21 |
| 5 Расчет номинального напряжения при подключении ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения | 24 |
| 6 Компенсация реактивной мощности ПС Ровное | 25 |
| 7 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС Ровное | 27 |
| 8 Выбор схемы подключения ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения | 30 |
| 8.1 Анализ варианта подключения ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения | 30 |
| 8.2 Выбор конструкции РУ ПС Ровное | 33 |
| 9 Выбор сечения питающей ВЛ | 36 |
| 10 Расчет токов короткого замыкания | 37 |
| 11 Выбор оборудования подстанции Ровное | 45 |
| 11.1 Выбор выключателей 110 кВ | 45 |
| 11.2 Выбор выключателей 10 кВ | 47 |
| 11.3 Выбор разъединителей 110 кВ | 48 |
| 11.4 Выбор высокочастотного заградителя связи 110 кВ | 49 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 11.5 | Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ | 48 |
| 11.6 | Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ | 51 |
| 11.7 | Выбор трансформаторов тока | 51 |
| 11.8 | Выбор трансформаторов напряжения | 56 |
| 11.9 | Выбор трансформаторов собственных нужд | 57 |
| 11.10 | Выбор гибких шин 110 кВ | 58 |
| 11.11 | Выбор жестких шин 10 кВ | 60 |
| 11.12 | Выбор опорных изоляторов 10 кВ | 61 |
| 12 | Расчет устройств молниезащиты | 63 |
| 13 | Расчет устройств заземления | 66 |
| 14 | Расчет экономических показателей | 70 |
| 15 | Защита силовых трансформаторов ПС Ровное | 73 |
| 15.1 | Дифференциальная защита | 73 |
| 15.2 | Газовая защита | 75 |
| 15.3 | Защита от перегрузки | 76 |
| 15.4 | Максимальная токовая защита | 76 |
| 16 | Расчет и анализ режимов работы системы внешнего электроснабжения | 78 |
| 16.1 | Расчет режима работы эквивалента существующей сети | 80 |
| 16.2 | Расчет режимов работы при подключении ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения | 82 |
| 17 | Автоматика ввода резерва | 88 |
| 18 | Дуговая защита шин низкого напряжения | 90 |
| 19 | Устройство резервирования отказа выключателя | 92 |
| 20 | Безопасность и экологичность | 94 |
| | Заключение | 102 |
| | Библиографический список | 103 |
| | Приложение А. Расчет режима работы существующей сети | 105 |
| | Приложение Б. Расчет режима работы сети с учетом реконструкции | 108 |

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Амурской области на территории опережающего развития возникает значительное количество различных производств в том числе компания Агромир планирует строительство современного складского комплекса на территории инвестиционной площадки «Ровное» который будет включать в себя зерновой склад площадью 1400 квадратных метров и вместимостью до 3500 тонн, овощехранилище с системой автоматической вентиляции и климатического контроля а так же сортировочный комплекс для овощей и системы конвейерной сушки с оказываемым комплексом услуг по хранению сортировке, сушке и очистке. В планы компании «Блик» входит создание в Амурской области логистического центра для хранения, формирования и отгрузки партий импортных и экспортных товаров в рамках товарооборота между Россией и Китаем. На территории инвестиционной площадки «Ровное» планируется строительство четырех крытых складов погрузки выгрузки, площадки для хранения открытым способом, технического здания для обслуживания техники, административного здания и пункта охраны. При этом для всех указанных потребителей должен быть организован надежный источник питания в виде электрической подстанции которая была бы способна предоставлять эклектическую энергию должного качества в необходимом количестве.

Актуальность данной работы заключается в том, что для полноценного развития инвестиционной площадки «Ровное» в Амурской области необходим надежный источник питания, который бы позволил подключать различные электроприемники и обеспечил бы высокую степень надежности и качества электроснабжения, таким источником в данной работе рассматривается подстанция Ровное как основной источник для данных объектов.

Цель работы: спроектировать современную электрическую подстанцию, а также разработать вариант ее подключения к системе внешнего электроснабжения

В ходе выполнения данной работы решено значительное количество как технических, так и экономических задач в частности:

- Обоснование возведения новой ПС Ровное
- Расчет электрических нагрузок для вновь вводимой ПС Ровное
- Расчет рационального напряжения при подключении ПС Ровное
- Разработка конкурентоспособных вариантов подключения ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения
- Выбор силовых трансформаторов для питания потребителей, а также типа и сечения провода питающих линий электропередачи
- Обоснование и выбор типа распределительных устройств низкого и высокого напряжения ПС Ровное
- Получение всех характеристик токов короткого замыкания в вышеуказанных распределительных устройствах ПС Ровное
- Выбор и проверка по условиям протекания токов короткого замыкания токоведущего, коммутационного, измерительного и иного оборудования
- Расчет и анализ основного режима работы электрической сети после ввода в эксплуатацию ПС Ровное
- Расчет уставок микропроцессорных защит силовых трансформаторов ПС Ровное
- Расчет системы молниезащиты и заземления ПС Ровное
- Расчет необходимых капиталовложений для введения в эксплуатацию нового объекта электроэнергетики ПС Ровное
- Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности при эксплуатации электрооборудования

Используемое лицензионное программное обеспечение:

Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

Используемое свободно распространяемое программное обеспечение:

Браузер: Opera

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

При выборе электротехнического оборудования, располагаемого как на открытом воздухе, но так и в помещениях (выключатели, ограничители перенапряжения, измерительные трансформаторы тока и напряжения), следует особое внимание уделять климатической характеристике района расположения рассматриваемого объекта.

Неправильный выбор оборудования приведёт к нарушениям в его работе, отказам или в худшем случае чрезвычайной ситуации включая короткое замыкание, возгорание, угрозу жизни обслуживающему персоналу подстанции. На основании вышесказанного необходимо проводить выбор оборудования основываясь на климатической характеристике местности поэтому в данном разделе приводятся все необходимые данные указанные в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия

| Параметр | Величина |
|--|---------------------------|
| Район по ветру | III |
| Максимальный скоростной напор, (Н/м ²) | 650 |
| Максимальная скорость ветра, (м/с) | 32 |
| Район по гололеду | III |
| Температура воздуха высшая, (°С) | 41 |
| Температура воздуха низшая, (°С) | -45 |
| Температура воздуха среднегодовая, (°С) | 0 |
| Число грозных часов | 50 |
| Степень загрязнения атмосферы | II |
| Глубина промерзания грунтов (м) | 2,0 |
| Преобладающее направление ветра | Западное, Северо-западное |

2 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВОЙ ПС РОВНОЕ

2.1 Краткая характеристика территории опережающего развития в Амурской области

В Амурской области созданы и функционируют три территории опережающего развития: «Белогорск», «Приамурская», «Свободный». В целях создания и функционирования ТОР заключены соглашения от 21.09.2015 № 01-7/2015 «О создании на территории муниципального образования города Белогорск Амурской области территории опережающего социально-экономического развития «Белогорск», от 21.09.2015 № 01-6/2015 «Соглашение о создании на территориях муниципальных образований Благовещенский район, Бурейской район, Ивановский район и Тамбовский район Амурской области территории опережающего социально-экономического развития «Приамурская», от 29.06.2017 № 02-34-2017 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Свободный» на территориях муниципальных образований Свободненский район, город Свободный и город Сковородино Амурской области».

На основании данных соглашений в Благовещенском районе в частности в селе Ровное в скором времени должна начать работать инвестиционная площадка с одноименным названием «Ровное», которая подразумевает значительное количество льгот, для предпринимателей, которые будут заниматься своей деятельностью в данном районе.

Данная площадка привлекает внимание значительного количества предпринимателей это связано с началом работы международного моста через Амур и значительным увеличением товарооборота между Россией и Китаем.

На начальном этапе развития здесь будут организованы: логистический центр для формирования, транспортировки, сортировки различных как импортных, так и экспортных товаров, наличие значительного количества

складских помещений позволит организовать большое место для хранения. Так же здесь будут расположены различные технические центры для обслуживания техники.

Так же на данной инвестиционной площадке планируется возведение большого зернового склада и овощехранилища с системой автоматического контроля и вентиляции, системой сушки и очистки.

Предприятия, которые планируют организовать свою деятельность в рамках данной площадки имеют большое значение для развития всего региона, их работа позволит укрепить взаимоотношения с Китаем, а также поддержать местное сельское хозяйство, возведение складских помещений для хранения овощей и зерна в значительной степени позволит увеличить сроки годности местной сельскохозяйственной продукции.

2.2 Обоснование введения в эксплуатацию новой ПС Ровное

Для любого современного производства характерной особенностью является наличие значительного количества электроприемников и устройств, при этом в настоящее время для развития предприятий в Амурской области на территории опережающего развития необходима организация надежного источника питания, который бы отвечал всем требованиям в части надежности и качества электроснабжения потребителей.

Для инвестиционной площадки «Ровное» в Амурской области необходим такой источник для бесперебойного питания ее потребители, поэтому в данной работе рассматривается проект такого важного объекта электроэнергетики как ПС Ровное.

Данная ПС позволит подключить как вновь вводимых потребителей, так и создать резерв мощности для перспективных, таким образом будет решен вопрос электроснабжения всех объектов, расположенных в границах данной площадки.

При проектировании новой ПС Ровное будет уделяться особое внимание схеме ее подключения к системе внешнего электроснабжения для обеспечения высокой надёжности питания потребителей. При выборе оборудования ПС

Ровное Предпочтение будет отдаваться современным материалам и устройствам.

При выборе силовых трансформаторов будет учитываться категория надёжности питания потребителей.

При выполнении подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения будет проведен анализ состояния электрических сетей в рассматриваемом районе, с целью выявления слабых мест и возможности избежать ошибочных решений.

3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РАССМАТРИВАЕМОМ РАЙОНЕ

Данный раздел работы посвящен анализу сложившейся системы электроснабжения в рассматриваемом районе электрических сетей в частности будут рассмотрены подробно характеристики линий электропередачи, подстанционное оборудование, распределительные устройства высокого среднего и низкого напряжения, а также приведены данные о возможных источниках питания для такого объекта электроэнергетики как ПС Ровное.

Для наглядности на рисунке 1 представлена карта схема электрических сетей в районе расположения инвестиционной площадки Ровное на которой и будет расположена ПС Ровное, на рисунке 2 представлена однолинейная схема электрических сетей данного района.

Как видно на рисунке 1 в основном в районе расположения ПС Ровное присутствуют воздушные линии и подстанции номинальным напряжением 110 кВ, 220 и 35 кВ сети находятся на значительном удалении, данный факт накладывает свои ограничения на варианты подключения данной ПС к системам внешнего электроснабжения. Подстанции 110 кВ расположенные в данном районе это Владимировка, Волково, Ивановка, Полевая, Анновка, Озерное, ПС 35 кВ Николаевка, Лозовое, Садовое.

Схема электрической сети в данном районе представляет собой сеть с двухсторонним питанием, с одной стороны источником является узловая подстанция Центральная имеющая номинальное напряжение ВН 110 кВ с обратной стороны источником служит ПС Хвойная номинальным напряжением стороны ВН 220 кВ, при этом на ПС Волково на стороне ВН имеется связь с третьим источником, не указанным на схемах это так же узловая ПС 110 кВ Тамбовка которая может в некоторой степени питать потребителей данного района.

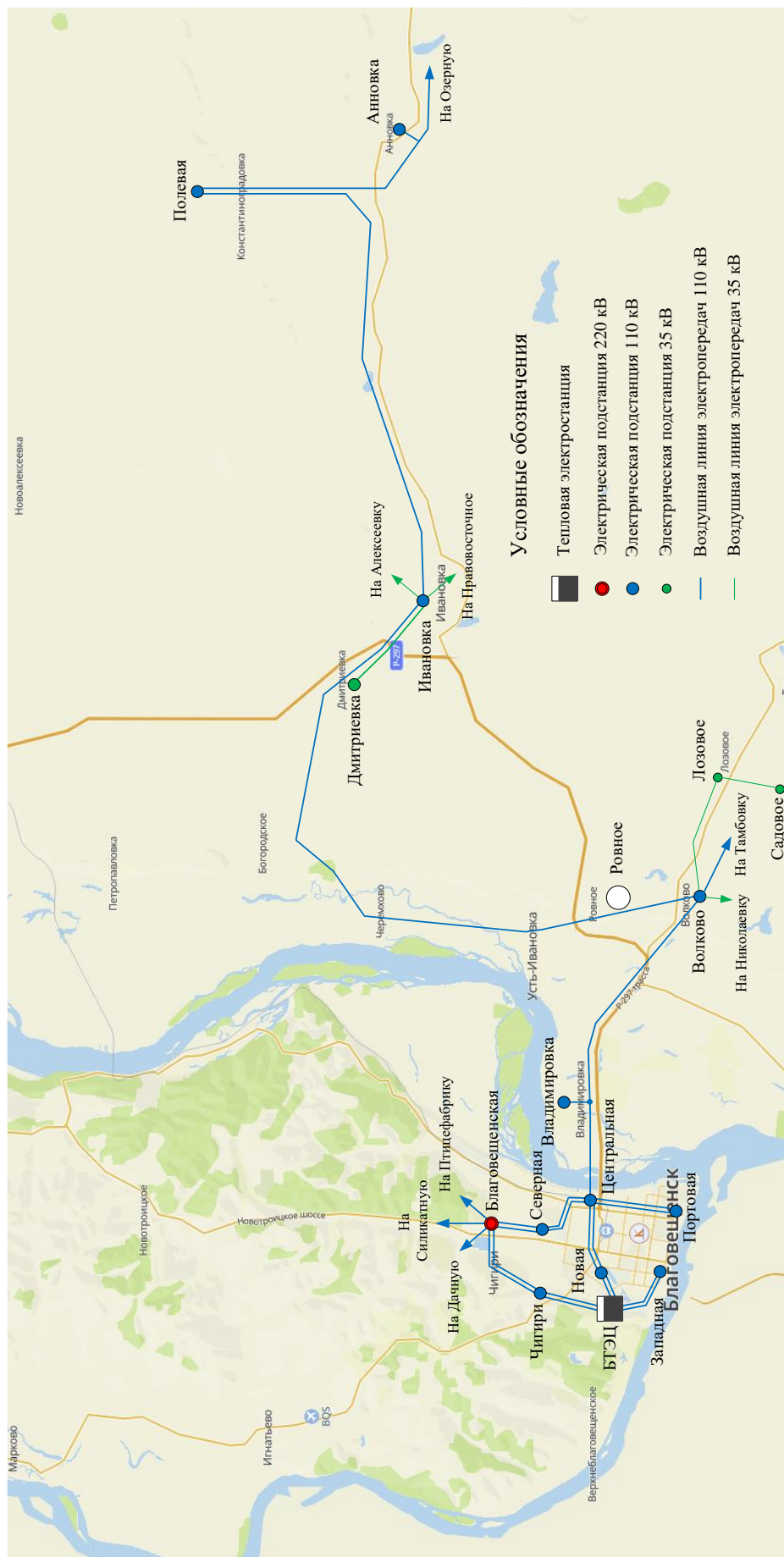


Рисунок 1 – Взаимное расположения объектов электрической сети

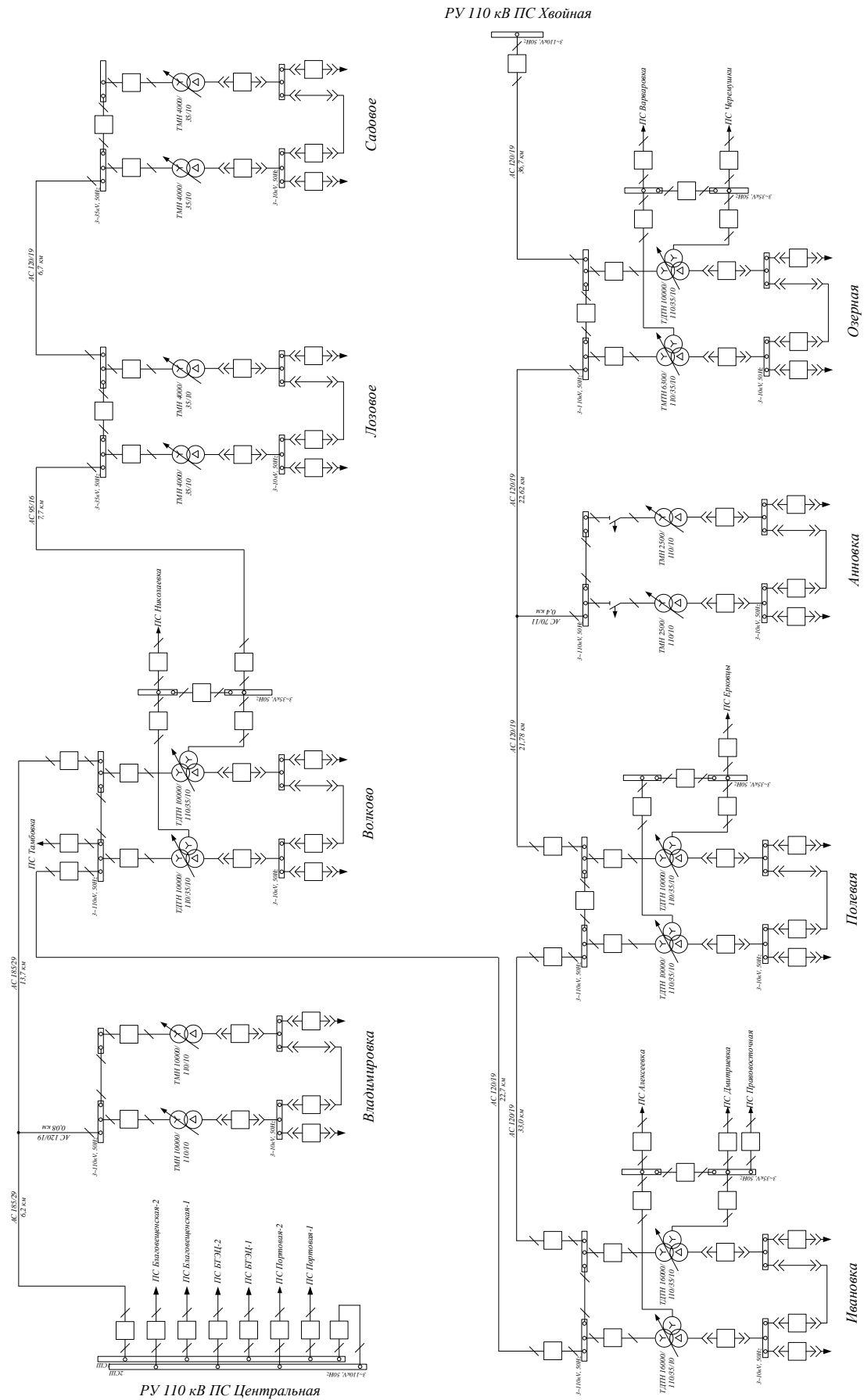


Рисунок 2 – Однолинейная схема электрической сети

3.1 Характеристика линий электропередачи. В данном районе электролитических сетей протяжённость ВЛ составляет от 0,08 до 36,7 км, имеющие одноцепное исполнение (двух цепные ВЛ в данном районе отсутствуют), используется сталеалюминевый провод марки АС сечением 70, 120, 185 мм² основные характеристики ВЛ представлены в таблице 2

Таблица 2 – Характеристики ВЛ 110 кВ

| Наименование ВЛ | Протяженность (км) | Материал опор | Кол-во цепей | Марка провода |
|---|--------------------|---------------|--------------|---------------|
| ПС Центральная – отпайка ПС Владимировка | 6,2 | сталь | 1 | АС 185/29 |
| ПС Владимировка – отпайка ПС Владимировка | 0,08 | сталь | 1 | АС 185/29 |
| ПС Волково – отпайка ПС Владимировка | 13,7 | сталь | 1 | АС 185/29 |
| ПС Волково – ПС Ивановка | 22,7 | сталь | 1 | АС 120/19 |
| ПС Полевая – ПС Ивановка | 33,0 | сталь | 1 | АС 120/19 |
| ПС Полевая – отпайка ПС Анновка | 21,78 | сталь | 1 | АС 120/19 |
| ПС Анновка – отпайка ПС Анновка | 0,4 | сталь | 1 | АС 70/11 |
| ПС Озерная – отпайка ПС Анновка | 22,62 | сталь | 1 | АС 120/19 |
| ПС Озерная – ПС Хвойная | 36,7 | сталь | 1 | АС 120/19 |

Указанные технические данные будут использованы в дальнейших расчётах

3.2 Характеристика подстанций. Представление в данном разделе работы данные необходимы для анализа вариантов подключения ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения, в разделе будут рассматриваться конструктивное исполнение распределительных устройств на каждой ПС расположенной рядом с ПС Ровное, марка силовых трансформаторов, а также тип подключения к внешнему электроснабжению.

ПС Владимировка 110/10 кВ: По схеме подключения относится к отпаечной, количество питающих ВЛ-1, схема распределительного устройства высокого напряжения – «два блока с выключателями и неавтоматической

перемычкой со стороны линий», на стороне низкого напряжения схема – «одна секционированная система шин», используемые трансформаторы - 2×ТМН 10000/110/10 (номинальная мощность 10 МВА, номинальное напряжение 110/10 кВ, регулятор напряжения - РПН)

ПС Волково 110/35/10 кВ: По схеме подключения относится к транзитной, количество питающих ВЛ 110 кВ – 3 имеется связь с ПС Центральная, Ивановка, Тамбовка, схема распределительного устройства высокого напряжения – «одна секционированная система шин» секционный выключатель отсутствует, на стороне среднего напряжения схема РУ – «одна секционированная система шин» количество отходящих ВЛ 35 кВ – 2 в сторону ПС Николаевка, Лозовое, на стороне низкого напряжения схема РУ – «одна секционированная система шин», используемые трехобмоточные трансформаторы - 2×ТДТН 10000/110/35/10 (номинальная мощность 10 МВА, номинальное напряжение 110/35/10 кВ, регулятор напряжения - РПН)

ПС Ивановка 110/35/10 кВ: По схеме подключения относится к транзитной, количество питающих ВЛ 110 кВ – 2 имеется связь с ПС Волково, Полевая, схема распределительного устройства высокого напряжения – «одна секционированная система шин» секционный выключатель отсутствует, на стороне среднего напряжения схема РУ – «одна секционированная система шин» количество отходящих ВЛ 35 кВ – 3 в сторону ПС Дмитриевка, Правовосточное, Алексеевка, на стороне низкого напряжения схема РУ – «одна секционированная система шин», используемые трехобмоточные трансформаторы - ТДТН 10000/110/35/10, ТДТН 16000/110/35/10 (номинальная мощность 10, 16 МВА, номинальное напряжение 110/35/10 кВ, регулятор напряжения - РПН)

ПС Полевая 110/35/10 кВ: По схеме подключения относится к транзитной, количество питающих ВЛ 110 кВ – 2 имеется связь с ПС, Ивановка, Озерная, схема распределительного устройства высокого напряжения – «одна секционированная система шин», на стороне среднего напряжения схема РУ – «одна секционированная система шин» количество

отходящих ВЛ 35 кВ – 1 в сторону ПС Ерковы, на стороне низкого напряжения схема РУ – «одна секционированная система шин», используемые трехобмоточные трансформаторы - 2×ТДТН 10000/110/35/10, (номинальная мощность 10, МВА, номинальное напряжение 110/35/10 кВ, регулятор напряжения - РПН)

ПС Анновка 110/10 кВ: По схеме подключения относится к отпаечной, количество питающих ВЛ 110 кВ - 1, схема распределительного устройства высокого напряжения – «два блока с выключателями нагрузки и неавтоматической перемычкой со стороны линий», на стороне низкого напряжения схема – «одна секционированная система шин», используемые трансформаторы - 2×ТМН 2500/110/10 (номинальная мощность 2,5 МВА, номинальное напряжение 110/10 кВ, регулятор напряжения - РПН)

ПС Озерная 110/35/10 кВ: По схеме подключения относится к транзитной, количество питающих ВЛ 110 кВ – 2 имеется связь с ПС, Хвойная, полевая, схема распределительного устройства высокого напряжения – «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», на стороне среднего напряжения схема РУ – «одна секционированная система шин» количество отходящих ВЛ 35 кВ – 2 в сторону ПС Варваровка, Черемушки, на стороне низкого напряжения схема РУ – «одна секционированная система шин», используемые трехобмоточные трансформаторы - ТМТН 6300/110/35/10, ТДТН 10000/110/35/10, (номинальная мощность 6,3, 10 МВА, номинальное напряжение 110/35/10 кВ, регулятор напряжения - РПН)

ПС Лозовое 35/10 кВ: По схеме подключения относится к транзитной, количество отходящих ВЛ 35 кВ - 2, схема распределительного устройства высокого напряжения – «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», на стороне низкого напряжения схема – «одна секционированная система шин», используемые трансформаторы - 2×ТМН 4000/110/10 (номинальная мощность 4 МВА, номинальное напряжение 35/10 кВ, регулятор напряжения - РПН)

ПС Садовое 35/10 кВ: По схеме подключения относится к транзитной, количество отходящих ВЛ 35 кВ - 1, схема распределительного устройства высокого напряжения – «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», на стороне низкого напряжения схема – «одна секционированная система шин», используемые трансформаторы - 2×ТМН 4000/110/10 (номинальная мощность 4 МВА, номинальное напряжение 35/10 кВ, регулятор напряжения - РПН)

3.3 Характеристика источников питания. В данной части электрических сетей как указывалось ранее основными источниками являются узловая ПС Центральная и ПС 220 кВ Хвойная рассмотрим их подробно

ПС Центральная 110/35/10 кВ: Имеет три ряда номинальных напряжений и соответственно столько же распределительных устройств, РУВН выполнено по схеме «одна секционированная система шин», количество отходящих ВЛ – 7, имеется связь с БТЭЦ, ПС Благовещенская, ПС Портовая и ПС Волово, РУСН выполнено по схеме «одна секционированная система шин» количество отходящих ВЛ – 1 на ПС Астрахановка, РУНН выполнено по схеме «одна секционированная система шин».

Используемые силовые трехобмоточные трансформаторы: 2×ТДТН 25000/110/35/10 (номинальная мощность 25 МВА, номинальное напряжение 110/35/10 кВ, регулятор напряжения - РПН).

ПС Хвойная 220/110/35/10 кВ: Имеет четыре ряда номинальных напряжений, РУВН 220 кВ выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий», количество отходящих ВЛ – 2, имеется связь с ПС Короли-тяга, ПС Завитая, РУСН 110 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин» количество отходящих ВЛ – 1 на ПС Озерная, РУСН 35 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин», количество отходящих ВЛ – 3, имеется связь с ПС Романовка, ПС Смелое, ПС Таежная, так же от данного РУ подключены силовые двух обмоточные трансформаторы 35/10 кВ, РУНН 10 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин».

Используемые автотрансформаторы: АДЦТН 30000/220/110/35, АДЦТН 32000/220/110/35 (номинальная мощность 30, 32 МВА, номинальное напряжение 220/110/35 кВ, регулятор напряжения - РПН), для питания РУНН применяются силовые трансформаторы: 2×ТМН 4000/35/10 (номинальная мощность 4 МВА, номинальное напряжение 35/10 кВ, регулятор напряжения - РПН).

4 РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ РОВНОЕ

Данная работа рассматривает проектирование электрической части подстанционного оборудования и системы внешнего электроснабжения, следовательно, данном разделе при расчете нагрузок будет применяться упрощенный метод, заключающийся в использовании таких данных как, установленная активная мощность, коэффициент использования, средневзвешенный коэффициент мощности.

На основании этих данных будет выполняться расчет таких параметров нагрузки как расчетная активная мощность, расчетная реактивная мощность, расчетная полная мощность которые будут являться основными параметрами при решении всех последующих задач, включая расчет устройств компенсации реактивной мощности, выбор и проверка силовых трансформаторов, а также расчет и выбор питающих линий электропередачи.

Для расчета в таблице 3 приведены основные данные о нагрузке и потребителях, которые будут подключаться к шинам низкого напряжения ПС Ровное.

Таблица 3 – Характеристика основных потребителей ПС Ровное

| Потребитель | Коэффициент использования k_u | Коэффициент мощности $\cos\varphi$ | Установленная активная мощность $P_{уст}$ (кВт) |
|----------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Система вентиляции | 0,9 | 0,8 | 150 |
| Система отопления и сушки | 0,95 | 0,99 | 4000 |
| Грузоподъемные механизмы | 0,6 | 0,82 | 250 |
| Система сортировки | 0,8 | 0,75 | 90 |
| Освещение территории и помещений | 1,0 | 0,78 | 95 |
| Административное здание | 0,8 | 0,77 | 100 |
| Система охранного периметра | 0,85 | 0,7 | 55 |
| Система пожарного водоснабжения | 0,9 | 0,82 | 3×160 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|------|-----|-------|
| Система взвешивания и проверки груза | 0,85 | 0,7 | 2×200 |
| Система кондиционирования и охлаждения | 0,85 | 0,7 | 1500 |

Определение расчетной активной мощности нагрузки проводим на примере системы вентиляции

Установленная активная мощность:

$$P_{уст} = 150 \text{ (кВт)}$$

Коэффициент использования:

$$k_u = 0,9$$

Коэффициент мощности:

$$\cos \varphi = 0,8$$

Расчетная активная мощность системы вентиляции определяется по следующей формуле [3]:

$$P_p = P_{уст} \cdot k_u \quad (1)$$

$$P_p = 150 \cdot 0,9 = 135,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная полная мощность системы вентиляции определяется по следующей формуле [3]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi} \quad (2)$$

$$S_p = \frac{135,0}{0,8} = 168,75 \text{ (кВА)}$$

Расчетная реактивная мощность системы вентиляции определяется по следующей формуле [3]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2} \quad (3)$$

$$Q_p = \sqrt{168,75^2 - 135,0^2} = 101,25 \text{ (кВАр)}$$

Результаты расчета по остальным потребителям сведены в таблицу 4:

Таблица 4 – Расчет нагрузок потребителей ПС Ровное

| Потребитель | k_u | $\cos\varphi$ | $P_{уст}$ (кВт) | P_p (кВт) | Q_p (кВАр) | S_p (кВА) |
|--|-------|---------------|--------------------|----------------|-----------------|----------------|
| Система вентиляции | 0,9 | 0,8 | 150 | 135,0 | 101,25 | 168,75 |
| Система отопления и сушки | 0,95 | 0,99 | 4000 | 3800,0 | 541,47 | 3838,0 |
| Грузоподъемные механизмы | 0,6 | 0,82 | 250 | 150,0 | 85,01 | 172,41 |
| Система сортировки | 0,8 | 0,75 | 90 | 72,0 | 63,49 | 96,0 |
| Освещение территории и помещений | 1,0 | 0,92 | 95 | 50,0 | 21,3 | 54,34 |
| Административное здание | 0,8 | 0,77 | 100 | 80,0 | 66,29 | 103,89 |
| Система охранного периметра | 0,85 | 0,7 | 55 | 46,75 | 28,93 | 55,0 |
| Система пожарного водоснабжения | 0,9 | 0,82 | 3×160 | 384,0 | 268,03 | 468,29 |
| Система взвешивания и проверки груза | 0,85 | 0,8 | 2×200 | 340,0 | 255,0 | 425,0 |
| Система кондиционирования и охлаждения | 0,85 | 0,83 | 1500 | 1275,0 | 856,81 | 1536,0 |
| Сумма | | | | 6332,75 | 2287,58 | 6917,68 |

На основании полученных данных далее будет выполняться выбор устройств компенсации реактивной мощности и последующий выбор силовых трансформаторов для ПС Ровное.

5 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПС РОВНОЕ К СИСТЕМЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Исходя из данных об электрических сетях в районе расположения ПС Ровное следует сделать вывод о том, что подключение данной ПС к системе внешнего электроснабжения возможно только на номинальное напряжение 110 кВ, т.к. остальные объекты другого номинального напряжения находятся на значительном расстоянии и подключение к ним является экономически не целесообразным и не обоснованным.

6 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПОДСТАНЦИИ РОВНОЕ

В данной работе рассматриваются устройства компенсации реактивной мощности предназначение для снижения потоков реактивной мощности по сети и тем самым для повышения уровня напряжения непосредственно у потребителя. Вторым достоинство данных устройств является снижение потерь мощности и энергии при транспортировке электрической энергии.

Проводим компенсацию реактивной мощности на шинах 10 кВ на ПС Ровное, с выбором соответствующих устройств.

Требуемая мощность КУ [2]:

$$Q_K = Q_p - P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент реактивной мощности (для номинального напряжения 10 кВ принимается равным 0,4 согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380)

P_p – расчетная активная мощность нагрузки

Q_p – расчетная реактивная мощность нагрузки

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ [2]:

$$Q_I = \frac{Q_K}{2} \quad (5)$$

Принимаем номинальную мощность КУ и определяем некомпенсированную мощность [2]:

$$Q_{\text{неск}} = Q_m - Q_{\text{ном}} \quad (6)$$

где $Q_{\text{ном}}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Проводим расчет применительно к ПС Ровное:

$$Q_k = 2287,58 - 6332,75 \cdot 0,4 = -245,52 \text{ (МВАр)}$$

При отрицательном значении требуемой мощности компенсирующих устройств можно сделать вывод о том, что вся необходимая для потребителей ПС Ровное реактивная мощность может быть получена из сети без каких-либо ограничений и соответственно установка компенсирующих устройств не требуется.

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС РОВНОЕ

При проектировании электрической подстанции должно быть принято решение о необходимом количестве силовых трансформаторов, данная задача решается с использованием исходных данных о категории надежности потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения ПС Ровное. Т.к. потребители данной подстанции относятся к первой категории, следовательно, должно иметься два независимых источника питания, при этом перерыв в электроснабжении должен занимать время не превышающее время работы автоматики по переводу на резервный источник. Следовательно, на ПС Ровное принимаем к установке два силовых трансформатора с распределительным устройством низкого напряжения состоящим из двух секций шин, объединённых секционным выключателем (на секционном выключателе устанавливается автоматика ввода резерва), эти секции будут представлять собой два независимых источника питания. Номинальная мощность силовых трансформаторов должна выбираться таким образом, чтобы они могли работать как в нормальном, так и в послеаварийном режиме, при отключении одного из них.

Расчетная полная мощность трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [5]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{N \cdot K_3} \quad (7)$$

где P_p – расчётная активная мощность нагрузки ПС Ровное;

Q_p – расчетная реактивная мощность нагрузки ПС Ровное;

N – количество трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции (0,7).

Проверка трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [5]:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{N \cdot S_{Тном}} \quad (8)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(N - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (9)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов, устанавливаемых на ПС Ровное, расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{6332,75^2 + 2287,58^2}}{2 \cdot 0,7} = 4809,1 \text{ (МВА)}$$

Учитывая то что ПС ровное будет подключаться на номинальное напряжение 110 кВ т.к. ряда других напряжений по близости нет, следовательно, номинальное напряжение стороны ВН принимаем равное 110 кВ.

Выбираем согласно справочным данным ближайшее большее значение номинальной мощности, и принимаем для рассматриваемой ПС трансформатор типа ТМН 6300/110/10 с номинальной мощностью 6,3 МВА, номинальное напряжение стороны ВН – 115 кВ, стороны НН – 10,5 кВ.

Регулирование напряжение выполняется с использованием РПН
Паспортные данные выбранного силового трансформатора представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики трансформаторов

| Параметр | Значение |
|--------------------------------------|---------------|
| Полная мощность | 6300 кВА |
| Напряжение ВН | 115 кВ |
| Напряжение НН | 10,5 кВ |
| Ток холостого хода | 1,0 % |
| Напряжение КЗ | 10,5 % |
| Потери активной мощности в режиме ХХ | 10,0 кВт |
| Потери активной мощности в режиме КЗ | 44,0 кВт |
| Масса масла | 10,5 т |
| Габаритные размеры (Д×Ш×В) | 5,8×4,2×5,0 м |

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{6332,75^2 + 2287,58^2}}{2 \cdot 6300} = 0,54$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{6332,75^2 + 2287,58^2}}{6300} = 1,08$$

Значение коэффициента загрузки для нормального режима работы должно составлять 0,5-0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, полученные значения коэффициентов укладываются в нормативный диапазон, следовательно, расчет окончен, принимаем данный тип трансформатора к установке на ПС Ровное.

8 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС РОВНОЕ К СИСТЕМЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Учитывая месторасположение ПС Ровное следует отметить тот факт, что наиболее оптимальным, с экономической точки зрения и с точки зрения надёжности питания потребителей, является вариант подключения данной ПС в рассечку проходящей рядом ВЛ ПС «Волково» - «Ивановка» т.к. другие источники питания находятся на значительном расстоянии от данного объекта.

Данный вариант подключения определяет схему распределительного устройства высокого напряжения данной ПС «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов»

8.1 Анализ варианта подключения ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения

На рисунке 3 представлена карта схема подключения ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения, на рисунке 4 однолинейная схема электрической сети с учетом реконструкции. Рассмотрим подробно данный вариант подключения ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения.

Для подключения ПС Ровное необходимо организовать подход двухцепной ВЛ к действующей протяженностью 0,8 км. При этом РУВН включается в рассечку действующей ВЛ.

Обеспечение надежности питания потребители ПС Ровное будет выполняться за счет двухстороннего питания данной ПС, с одной стороны источником питания является ПС Центральная (которая в свою очередь связана с ПС Благовещенская и БТЭЦ), с другой стороны источником является ПС Хвойная.

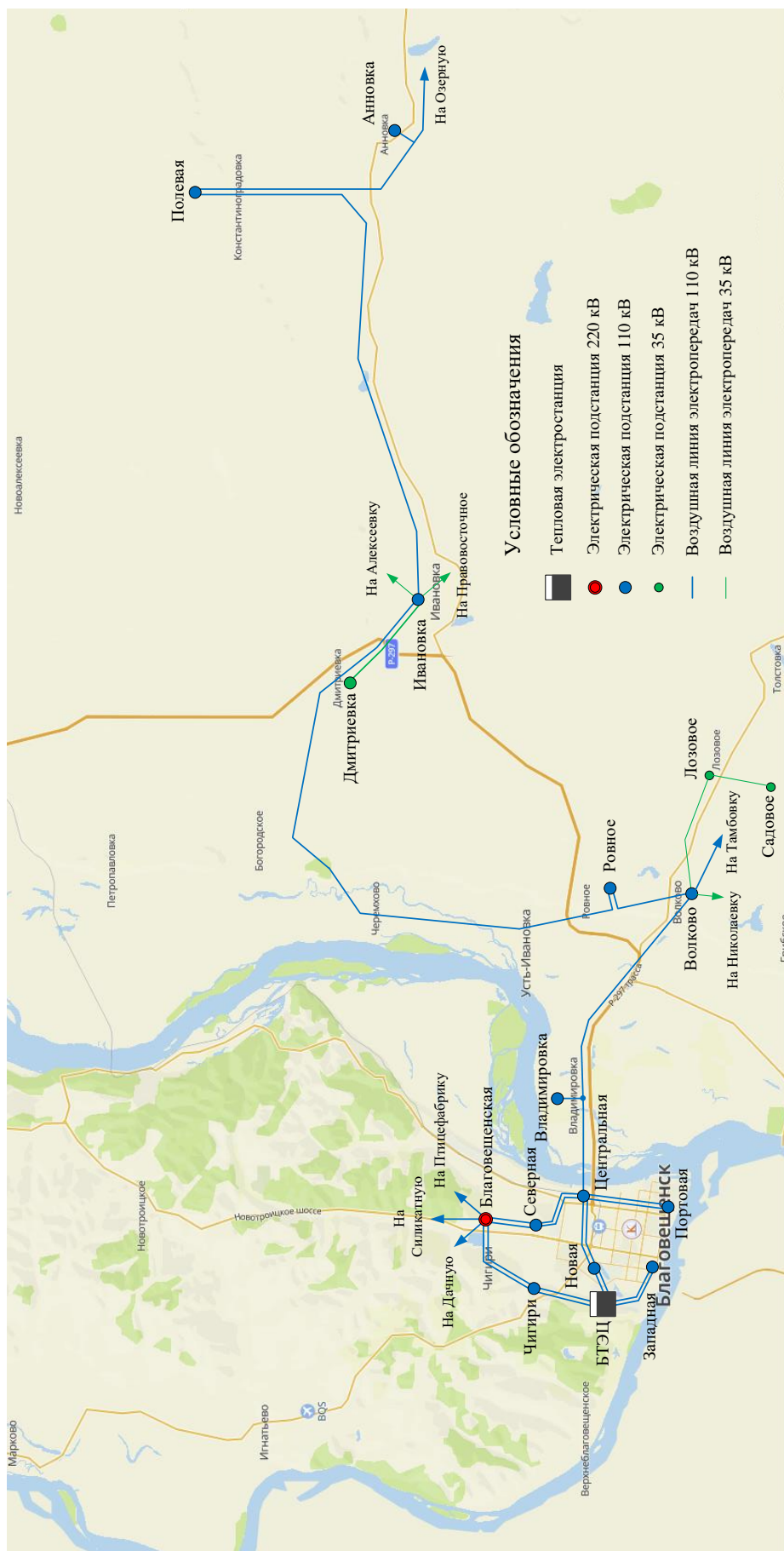


Рисунок 3 – Карта схема электрической сети с учетом реконструкции

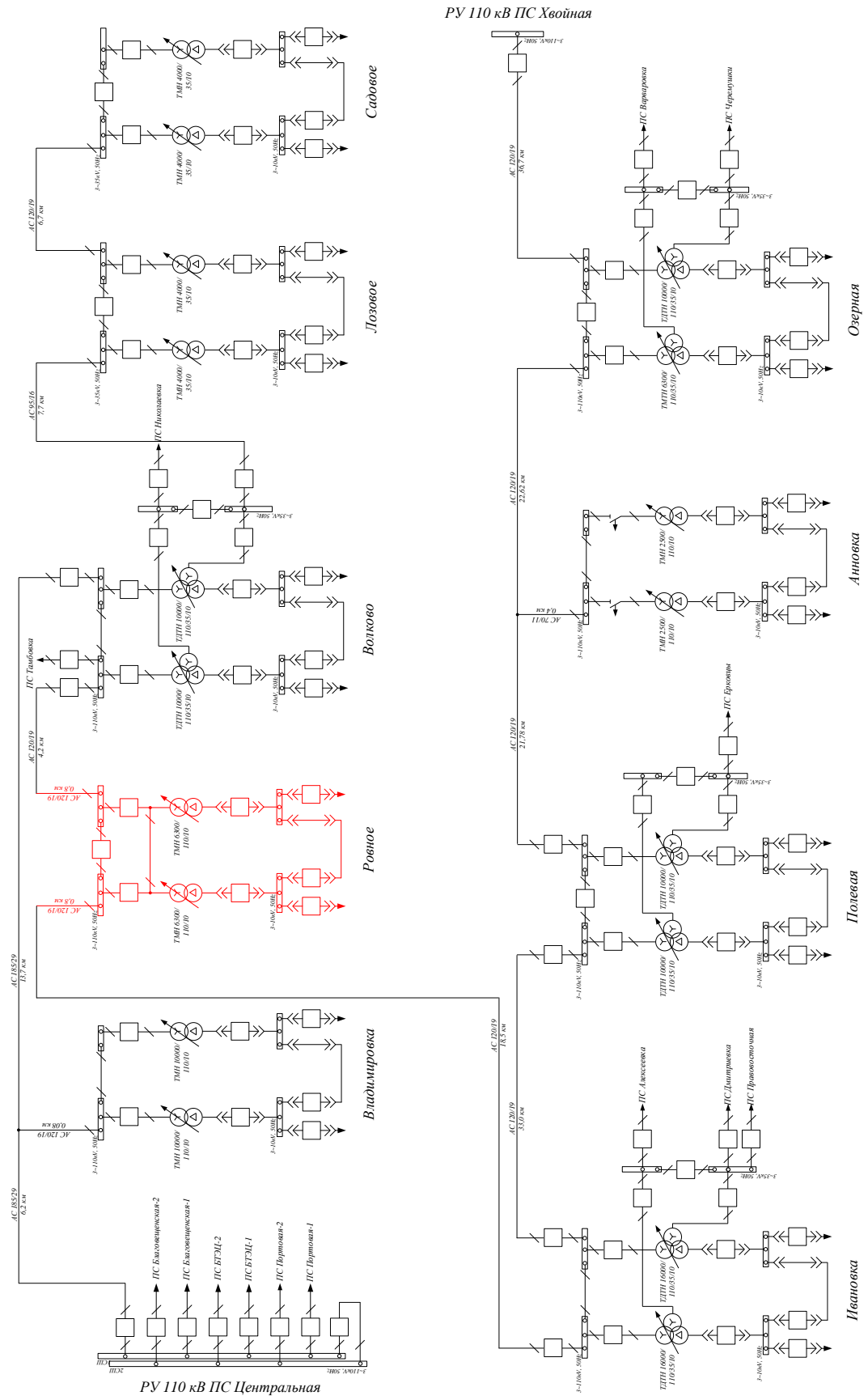


Рисунок 4 – Однолинейная схема электрической сети с учетом реконструкции

8.2 Выбор конструкции РУ ПС Ровное

В данном разделе рассмотрим выбор распределительных устройств ПС Ровное при подключении к системе внешнего электроснабжения. Как указывалось, ранее одним из наиболее оптимальных вариантов является транзитная схема. Для данной схемы при подключении двух отходящих ВЛ единственной схемой распределительного устройства высокого напряжения может быть мостик, для нашего варианта принимаем схему «мосты с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов».

Рассмотрим подробно особенности данной схемы РУ: применяется для транзитных ПС с числом отходящих ВЛ - 2, имеет возможность вывода в ремонт любого выключателя без ограничения питания потребителей. Так же к достоинствам данной схемы можно отнести минимальный набор оборудования и простоту конструкции, простоту оперативных переключений при выводе в ремонт любого элемента.

Рассмотрим нештатные ситуации при эксплуатации данного РУ, при отключении одной из питающих ВЛ отключается выключатель в перемычке и трансформаторный выключатель при этом один из трансформаторов остается в работе, на стороне низкого напряжения включается секционный выключатель и питание всех потребителей переводится от оставшегося в работе трансформатора. При этом если ремонт ВЛ занимает значительное время, то оперативный персонал для включения второго трансформатора в работу предварительного отключает линейный разъединитель поврежденной ВЛ, а потом включает трансформаторный выключатель таким образом оба трансформатора получают питание от одной ВЛ.

При выводе в ремонт выключателя в перемычке оперативный персонал предварительно включает оба разъединителя в ремонтной перемычке, а далее отключает разъединители в мостике.

При выводе одного из трансформаторов он отключается своими выключателями со стороны высокого и низкого напряжения, при этом транзит мощности через РУВН не нарушается.

На стороне низкого напряжения применяется стандартная схема: одна секционированная секция шин. Достоинством данного распределительного устройства является простота конструкции и простота вывода в ремонт любого элемента, так же для повышения надёжности и гибкости данного РУ при различного рода нештатных ситуациях в нем применяются ячейки КРУ с выкатными элементами. При выходе из строя любого выключателя он может быть заменен на резервный за несколько минут. Так же следует отметить наличие автоматики в данном РУ в частности АВР (автоматика ввода резерва), при отключении рабочего источника питания любой из секций происходит включение секционного аппарата тем самым обесточенная секция получает питание от соседней (перерыв в питании ограничен только временем включения выключателя и занимает сотые доли секунды), так же в данном РУ применяется автоматика ВНР (восстановление нормального режима работы), логика данной автоматики заключается в том что при возобновлении питания на рабочем вводе происходит запуск реле времени и через несколько минут если напряжение стабильно, включается рабочий ввод секции и отключается секционный аппарат тем самым разгружая оставшийся в работе трансформатор.

Наличие простой схемы распределительных устройств, а также обилия автоматики позволяет организовать высокую степень надёжности электроснабжении потребителей даже без участия оперативного персонала

Принятая принципиальная однолинейная схема подстанции Ровное согласно принятому типу подключения представлена на рисунке 5.

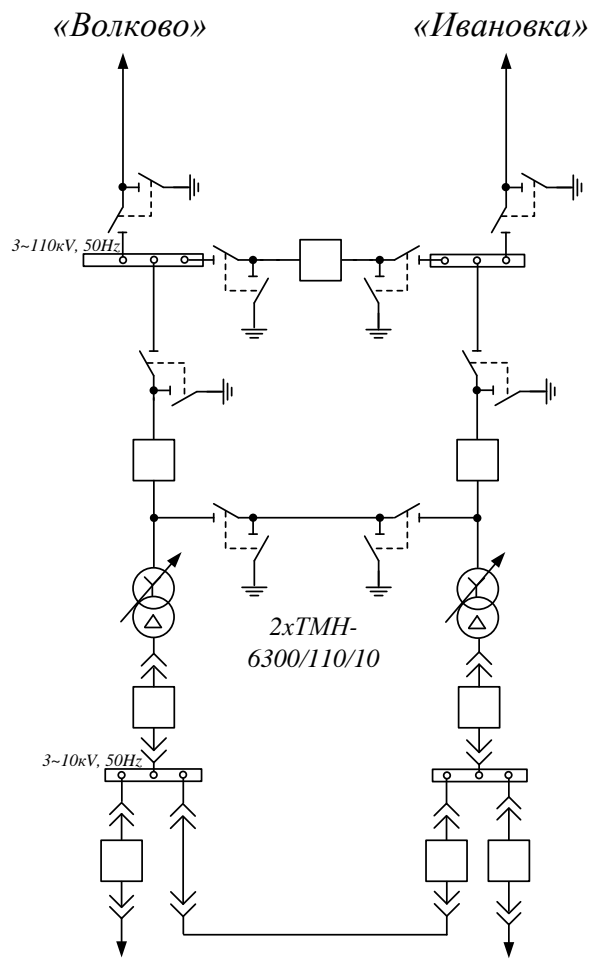


Рисунок 5 – Принятая однолинейная схема подстанции Ровное

9 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ВЛ

В данном разделе рассмотрим выбор сечения питающей ВЛ при этом следует отметить что включения ПС Ровное происходит в расщелку действующей ВЛ выполненной проводом марки АС 120/19, следовательно, подходы ВЛ к ПС Ровное на первоначальном этапе выполняем проводом такой же марки.

Далее будет производиться расчет режима работы электрической сети с учетом данного варианта реконструкции, по результатам которого будут определены значения потоков мощности и значения токовой нагрузки в рассматриваемом сечении и соответственно приниматься решения о технической целесообразности изменения сечения, питающей ВЛ.

10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Данный расчет проводится для последующей проверки выбранного оборудования РУ 110 и 10 кВ ПС Ровное, принимаем метод расчета в относительных единицах с использованием среднего ряда напряжений. В качестве источников питания принимаются РУ 110 кВ ПС Центральная и РУ 110 кВ Хвойная, расчётные точки КЗ для нее представлены на рисунке 6.

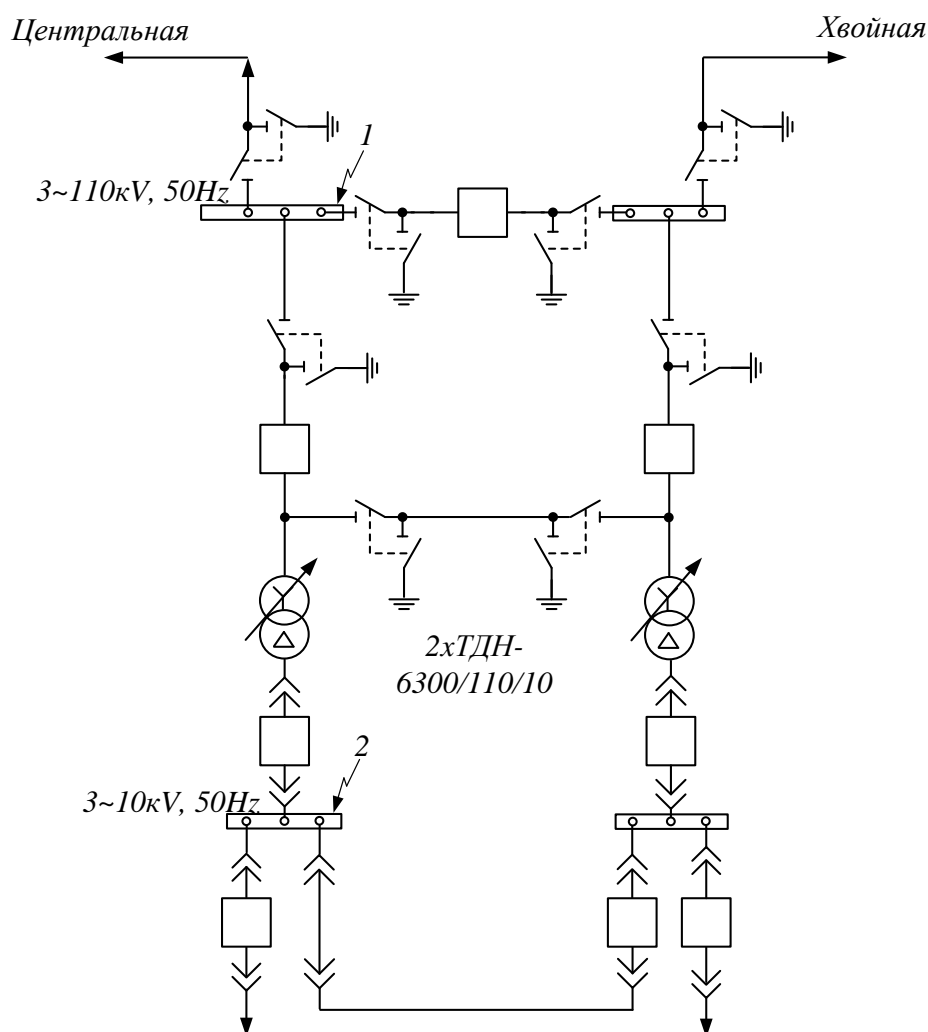


Рисунок 6 – Расчетные точки КЗ

На рисунке 7 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

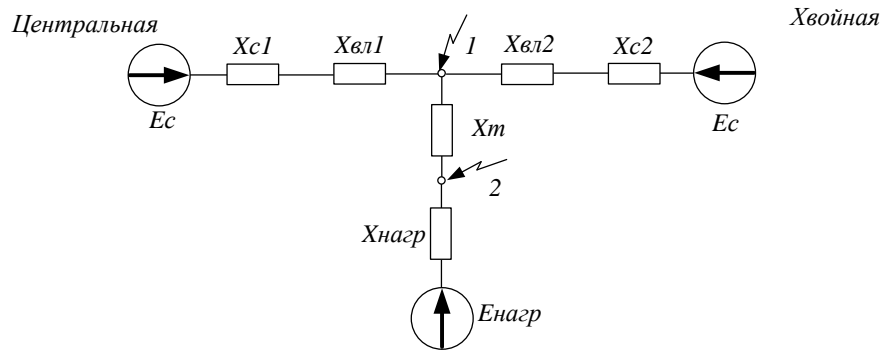


Рисунок 7 – Схема замещения участка сети с указанием расчетных точек КЗ

Для примера проводим расчет тока трехфазного короткого замыкания на шинах ВН ПС Ровное (расчетная точка 1)

Принимаем базисные условия [7]:

- 1) базисная мощность $S_{\sigma} = 1000,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 кВ $U_{\sigma 115} = 115$,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ $U_{\sigma 10} = 10,5$.
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (10)$$

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

$$I_{\sigma 110} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 10} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ (кА)}$$

Определяем сопротивления прямой последовательности элементов:

Сопротивление энергосистемы определяется через мощность трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания, со стороны ПС Центральная:

$$X_{c1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (11)$$

где I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания.

$$X_{c1} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,7} = 0,28 \text{ (о.е.)}$$

Со стороны ПС Хвойная:

$$X_{c2} = \frac{S_6}{S_{c2}} \quad (12)$$

$$X_{c2} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 15,9} = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС Центральная - ПС Ровное:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (13)$$

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

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 24,9 \cdot \frac{1000,0}{115^2} = 0,75 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС Ровное – ПС Хвойная:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 133,4 \cdot \frac{1000,0}{115^2} = 4,04 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}} \quad (14)$$

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{1000,0}{\sqrt{6,3^2 + 2,3^2}} = 178,9 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов, установленных на подстанции Ровное по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (15)$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000,0}{6,3} = 16,67 \text{ (о.е.)}$$

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

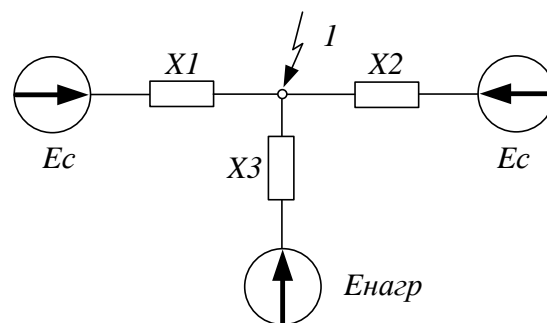


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} \quad (16)$$

$$X1 = 0,28 + 0,75 = 1,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} \quad (17)$$

$$X_2 = 0,27 + 4,04 = 4,31 \text{ (о.е.)}$$

$$X_3 = 0,5 \cdot X_T + X_H \tag{18}$$

$$X_3 = 0,5 \cdot 16,67 + 178,9 = 187,23 \text{ (о.е.)}$$

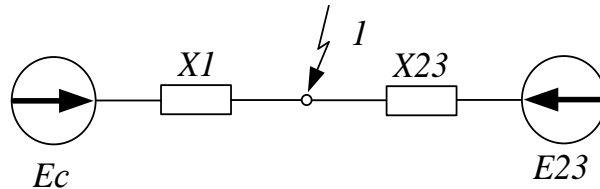


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{23} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} \tag{19}$$

$$X_{23} = \frac{4,31 \cdot 187,23}{4,31 + 187,23} = 4,21 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{23} = \frac{E_c \cdot X_3 + E_H \cdot X_2}{X_2 + X_3} \tag{20}$$

$$E_{23} = \frac{1 \cdot 187,23 + 0,85 \cdot 4,31}{187,23 + 4,31} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

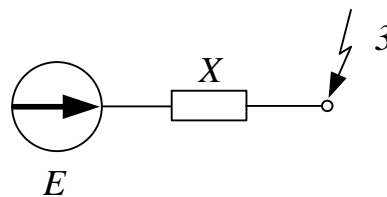


Рисунок 10 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X_1 \cdot X_{23}}{X_1 + X_{23}} \tag{21}$$

$$X = \frac{1,03 \cdot 4,21}{1,03 + 4,23} = 0,89 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X_{23} + E_{23} \cdot X_1}{X_{23} + X_1} \tag{22}$$

$$E = \frac{1 \cdot 4,21 + 0,97 \cdot 1,03}{4,21 + 1,03} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

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

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{6110} \quad (23)$$

$$I_{no} = \frac{0,98}{0,89} \cdot 5,02 = 5,52 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} \quad (24)$$

где T_{OB} – время отключения выключателя

T_a – постоянная времени

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,52 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 0,28 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (25)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

T_{OB} – время отключения выключателя с учетом времени работы защиты

В данном случае для упрощения расчета T_a принимается согласно справочных данных.

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (26)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,52 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 13,4 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса проводится по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a) \quad (27)$$

где t_{pz} - максимальное время работы резервной защиты;

t_{cv} - собственное время отключения выключателя;

Для точки КЗ №1:

$$B_k = 5,52^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,03) = 63,37 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет суммарных токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 6:

Таблица 6 – Результаты расчета токов короткого замыкания для выбора оборудования

| Расчетная точка короткого замыкания | I_{no} (кА) | I_{at} (кА) | $I_{y\delta}$ (кА) | B_k (кА ² с) |
|-------------------------------------|------------------|------------------|-----------------------|---------------------------|
| 1 | 5,52 | 0,28 | 13,4 | 63,37 |
| 2 | 21,45 | 5,73 | 52,07 | 957,01 |

Дополнительно для выбора оборудования 110 кВ необходимо определить токи короткого замыкания отдельно от каждого источника питания, данные расчеты выполняются по аналогичным формулам при этом результаты расчетов приведены в таблице 7

Таблица 7 – Результаты расчета токов короткого замыкания для выбора оборудования

| Токи короткого замыкания в РУ 110 кВ от источников питания | I_{no} (кА) | I_{at} (кА) | $I_{y\partial}$ (кА) | B_k (кА ² с) |
|--|------------------|------------------|-------------------------|---------------------------|
| ПС Хвойная | 1,68 | 0,08 | 4,0 | 5,64 |
| ПС Центральная | 3,84 | 0,19 | 9,14 | 29,49 |

11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ РОВНОЕ

Определяем максимальные рабочие токи РУ 110 кВ ПС Ровное по следующей формуле [7]:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{2 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} + I_{\text{тр}} \quad (28)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (кВ);

$I_{\text{тр}}$ – транзитный ток (значение приведено ранее) (А);

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{2 \cdot 10,0}{\sqrt{3} \cdot 115} + 90,37 = 153,63 \text{ (А)}.$$

Для вводных выключателей 10 кВ:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,85 \text{ (А)}.$$

Для секционного выключателя 10 кВ:

$$I_{\text{макс.св}} = \frac{346,85}{2} = 173,42$$

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,85 \text{ (А)}$$

Для выключателя 10 кВ присоединения:

$$I_{\text{макс.пр}} = 45,16 \text{ (А)}$$

11.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей на стороне 110 кВ подстанции Ровное.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [7]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (29)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (30)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально проверяем установленные на ПС Ровное элегазовые выключатели марки ВЭБ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Проверка термической стойкости проводится по максимальному току:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (31)$$

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

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости проводится по максимальному току:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (32)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

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

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 8:

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 2500 | 153,63 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{откл}$ (кА) | 20 | 3,84 | $I_{откл} \geq I_{по}$ |
| $I_{вкл}$ (кА) | 20 | 3,48 | $I_{вкл} \geq I_{по}$ |
| $I_{ник}, I_{уд}$ (кА) | 102 | 9,14 | $I_{ник} \geq I_{уд}$ |
| I_a (кА) | 12,45 | 0,19 | $I_{ном.а} \geq I_a$ |
| $I_{прскв}, I_{уд}$ (кА) | 102 | 9,14 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с) | 1200 | 29,49 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Выключатель проходит по всем параметрам

11.2 Выбор выключателей 10 кВ

Принимаем в качестве вводного, выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-630-40У1. Сравнение параметров в показано в таблице 9:

Таблица 9 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 630 | 346,85 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{откл}$ (кА) | 40 | 21,45 | $I_{откл} \geq I_{по}$ |
| $I_{вкл}$ (кА) | 40 | 21,45 | $I_{вкл} \geq I_{по}$ |
| $I_{ник}, I_{уд}$ (кА) | 81 | 52,07 | $I_{ник} \geq I_{уд}$ |
| I_a (кА) | 16,96 | 5,73 | $I_{ном.а} \geq I_a$ |
| $I_{прскв}, I_{уд}$ (кА) | 81 | 52,07 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с) | 4800 | 957,01 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Принимаем в качестве секционного, выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-630-40У1. Сравнение параметров в показано в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 630 | 173,42 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{откл}$ (кА) | 40 | 21,45 | $I_{откл} \geq I_{но}$ |
| $I_{вкл}$ (кА) | 40 | 21,45 | $I_{вкл} \geq I_{но}$ |
| $I_{ник}, I_{уд}$ (кА) | 81 | 52,07 | $I_{ник} \geq I_{уд}$ |
| I_a (кА) | 16,96 | 5,73 | $I_{ном.а} \geq I_a$ |
| $I_{пр.скв}, I_{уд}$ (кА) | 81 | 52,07 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с) | 4800 | 957,01 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Принимаем в качестве выключателя присоединения вакуумный ВВЭ-М-10-630-40У1. Сравнение параметров в показано в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателя присоединения 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 630 | 45,16 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{откл}$ (кА) | 40 | 21,45 | $I_{откл} \geq I_{но}$ |
| $I_{вкл}$ (кА) | 40 | 21,45 | $I_{вкл} \geq I_{но}$ |
| $I_{ник}, I_{уд}$ (кА) | 81 | 52,07 | $I_{ник} \geq I_{уд}$ |
| I_a (кА) | 16,96 | 5,73 | $I_{ном.а} \geq I_a$ |
| $I_{пр.скв}, I_{уд}$ (кА) | 81 | 52,07 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с) | 4800 | 957,01 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Все выключатели проходят проверку по всем параметрам

11.3 Выбор разъединителей 110 кВ

Принимаем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1 Сравнение параметров показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|---------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 1000 | 153,63 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{пр.скв}, I_{уд}$ (кА) | 80 | 9,14 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с) | 2790,75 | 29,49 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$ |

Все разъединители проходят проверку по всем параметрам

11.4 Выбор высокочастотного заградителя связи 110 кВ

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1,

Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка ВЧЗ 110 кВ

| Номинальные параметры заградителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|-----------------------------------|------|------------------|-----------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 200 | 153,63 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{пр.скв}, I_{уд}$ (кА) | 29,5 | 9,14 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке на ПС Ровное

11.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

Наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 110 ПС составляет 126 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжений [10]:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}} \quad (33)$$

$$U_{нрф} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \text{ (кВ)}$$

Энергия поглощаемая ограничителем определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_{в}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (34)$$

где U - величина неограниченных перенапряжений на линии электропередачи;

$U_{ост}$ - остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{в}$ - волновое сопротивление линии Ом;

t - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} \quad (35)$$

$$U = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9 \text{ (кВ)}$$

где U_0 - напряжение волны перенапряжений в месте удара молнии;

k - коэффициент полярности;

L - длина защитного подхода принимаем равной 3 (км).

Время распространения волны рассчитывается по формуле [10]:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} \quad (36)$$

где β - коэффициент затухания волны в фазном проводе;

c - скорость распространения электромагнитной волны в вакууме (км/сек).

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{224,9 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 398 \text{ (кДж)}.$$

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

| Номинальные параметры | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-----|------------------|---------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ) | 77 | 72,74 | $U_{нр} \geq U_{нр.сети}$ |
| Поглощаемая энергия (кДж) | 400 | 398 | $\mathcal{E}_{насп} \geq \mathcal{E}$ |

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

11.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

| Номинальные параметры | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|-----------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ) | 7,12 | 6,92 | $U_{нр} \geq U_{нр.сети}$ |

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

11.7 Выбор трансформаторов тока

Расчет общего сопротивления вторичных цепей:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (37)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (38)$$

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

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

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 110 кВ):

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

Сопротивление проводов (для РУ 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (39)$$

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

I_2 - вторичный ток.

Принимаем измерительный комплекс Меркурий 201.8. Расчет нагрузки приведен в таблице 16, 17.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы (ВА) |
|------------|----------------|--------------------|
| Амперметр | ЕМ-06 | 0,5 |
| Ваттметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 201.8 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ вводного выключателя

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы (ВА) |
|------------|----------------|--------------------|
| Ваттметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Амперметр | ЕМ-06 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 201.8 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ секционного выключателя

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы (ВА) |
|-----------|-------|--------------------|
| Амперметр | ЕМ-06 | 0,5 |

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ выключателя присоединения

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы (ВА) |
|------------|----------------|--------------------|
| Амперметр | ЕМ-06 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 201.8 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |

Сопротивление приборов на стороне 110 кВ определяется по нагрузке фазы. Определяем сопротивление приборов для выключателя 110 кВ:

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

Определяем сопротивление приборов для вводного выключателя 10 кВ:

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

Определяем сопротивление приборов для секционного выключателя 10 кВ:

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

Определяем сопротивление приборов для выключателя при соединении 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 110 кВ:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока вводного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,06 + 0,43 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока выключателя при соединении 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,03 + 0,43 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Проверяем встроенный трансформатор тока на стороне 110 кВ ПС Ровное.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка встроенного ТТ 110 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-----|------------------|--|
| $Z_{2 \text{ ном}} \text{ (Ом)}$ (класс точности 0.2) | 20 | 0,87 | $z_{2 \text{ ном}} \geq z_2$ |
| $I_{\text{ном}} \text{ (А)}$ | 200 | 153,63 | $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс. раб}}$ |

Принимаем трансформатор тока для вводного выключателя 10 кВ ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 400 А. Сравнение параметров приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ для вводного выключателя 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 400 | 346,85 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{пр.скв}, I_{уд}$ (кА) | 82 | 52,07 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с) | 3675,0 | 957,01 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |
| $Z_{2ном}$ (Ом) (класс точности 0.2) | 1,2 | 0,58 | $z_{2ном} \geq z_2$ |

Принимаем трансформатор тока для секционного выключателя 10 кВ ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 400 А. Сравнение параметров приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТТ для секционного выключателя 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 400 | 173,42 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{пр.скв}, I_{уд}$ (кА) | 82 | 52,07 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с) | 3675,0 | 957,01 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |
| $Z_{2ном}$ (Ом) (класс точности 0.2) | 1,2 | 0,55 | $z_{2ном} \geq z_2$ |

Принимаем трансформатор тока для выключателя 10 кВ присоединения ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 50 А. Сравнение параметров приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТТ для выключателя 10 кВ присоединения

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--------|------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| $I_{ном}$ (А) | 50 | 45,16 | $I_{ном} \geq I_{макс.раб}$ |
| $I_{пр.скв}, I_{уд}$ (кА) | 82 | 52,07 | $I_{пр.скв} \geq I_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с) | 3675,0 | 957,01 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |
| $Z_{2ном}$ (Ом) (класс точности 0.2) | 1,2 | 0,55 | $z_{2ном} \geq z_2$ |

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

11.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы выбираются и проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (40)$$

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 ПС Ровное приведен в таблице 18.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность (ВА) |
|--------------------------|----------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | ЕМ-06 | 2 | 2,0 |
| Вольтметр регистрирующий | ЕМ-06 | 2 | 10,0 |
| Частотомер | ЧС-01 ТК | 2 | 7,0 |
| Ваттметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 201.8 | 2 | 1,0 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 43 |

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

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2 | 400 ВА | 43 ВА | $S_{2ном} \geq S_2$ |

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность (ВА) |
|-------------|-------------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | ЕМ-06 | 2 | 2,0 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 201.8 | 14 | 1,0 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 18,0 |

Принимаем для РУ 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 27 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|-------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2 | 75 ВА | 18 ВА | $S_{2ном} \geq S_2$ |

Данный тип трансформатора оставляем.

11.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная нагрузка потребителей ПС Ровное приведены в таблице 28:

Таблица 28 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС Ровное

| Вид потребителя | Расчетная мощность приемника (кВА) |
|-------------------------------|------------------------------------|
| Приводы выключателей | 8,36 |
| Обогрев приводов выключателей | 2,4 |
| Обогрев ЗРУ 10 кВ | 12 |
| Освещение коридора ЗРУ 10 кВ | 4 |
| Освещение ячеек 10 кВ | 1,4 |
| Освещение ОРУ | 8 |
| Расчетная полная мощность | 36,16 |

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС Ровное:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{омм}}$$

$$S_p = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем сухой защищенный трансформатор типа ТСЗ 40/10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА

11.10 Выбор гибких шин 110 кВ

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 153,63 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 120/19 с максимально допустимым током 390 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется т.к. шины выполнены голыми проводами, расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (41)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}} \right) = 34,46 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (42)$$

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

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{378}{0,744}} = 20,217 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (43)$$

$$21,63 \leq 31,01$$

Сечение проходит по требованиям, следовательно, его оставляем.

11.11 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС Ровное. Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 346,85,85 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (4,8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания (см²).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{957,01}}{91} = 0,25$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C – коэффициент для алюминия 91

Проверка электродинамической стойкости:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (44)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q – сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Расчет момента инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (45)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{см)}$$

Принимаем пролет между изоляторами 10 кВ 0,9 м.

Расчет наибольшего усилия:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (46)$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22120^2}{0,4} = 536,01 \text{ (Н/м)}$$

Расчет момента сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (47)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)}$$

Расчет механического напряжения в проводе при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (48)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{52070^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 14,85 \text{ (МПа)}$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 МПа, расчет окончен.

11.12 Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Выбор проводится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (49)$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (50)$$

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

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

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (51)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{52070^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 1291,25 \text{ (Н)}$$

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

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 1291,25$$

Неравенство выполняется, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС Ровное

12 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

В данном разделе рассматривается подробный расчет молниезащиты ПС 110/10 кВ Ровное.

В данном случае применяются отдельно стоящие молниеотводы в количестве 4 шт. Высота молниеотвода над уровнем земли согласно принимается 19 м.

Рассмотрим подробно расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 2.

Находим эффективную высоту молниеотвода [10]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (52)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли [10]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (53)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)}$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала [10]:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (54)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

$$r_x = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19-11)}{(19+11)} = 9,19 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов, расположенных на заданном расстоянии друг от друга (на примере молниеотводов 1-2) [10]:

$$h_c = h - \frac{L}{7} \quad (55)$$

где L – расстояние между молниеотводами 2-4 в данном случае составляет 44 м.

$$h_c = 19 - \frac{47}{7} = 12,28 \text{ (м)}$$

Находим половину ширины внешней зоны на уровне линейного портала по следующей формуле [10]:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} \quad (56)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{12,28 - 11}{1 + \frac{11}{13,28}} = 2,2 \text{ (м)}$$

Рассмотрим расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 3.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 17,0 \text{ (м)}$$

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)}$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19-11)}{(19+11)} = 9,19 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = 19 - \frac{21}{7} = 16,0 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{16,0-11}{1+\frac{11}{16,0}} = 5,73 \text{ (м)}$$

Аналогично проводится расчет молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет молниезащиты ПС Ровное

| Пара молниеотводов | L (м) | h (м) | $h_{эф}$ (м) | h_c (м) | r_0 (м) | r_x (м) | r_{cx} (м) |
|--------------------|---------|---------|--------------|-----------|-----------|-----------|--------------|
| 1 - 2 | 47,0 | 19 | 16,15 | 12,28 | 20,18 | 9,19 | 2,2 |
| 1 - 3 | 21,0 | 19 | 16,15 | 16,0 | 20,18 | 9,19 | 5,73 |
| 3 - 4 | 47,0 | 19 | 16,15 | 12,28 | 20,18 | 9,19 | 2,2 |
| 2 - 4 | 29,0 | 19 | 16,15 | 14,65 | 20,18 | 9,19 | 4,51 |

13 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя для ПС Ровное согласно не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС Ровное

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Удельное сопротивление первого грунта ПС Ровное $\rho_1 = 50$ (Ом/м)

Определяем площадь контура заземления ПС Ровное:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (65 + 3) \cdot (36 + 3) = 2652 \quad (57)$$

$$S = (65 + 3) \cdot (36 + 3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта заземления ПС Ровное:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi \quad (58)$$

где - ψ - коэффициент сезонности

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,01$ м:

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (59)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (60)$$

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

T - максимальное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{8,73^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующему выражению:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (61)$$

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

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (62)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Сечение не проходит проверку на коррозионную стойкость, следовательно, принимаем:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов с сети заземления ПС:

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Данное сечение соответствует проверке по коррозионной стойкости его оставляем для дальнейших расчетов.

Принимаем первоначально расстояние между полосами горизонтальных электродов в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (63)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (64)$$

$$m = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (65)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \text{ (м)} \quad (66)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2652} (11+1) = 1235,9 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке заземления:

$$n_6 = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (67)$$

$$n_6 = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56$$

Принимаем: $n_6 = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов в сетке заземления:

$$l_6 = 2,5 \text{ (м)}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho l \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_6 \cdot n_6} \right) \quad (68)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

$$R_c = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,447 \text{ (Ом)}$$

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (69)$$

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (8,73 + 45)}} = 1,11$$

$$R_u = R_c \cdot \alpha u \quad (70)$$

$$R_u = 0,447 \cdot 1,11 = 0,496 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен.

14 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Проводим расчет приведенных затрат при проектировании ПС Ровное.
Определяем стоимость РУВН, НН ПС Ровное [17]:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (71)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2023 год.

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

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

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

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

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

$$K_{py} = (3 \cdot 7,7 + 0,16 \cdot 15) \cdot 12,21 \cdot 1,3 = 404,76 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС Ровное [17]:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (72)$$

где $N_{тр}$ - количество трансформаторов 35 кВ:

$K_{тр}$ - стоимость одного трансформатора 35 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{тр} = 2 \cdot 4,64 \cdot 12,21 \cdot 1,3 = 147,3 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции [17]:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (73)$$

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

$$K_{пост} = 10,34 \cdot 12,21 \cdot 1,3 = 21,27 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в строительство ПС Ровное

$$K_{ПС} = 404,76 + 147,3 + 21,27 = 573,33 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ для подходов к ПС Ровное [17]:

$$K_{ВЛ} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (74)$$

где L - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

K - стоимость сооружения одного километра двухцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 95/16 в ценах 2000 года:

$$K_{ВЛ} = 1,28 \cdot 0,8 \cdot 12,21 \cdot 1,3 = 16,25 \text{ (млн.руб)}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (75)$$

$$K_{\Sigma} = 16,25 + 573,33 = 589,58 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а также амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле [17]:

$$I_{АМ} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (76)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

Нормы отчислений на амортизацию определяются [17]:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (77)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ВЛ 15 лет, для ПС 20 лет.)

$$I_{АМ} = 16,25 \cdot \frac{1}{15} + 573,33 \cdot \frac{1}{20} = 29,75 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки [17]:

$$I_{\text{ЭКС}} = I_{\text{ЭКС.ВЛ}} + I_{\text{ЭКС.ПС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭК.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (78)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах.

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

$$I_{\text{ЭКС}} = 0,008 \cdot 16,25 + 0,059 \cdot 573,33 = 33,96 \text{ (млн.руб)}$$

Далее проводим расчет полных ежегодных затрат [17]:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} \quad (79)$$

$$I_{\Sigma} = 33,96 + 29,75 = 63,71 \text{ (млн.руб)}$$

Проводим расчет приведенных затрат по формуле [17]:

$$З = I_{\Sigma} + E \cdot K_{\Sigma}$$

где E – норма дисконтирования (о.е.).

$$З = 63,71 + 0,1 \cdot 589,58 = 122,66 \text{ (млн. руб.)}$$

15 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС РОВНОЕ

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах ПС Ровное принимаем следующие:

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

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

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

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

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

15.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (80)$$

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

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (81)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (82)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (83)$$

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

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

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

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

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

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} \geq \frac{I_{НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (84)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (85)$$

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

$K_{ПЕР} = 1,5$, $K_{ПЕР} = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (86)$$

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

Выбираем трансформаторы тока:

$$I_{BH} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{31,63}{50} \cdot 5 = 3,16 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{346,41}{400} \cdot 5 = 4,33 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

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

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

$$I_{dmin} = 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{PEГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{dmin} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (87)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

15.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 6300 кВА на подстанции Ровное, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

Данная защита является очень чувствительной при повреждениях внутри трансформатора в частности на обмотках при различного рода коротких

замыканиях в том числе и витковых коротких замыканиях с возникновением электрической дуги либо значительным нагревом элементов.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов ПС Ровное

15.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС Ровное с действием на отключение определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (88)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 31,63 = 41,51 \text{ (А)}$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки принятого типа реле.

k_{ϵ} – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания реле:

$$I_{CР} = \frac{41,51}{(50/5)} = 4,15 \text{ (А)}$$

15.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ ПС Ровное.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС Ровное:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (89)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 31,63 = 71,17 \text{ (А)}$$

где k_i – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_u = \frac{I^{(3)}_{\kappa}}{I_{C3}} \quad (90)$$

$$k_u = \frac{21,45 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{71,17} = 4,15$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{71,17}{(50/5)} = 7,12 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

16 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Расчет режима работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях, напряжения в узлах и т.д.

Для выполнения расчета режимов работы сети в данной работе предполагается использовать программный комплекс RASTR WIN3.

В данном разделе будут решаться следующие задачи:

- формирование эквивалента электрической сети
- расчет режима работы эквивалента электрической сети с учетом действующих значений нагрузки (режиме максимума), полученные в ходе расчета данные будут сравниваться с фактическими данными контрольного замера и будет сделан вывод об актуальности данного эквивалента сети (отклонение параметров не должно составлять 10%)
- расчет режима работы эквивалента электрической сети с учетом максимальных значений нагрузки и подключении ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения для нормального режима работы и для послеаварийного, полученные в ходе расчета данные так же будут проанализированы и сделан вывод о возможности данных режимов работы сети. На первоначальном этапе расчета режимов работы сети требуется подготовка исходных данных: формирование структурной схемы сети, нумерация узлов, определение из них генерирующих и балансирующих по мощности. Далее необходимо задать параметры ветвей т.е. рассчитать сопротивления на каждом участке (указанные сопротивления определяются по справочным данным проводов линий электропередачи). Структурная схема эквивалента электрической сети, а также варианта после реконструкции представлены на рисунках 11, 12.

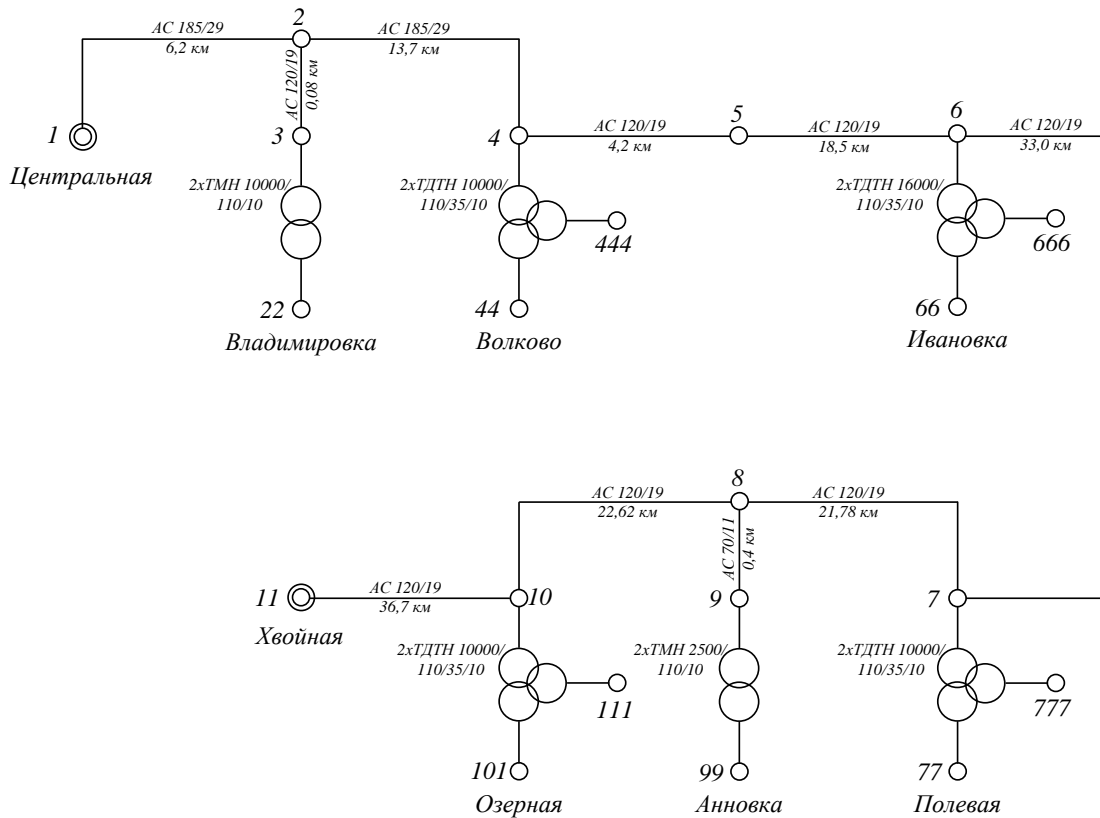


Рисунок 11 – Структурная схема эквивалента существующей сети

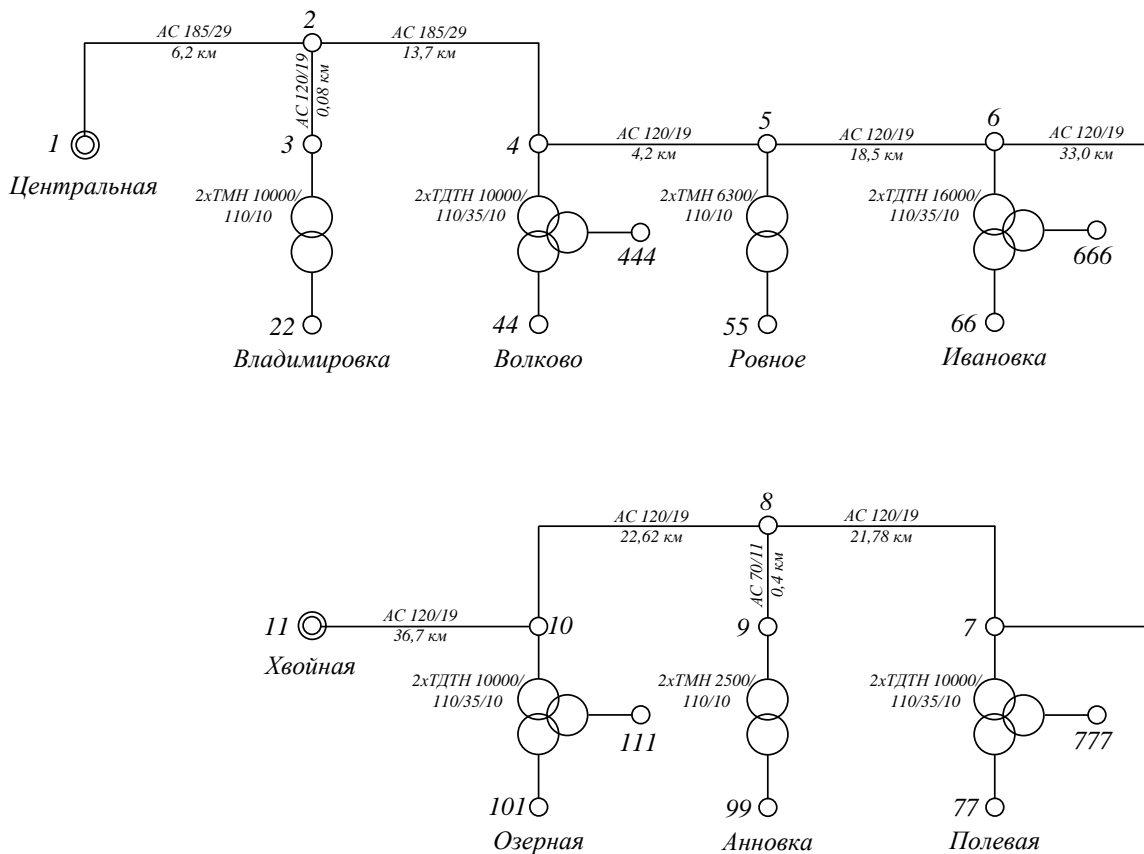


Рисунок 12 – Структурная схема сети с учетом реконструкции

В таблице 30 представлен данные о максимальных прогнозных нагрузках в узлах сети.

Таблица 30 - Данные о максимальных нагрузках в узлах сети.

| Номер узла | $U_{ном}$ (кВ) | P_m (МВт) | Q_m (МВАр) |
|------------|----------------|-------------|--------------|
| 444 | 35 | 8,16 | 2,34 |
| 666 | 35 | 9,15 | 3,12 |
| 111 | 35 | 7,34 | 1,89 |
| 777 | 35 | 8,11 | 2,81 |
| 22 | 10 | 6,89 | 2,15 |
| 44 | 10 | 2,1 | 1,0 |
| 55 | 10 | 6,3 | 2,3 |
| 66 | 10 | 2,9 | 1,15 |
| 77 | 10 | 1,5 | 0,7 |
| 99 | 10 | 1,2 | 0,3 |
| 101 | 10 | 3,14 | 0,8 |

Таблица 31 – Данные по ветвям

| Ветви | R (Ом) | X (Ом) | B (мкСм) |
|-------|----------|----------|------------|
| 1-2 | 1,0 | 2,56 | -17,05 |
| 2-3 | 0,01 | 0,03 | -0,21 |
| 2-4 | 2,22 | 5,66 | -37,68 |
| 4-5 | 1,04 | 1,79 | -11,17 |
| 5-6 | 4,6 | 7,9 | -49,21 |
| 6-7 | 8,22 | 14,09 | -87,78 |
| 7-8 | 5,42 | 9,3 | -57,93 |
| 8-9 | 0,17 | 0,17 | -1,02 |
| 8-10 | 5,63 | 9,66 | -60,16 |
| 10-11 | 9,14 | 15,67 | -97,62 |

16.1 Расчет режима работы эквивалента существующей сети

В данном разделе проводим расчет режима работы эквивалента существующей сети с фактическими значениями нагрузки, результаты приведены в таблицах 32, 33.

Таблица 32 – Данные по узлам эквивалента сети

| Номер | U _{ном} | P _н (МВт) | Q _н (МВАр) | P _г (МВт) | Q _г (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|-----------|-------|
| 1 | 116,00 | 0,00 | 0,00 | 31,32 | 9,38 | 116,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | -0,30 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | -0,30 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,71 | -0,83 |
| 400 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,21 | -3,74 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,54 | -0,93 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,75 | -1,34 |
| 600 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,52 | -4,82 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,79 | -1,49 |
| 700 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,22 | -4,25 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,54 | -1,28 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,54 | -1,28 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,35 | -1,00 |
| 11 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 20,04 | 7,72 | 118,00 | 0,00 |
| 444 | 35,00 | 8,16 | 2,34 | 0,00 | 0,00 | 35,68 | -3,74 |
| 666 | 35,00 | 9,15 | 3,12 | 0,00 | 0,00 | 35,15 | -4,83 |
| 777 | 35,00 | 8,10 | 2,80 | 0,00 | 0,00 | 35,37 | -4,25 |
| 111 | 35,00 | 7,34 | 1,89 | 0,00 | 0,00 | 35,82 | -3,93 |
| 22 | 10,00 | 6,89 | 2,15 | 0,00 | 0,00 | 10,27 | -2,07 |
| 44 | 10,00 | 2,12 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 10,07 | -4,13 |
| 55 | 10,00 | 6,30 | 2,30 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -3,88 |
| 66 | 10,00 | 2,90 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 9,91 | -5,37 |
| 77 | 10,00 | 1,50 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 9,99 | -4,53 |
| 99 | 10,00 | 1,20 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 10,23 | -2,57 |
| 101 | 10,00 | 3,14 | 1,80 | 0,00 | 0,00 | 10,08 | -4,50 |
| 100 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,63 | -3,93 |

Таблица 33 – Данные по токовой нагрузке ВЛ 110 кВ эквивалента сети

| Ветви | Ирасч (А) | Идд (А) | Нагрузка (%) |
|-------|-----------|---------|--------------|
| 1-2 | 163,04 | 510 | 31,97 |
| 2-3 | 36,83 | 390 | 9,44 |
| 2-4 | 127,10 | 510 | 24,92 |
| 4-5 | 71,72 | 390 | 18,39 |
| 5-6 | 72,46 | 390 | 18,58 |
| 6-7 | 9,39 | 390 | 2,41 |
| 7-8 | 45,54 | 390 | 11,68 |
| 8-9 | 6,40 | 390 | 1,64 |
| 8-10 | 50,12 | 390 | 12,85 |
| 10-11 | 105,07 | 390 | 26,94 |

Согласно данным расчета напряжения в узлах сети не имеют отклонения от номинального значения более чем на 10%, токи в сечениях не превышают длительно допустимого значения. Подробно расчет данного режима приведен в приложении А

16.2 Расчет режимов работы при подключении ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения

Проводим расчет нормального режима работы сети с максимальными значениями нагрузки при подключении ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения, результаты расчетов представлены в таблицах 34, 35:

Таблица 34 – Данные по узлам сети в нормальном режиме работы при подключении ПС Ровное

| Номер | Uном | Pн (МВт) | Qн (МВАр) | Pг (МВт) | Qг (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|--------|----------|-----------|----------|-----------|--------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 116,00 | 0,00 | 0,00 | 36,79 | 12,19 | 116,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,41 | -0,35 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,41 | -0,35 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,37 | -0,99 |
| 400 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,85 | -3,92 |

Продолжение таблицы 34

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----|--------|------|------|-------|------|--------|-------|
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,10 | -1,11 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,37 | -1,51 |
| 600 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,13 | -5,01 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,51 | -1,61 |
| 700 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,93 | -4,38 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,34 | -1,36 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,33 | -1,36 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,22 | -1,05 |
| 11 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 21,03 | 8,11 | 118,00 | 0,00 |
| 444 | 35,00 | 8,16 | 2,34 | 0,00 | 0,00 | 35,57 | -3,92 |
| 666 | 35,00 | 9,15 | 3,12 | 0,00 | 0,00 | 35,02 | -5,02 |
| 777 | 35,00 | 8,10 | 2,80 | 0,00 | 0,00 | 35,28 | -4,38 |
| 111 | 35,00 | 7,34 | 1,89 | 0,00 | 0,00 | 35,77 | -3,99 |
| 22 | 10,00 | 6,89 | 2,15 | 0,00 | 0,00 | 10,26 | -2,12 |
| 44 | 10,00 | 2,12 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 10,03 | -4,30 |
| 55 | 10,00 | 6,30 | 2,30 | 0,00 | 0,00 | 10,04 | -3,88 |
| 66 | 10,00 | 2,90 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 9,87 | -5,56 |
| 77 | 10,00 | 1,50 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 9,96 | -4,66 |
| 99 | 10,00 | 1,20 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 10,21 | -2,66 |
| 101 | 10,00 | 3,14 | 1,80 | 0,00 | 0,00 | 10,07 | -4,56 |
| 100 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,50 | -3,99 |

Таблица 35 – Данные по токовой нагрузке ВЛ 110 кВ в нормальном режиме работы при подключении ПС Ровное

| Ветви | Ирасч (А) | Идд (А) | Нагрузка (%) |
|-------|-----------|---------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1-2 | 193,27 | 510 | 37,90 |
| 2-3 | 36,86 | 390 | 9,45 |
| 2-4 | 157,31 | 510 | 30,84 |
| 4-5 | 101,50 | 390 | 26,03 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------|--------|-----|-------|
| 5-6 | 67,68 | 390 | 17,35 |
| 6-7 | 6,40 | 390 | 1,64 |
| 7-8 | 50,62 | 390 | 12,98 |
| 8-9 | 6,41 | 390 | 1,64 |
| 8-10 | 55,27 | 390 | 14,17 |
| 10-11 | 110,29 | 390 | 28,28 |

Согласно данным расчета напряжения в узлах сети не имеют отклонения от номинального значения более чем на 10%, токи в сечениях не превышают длительно допустимого значения. Далее проводим расчет послеаварийного режима работы при отключении ВЛ Центральная – Волково, результаты приведены в таблицах 36, 37.

Таблица 36 – Данные по узлам сети в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ Центральная – Волково

| Номер | U _{ном} | P _н (МВт) | Q _н (МВАр) | P _г (МВт) | Q _г (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|-----------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 116,00 | 0,00 | 0,00 | 36,79 | 12,19 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,35 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,35 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 104,65 | -7,17 |
| 400 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 101,87 | -10,66 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 104,83 | -7,09 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 106,07 | -6,57 |
| 600 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 102,57 | -10,58 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,90 | -5,04 |
| 700 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 107,22 | -8,00 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,23 | -3,77 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,23 | -3,77 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,79 | -2,46 |

Продолжение таблицы 36

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----|--------|------|------|-------|-------|--------|--------|
| 11 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 54,81 | 25,22 | 124,00 | 0,00 |
| 444 | 35,00 | 8,16 | 2,34 | 0,00 | 0,00 | 32,40 | -10,66 |
| 666 | 35,00 | 9,15 | 3,12 | 0,00 | 0,00 | 32,62 | -10,58 |
| 777 | 35,00 | 8,10 | 2,80 | 0,00 | 0,00 | 34,10 | -8,00 |
| 111 | 35,00 | 7,34 | 1,89 | 0,00 | 0,00 | 36,29 | -5,32 |
| 22 | 10,00 | 6,89 | 2,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -2,12 |
| 44 | 10,00 | 2,12 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 9,13 | -11,12 |
| 55 | 10,00 | 6,30 | 2,30 | 0,00 | 0,00 | 9,18 | -10,38 |
| 66 | 10,00 | 2,90 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 9,19 | -11,21 |
| 77 | 10,00 | 1,50 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 9,63 | -8,30 |
| 99 | 10,00 | 1,20 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 10,11 | -5,09 |
| 101 | 10,00 | 3,14 | 1,80 | 0,00 | 0,00 | 10,21 | -5,88 |
| 100 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,11 | -5,32 |

Таблица 37 – Данные по токовой нагрузке ВЛ 110 кВ в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ Центральная – Волково

| Ветви | Ирасч (А) | Идд (А) | Нагрузка (%) |
|-------|-----------|---------|--------------|
| 1-2 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 2-3 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 2-4 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 4-5 | 61,21 | 390 | 15,70 |
| 5-6 | 98,31 | 390 | 25,21 |
| 6-7 | 168,48 | 390 | 43,20 |
| 7-8 | 222,51 | 390 | 57,05 |
| 8-9 | 6,47 | 390 | 1,66 |
| 8-10 | 227,18 | 390 | 58,25 |
| 10-11 | 280,92 | 390 | 72,03 |

Согласно данным расчета напряжения в узлах сети не имеют отклонения от номинального значения более чем на 10%, токи в сечениях не превышают

длительно допустимого значения. Далее проводим расчет послеаварийного режима работы при отключении ВЛ Хвойная – Озерная, результаты приведены в таблицах 38, 39.

Таблица 38 – Данные по узлам сети в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ Хвойная – Озерное

| Номер | U _{ном} | P _н (МВт) | Q _н (МВАр) | P _г (МВт) | Q _г (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|-----------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 116,00 | 0,00 | 0,00 | 59,03 | 24,68 | 116,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,95 | -0,54 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,95 | -0,54 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,89 | -1,62 |
| 400 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,34 | -4,63 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,25 | -1,88 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,88 | -2,85 |
| 600 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 106,51 | -6,59 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 107,19 | -4,01 |
| 700 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 104,44 | -7,12 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 106,22 | -4,45 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 106,21 | -4,45 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 105,25 | -4,85 |
| 11 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 21,03 | 8,11 | 0,00 | 0,00 |
| 444 | 35,00 | 8,16 | 2,34 | 0,00 | 0,00 | 35,09 | -4,63 |
| 666 | 35,00 | 9,15 | 3,12 | 0,00 | 0,00 | 33,87 | -6,59 |
| 777 | 35,00 | 8,10 | 2,80 | 0,00 | 0,00 | 33,21 | -7,12 |
| 111 | 35,00 | 7,34 | 1,89 | 0,00 | 0,00 | 32,51 | -8,38 |
| 22 | 10,00 | 6,89 | 2,15 | 0,00 | 0,00 | 10,22 | -2,33 |
| 44 | 10,00 | 2,12 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 9,90 | -5,03 |
| 55 | 10,00 | 6,30 | 2,30 | 0,00 | 0,00 | 9,87 | -4,74 |
| 66 | 10,00 | 2,90 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 9,55 | -7,18 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----|--------|------|------|------|------|--------|-------|
| 77 | 10,00 | 1,50 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 9,37 | -7,44 |
| 99 | 10,00 | 1,20 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 9,47 | -5,96 |
| 101 | 10,00 | 3,14 | 1,80 | 0,00 | 0,00 | 9,14 | -9,07 |
| 100 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 102,22 | -8,38 |

Таблица 39 – Данные по токовой нагрузке ВЛ 110 кВ в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ Хвойная – Озерное

| Ветви | Ирасч (А) | Идд (А) | Нагрузка (%) |
|-------|-----------|---------|--------------|
| 1-2 | 318,47 | 510 | 62,45 |
| 2-3 | 37,01 | 390 | 9,49 |
| 2-4 | 282,08 | 510 | 55,31 |
| 4-5 | 226,06 | 390 | 57,96 |
| 5-6 | 190,69 | 390 | 48,90 |
| 6-7 | 122,20 | 390 | 31,33 |
| 7-8 | 67,39 | 390 | 17,28 |
| 8-9 | 6,87 | 390 | 1,76 |
| 8-10 | 61,72 | 390 | 15,83 |
| 10-11 | 0,00 | 390 | 0,00 |

Согласно данным расчета напряжения в узлах сети не имеют отклонения от номинального значения более чем на 10%, токи в сечениях не превышают длительно допустимого значения. Расчет данных режимов работы так же приведен в приложении Б

Анализ данных полученных в ходе расчетов показал что замена проводников ВЛ 110 кВ при подключении ПС Ровное к системе внешнего электроснабжения не требуется, все режимы работы сети как нормальные так и послеаварийные не имеют отклонений параметров выше допустимых значений.

17 АВТОМАТИКА ВВОДА РЕЗЕРВА

Для обеспечения надёжности электроснабжения всех потребителей которые описание от подстанции Шахтовая на данном объекте электроэнергетики применяются устройства автоматического ввода резерва. Данная автоматика применяется на стороне низкого напряжения данной подстанции и предназначена для резервирование между собой двух независимых источников питания в роли которых выступают два силовых трансформатора на данной подстанции.

В нормальном режиме работы каждый из трансформаторов питает свою группу потребителей которые подключены к шинам низкого напряжения распределительного устройства 6 кв подстанции Шахтовая но в ненормальных режимах Когда происходит короткое замыкание на стороне высокого напряжения данной подстанции и соответственно отключается один из источников питания потребителей части нагрузки при этом для уменьшения последствий от подключения электроэнергии происходит включение резервного источника питания то есть вся нагрузка полностью переводится на один оставшийся в работе силовой трансформатор.

Данная автоматика контролирует такие параметры как наличие тока в рабочем источнике питания а также контролируют наличие напряжения на шинах секции низкого напряжения при этом если ток отсутствует и напряжение также исчезло соответственно включается секционные коммутационный аппарат и напряжение подаётся на обесточенную секцию шин.

Для данной автоматики характерно и контроль наличия короткого замыкания на обесточенной секции шин при этом случае наличия данного параметра автоматически ввод резерв они работают так как включение в данном случае секционного аппарата может только усилить пагубное воздействие короткого замыкания на электрооборудование которое

расположено на стороне низкого напряжения подстанции Шахтовая. Автоматический ввод резерва может выполняться по различным параметрам например в случае если происходит отключение рабочего источника питания в таком случае автоматически ввод резерва называется по факту отключения рабочего ввода в некоторых случаях применяется схема с контролем напряжения на секции шин в любом случае должен производиться контроль отсутствие короткого замыкания на обесточенной секции шин.

Автоматика ввода резерва очень положительно влияет на режим работы электроснабжения в частности потребителей электрической энергии при правильной работе данного автоматического устройства практически не чувствует отсутствие одного из источников питания так как включение коммутационных аппаратов на резервный источник происходит за доли секунды при этом электроснабжения практически не прекращается. Таким образом данная автоматика позволяет снизить потери от недоотпуска электрической энергии при коротких замыканиях и не плановых отключениях электрооборудования на подстанции Шахтовая а также в системе внешнего электроснабжения.

18 ДУГОВАЯ ЗАЩИТА ШИН НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для защиты электрооборудования также оперативного персонала и ремонтного персонала который обслуживает электроустановки на стороне низкого напряжения подстанции Шахтовая применяется специальная дуговая защита, которая представляет из себя специальную автоматику с контролем возникновения дуговых замыканий на секциях шин, а также в ячейках выключателей 6 кВ.

Принцип работы дуговой защиты заключается в том, что в каждом контролируемом месте распределительном устройства установлен специальный световой датчик, который контролирует наличие вспышки в короткие замыкания, а также вторым параметром, который должен контролироваться является наличие значительного броска тока на источнике питания, то есть на рабочем вводе данной секции.

В случае если автоматика фиксирует оба этих параметра подключение рабочего источника питания и автоматически ввод резерва запрещается так как при может произойти усиление значения тока короткого замыкания что приведёт к значительным электроустановкам либо сильным их повреждением.

Дуговая защита устанавливается практически на всех распределительных устройствах низкого напряжения в том числе и на рассматриваемом объекте электроэнергетики на подстанции Шахтовая и Она позволяет эффективно отключать короткие замыкания с минимальным временем задержки которая определяется только скоростью отключения выключателя при этом данный автоматика позволяет спасти либо здоровья обслуживающему персоналу.

В случае если оперативный персонал выполняет ошибочные действия И включает на заземляющие ножи происходит дуговое замыкание которое крайне опасно для здоровья человека и может привести к летальным последствиям именно предназначена дуговая защита шин на подстанции Шахтовая.

Дополнительно следует отметить что систему дуговое защиты может выполняться на различных компонентах она может быть, как выполнено на электромагнитных реле, но также и быть микропроцессорной при этом следу последняя её версия является наиболее скоростной и позволяет в минимальные сроки отключать короткие замыкания без последствий для оборудования и для обслуживающего персонала в том случае если происходит ошибочные операции с коммутационными аппаратами.

Как известно в распределительных устройствах низкого напряжения токи короткого замыкания имеют огромные значения и поэтому представляют особую опасность для обслуживающего персонала поэтому данная защита применяется только в таких распределительных устройствах и здесь же она имеет очень высокую эффективность.

19 УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ОТКАЗА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

На подстанции Шахтовая также применяется специальная автоматика устройство резервирования при отказе выключателя при автоматике применяется как на распределительном устройстве высокого, так и на распределительном устройстве низкого напряжения 6 кВ данного объекта электроэнергетики.

Работа данного устройства заключается в том, что при отключении короткого замыкания может произойти отказ в отключении любого из выключателей при этом отметить что данный факт может происходить по нескольким причинам, например, при неисправности привода при замыкании и повреждении дугогасительных контактов какого-либо коммутационного аппарата отсутствие оперативного тока и любых других ситуациях приводят к отказу выключателя в отключении короткого замыкания.

Отказ в отключении короткого замыкания является очень серьёзной проблемой для объектов электроэнергетики так как короткого замыкания должно быть крайне малым чтобы этот факт не приводил значительным повреждениям электрооборудования и соответственно не увеличивал время восстановительных работ на каком-либо объекте поэтому создана данная автоматика которая позволяет локализовать место короткого замыкания посредством отключения всех смежных от которых может подаваться напряжение на место короткого замыкания.

Например на подстанции Шахтовая в случае возникновения короткого замыкания на стороне высокого напряжения и отказе выключателя например трансформаторного происходит отключение с низкой стороны силового трансформатора а также все со стороны питающих линий также отключаются. Для данной автоматики характерно определённая выдержка времени за которую она должна определить что не отключившийся выключатель э-э

действительно находится в состоянии отказа и только после этого должны выполняться отключение всех смежных выключателей.

В качестве основной функции данной автоматики являются то что после попытки отключения выключателем тока короткого замыкания и наличие отказа в отключении подается Второй сигнал на отключение и только после этого спустя некоторое время происходит отключение всех смежных выключателей.

В настоящее время промышленности выпускаются специальные выключатели, имеющие несколько отключающих катушек надёжность в отключении тока короткого замыкания на данных выключателей значительно выше чем в устаревших выключателях поэтому на данной подстанции Шахтовая, применяются современные выключатели, позволяющие избежать столь серьёзных последствий при возникновении тока в короткие замыкания.

Основным достоинством устройства резервирования отказа выключателя является то что-то короткого замыкания так или иначе отключается, однако есть и существенные недостатки в работе данной автоматики в том, что после значительное количество потребителей электрической энергии и значительное количество источников электроэнергии отключаются из-за отключения значительного количества выключателей, являющихся смежными с отказавшим в работе выключателем.

Поэтому для профилактики работы устройство резервирования при отказе выключателя должны выполняться периодические осмотры выключатели проверяться наличие напряжения в цепях оперативного тока также должны осматриваться привода выключателей и приниматься все меры для того чтобы выключатели находились в исправном состоянии и могли работать как в условиях нормальных режимов работы, так и в условиях аварийных ситуаций, и при отключении токов короткого замыкания.

20 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В представленной работе разработан один из вариантов реконструкции Амурских электрических сетей при вводе в эксплуатацию новой ПС Ровное номинальным напряжением 110/10 кВ, а так же проектирование системы электроснабжения 10 кВ. В работе рассмотрено несколько вариантов подключения указанной ПС к системе внешнего электроснабжения и выбран оптимальный, выбрано основное необходимое линейное и подстанционное оборудование в частности воздушная линия электропередачи, распределительные устройства, силовые трансформаторы, а также все вспомогательное оборудование включая устройства защиты и автоматики.

Безопасность

Рассмотрим основные методы безопасного и работы в действующих электроустановках на подстанции Шахтовая. В электроустановках на подстанции шахтовые могут выполняться работы как в электроустановках до 1000 Вольт так и в электроустановках выше 1000 Вольт варианта наиболее оптимальным является работа по распоряжению которая имеет разовый характер и определяется временем работы обслуживающего персонала то есть ты по распоряжению не превышает время рабочего дня ремонтного персонала.

На подстанции Шахтовая в по распоряжению могут выполняться такие работы как обслуживание автоматических выключателей в цепях собственных нужд также обслуживание трансформаторов включая мелкие работы, например, покраску отбор масла для анализа без подъёма на бак силового трансформатора, спряжению на подстанции Шахтовая могут выполняться такие работы как ремонт выключателей киловольт, который находится в ремонтном положении и при этом.

Следует также отметить что по распоряжению в электроустановках ниже 1000 В могут выполняться и такие работы как ремонт осветительной техники коммутационной аппаратуры системы связи и так далее.

Установка к выше 1.000 вольт в основном применяется работы по наряду который представляет из себя специальную бланк установленной в форме оформляется время работы и время её начала её окончания состав бригады работников ответственных за безопасное выполнение работ а также должны указываться категории лиц которые будут участвовать в выполнении ремонтных работ.

Оформление более серьёзных требований в области безопасности обслуживающего персонала при работе в действующих электроустановках в данном наряде фиксируется на рабочем месте, а также каждодневный целевой инструктаж состава бригады.

При выполнении работ действующих электроустановках должны выполняться специальные технические мероприятия, которые включают в себя отключение электроустановок проверку отсутствия напряжения включения заземляющих ножей, а также установка специальных заземляющих устройств, которые называются переносными заземлениями дополнительно в области технических мероприятий включается и вывешивание плакатов на приводах ручного так и на ключах дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Организационной структурой которая влияет на безопасное выполнение электроустановках так как в случае если есть какие-либо ошибки при выполнении технических мероприятий это может привести к ущербу здоровью либо к летальному исходу ремонтного персонала. Выполнении в работ действующих электроустановках как правило технические мероприятия выполняют оперативный персонал который подготавливает рабочее место при все технические мероприятия должны выполняться в строгой последовательности указанной в правилах по охране труда при работе в действующих электроустановках если некоторые из пунктов будут заменены местами это может привести к травме самого оперативного персонала при подготовке рабочего места поэтому из числа

оперативного персонала должен чётко знать и точно и правильно выполнять все мероприятия в указанной последовательности.

После выполнения технических мероприятий оперативным персоналом может приступать к допуску бригады к работе при этом обязательным условием является проведение целевого инструктажа в котором указывается рабочее место его границы части которые являются заземлёнными и на которых можно работать но также обязательно указывается и те только ведущие части которые остались под напряжением к и к которым приближение запрещено следует отметить что все только ведущие части оставшиеся под напряжением должны быть огорожены соответственно вывешены специальные плакаты и оперативный персонал должен об этом проинструктировать состав бригады.

Кроме технических мероприятий при выполнении работ в действующих электроустановках также имеются и организационные мероприятия которые представляют из себя перечень специальных организационных мер на сохранение жизни и здоровья работников при выполнении каких-либо работ в действующих электроустановках можно отнести и наряды, и распоряжения оформление допуска на выполнение ремонтных работ допуск к работе, а также во время работы и оформления окончания работ либо перевода на другой рабочее место.

В зависимости от различных условий выдавать наряд могут различные работники в том числе и административно-технический персонал, и также оперативный персонал обслуживающий данный электроустановки.

Экологичность

На ПС Ровное планируется установка силовых трансформаторов 110/10 кВ, с соответствующими маслоприемниками для них, тип принятого трансформатора: ТМН 6300/110/10 с размерами (м) 5,8×4,2×5,0 и массой масла 10,5 т.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [21]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (91)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{трм}} = \frac{10,5}{0,88} = 11,93 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [21]:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (92)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мн}} = (5,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,2 + 2 \cdot 1,5) = 63,36 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [21]:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (93)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{бн}} = (5,8 + 4,2) \cdot 2 \cdot 5,0 = 100,0 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [21]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (94)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (63,36 + 100,0) \cdot 10^{-3} = 58,81 \text{ (м}^3\text{)}$$

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

$$V_{тмH_2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (95)$$

$$V_{тмH_2O} = 11,93 + 0,8 \cdot 58,81 = 58,98 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

$V_{тмH_2O}$ [21]:

$$H_{mn} = \frac{V_{тмH_2O}}{S_{mn}} \quad (96)$$

$$H_{mn} = \frac{58,98}{63,36} = 0,93 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{\delta n} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная глубина маслоприемника [11]:

$$H_{нмн} = H_{mn} + H_{\delta n} + H_z \quad (97)$$

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

Чрезвычайные ситуации

Нам подстанции шахтовые могут возникать различные чрезвычайные ситуации включая внеплановые отключения электрооборудования также возникновение различных перенапряжений, да и удары молнии в электрооборудовании, но также и возникновение различных коротких замыканий.

Рассмотрим подробно различные ситуации в которых могут происходить перенапряжение в действующих электроустановках при этом одним из таких факторов является удар молний в электрооборудовании станции шахтовые применяются система молниеотводов, представляющих из себя несколько отдельно стоящих мачт освещения совмещённых с молнией приёмниками, которые предназначены для приёма молнии оборудование и перевода только молний заземляющее устройство.

Таким образом систему молниезащиты организывает полное покрытие всего электрооборудования и предотвращает попадание тока молнии в него параллельно с расчётом системы молнии защиты рассчитывается и заземляющее устройство которое представляет из себя специальную сеть из электродов расположенных как горизонтально так и вертикально и находящихся на всей территории подстанции условием является то что всё оборудование электроустановки до 1.000 в но также и электроустановки выше 1.000 Вольт Обязательно должно заземляться по крайней мере в одном месте.

Система заземления электрооборудования должна рассчитываться таким образом, чтобы её результирующее сопротивление не превышало значений, определённых нормативными документами при этом в данном случае расчёт, показывает, что фактическая сопротивление заземляющего устройства на рассматриваемой подстанции Шаговая составляет менее 500 кОм.

Стационарное сопротивление заземляющего устройства позволяет без проблем отводить ток молнии в землю без каких-либо перенапряжений и

повреждений основного электротехнического оборудования. У системы заземления имеется не только функции отвода от тока молнии в землю но также является и защитная функция которая позволяет сохранить здоровье и жизнь и оперативного персонала но также и ремонтного персонала в случае повреждений изоляции действующих электроустановок в том случае если данный факт произошёл потенциал на оборудование не будет столь высоким и весь ток замыкания будет стекать в землю условиях вероятность поражения электрическим током для оперативного либо ремонтного персонала снижается до нуля.

Также следует отметить что система заземления позволяет и эффективно работать средствами релейной защиты и автоматики так как с использованием заземляющего устройства гораздо быстрее выявляются замыкание на землю которые могут быть отключены в кратчайшие сроки пока не произошло повреждение электрооборудования значительные последствия.

Рассмотрим также и различные ситуации, связанные с возникновением коротких замыканий в действующих электроустановках на рассматриваемой подстанции отметить что в данном случае оперативные персонал, а также административно-технический персонал должны следовать инструкциям, которые имеются на рабочих местах и не отклоняться от них так как это может привести к значительному усугублению чрезвычайной ситуации.

В случае возникновения короткого замыкания на какой-либо из электроустановок она должна отключаться автоматическими устройствами При этом если этого не происходит оперативный персонал вправе Отключить эту электрооборудование он должен обязательно убедиться в том что автоматика работает неверно и только после этого приступить к ручному отключению электрооборудования ты отметишь что оперативный персонал должен руководствоваться показаниями приборов таких как и амперметр которые будут в точной степени указывать на наличие короткого замыкания на присоединении.

Однако в настоящее время система автоматики работает довольно чётко и применение современных материалов, и оборудование на подстанции Шахтовая позволяет снизить вероятность возникновения коротких замыканий в до минимальных значений либо отключать эти короткие замыкания в крайне минимальные сроки, определённые только скоростью работы выключателей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итогами работы является разработанный проект электрической подстанции номинальным напряжением 110 кВ Ровное, для данного объекта в процессе решения поставленных задач было выполнено определение расчётных нагрузок, определены токи короткого замыкания во всех распределительных устройствах и соответственно выбрано основное электротехническое оборудование включая силовые трансформаторы, выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Так же в ходе выполнения поставленных задач был разработан вариант подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения, выполнен расчет экономических показателей и определены меры безопасности при эксплуатации электроустановок.

В представленной ВКР полностью решены поставленные задачи, результаты работы могут быть использованы на практике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет режима работы существующей сети

| Номер узла | U _{ном} (кВ) | P _м (МВт) | Q _м (МВАр) |
|------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|
| 444 | 35 | 8,16 | 2,34 |
| 666 | 35 | 9,15 | 3,12 |
| 111 | 35 | 7,34 | 1,89 |
| 777 | 35 | 8,11 | 2,81 |
| 22 | 10 | 6,89 | 2,15 |
| 44 | 10 | 2,1 | 1,0 |
| 55 | 10 | 6,3 | 2,3 |
| 66 | 10 | 2,9 | 1,15 |
| 77 | 10 | 1,5 | 0,7 |
| 99 | 10 | 1,2 | 0,3 |
| 101 | 10 | 3,14 | 0,8 |

| Ветви | R (Ом) | X (Ом) | B (мкСм) |
|-------|--------|--------|----------|
| 1-2 | 1,0 | 2,56 | -17,05 |
| 2-3 | 0,01 | 0,03 | -0,21 |
| 2-4 | 2,22 | 5,66 | -37,68 |
| 4-5 | 1,04 | 1,79 | -11,17 |
| 5-6 | 4,6 | 7,9 | -49,21 |
| 6-7 | 8,22 | 14,09 | -87,78 |
| 7-8 | 5,42 | 9,3 | -57,93 |
| 8-9 | 0,17 | 0,17 | -1,02 |
| 8-10 | 5,63 | 9,66 | -60,16 |
| 10-11 | 9,14 | 15,67 | -97,62 |

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет режима работы существующей сети

Данные по узлам

| Номер | U _{ном} | P _н (МВт) | Q _н (МВАр) | P _г (МВт) | Q _г (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|--------|-------|
| 1 | 116,00 | 0,00 | 0,00 | 31,32 | 9,38 | 116,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | -0,30 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,52 | -0,30 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,71 | -0,83 |
| 400 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,21 | -3,74 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,54 | -0,93 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,75 | -1,34 |
| 600 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,52 | -4,82 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,79 | -1,49 |
| 700 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,22 | -4,25 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,54 | -1,28 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,54 | -1,28 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,35 | -1,00 |
| 11 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 20,04 | 7,72 | 118,00 | 0,00 |
| 444 | 35,00 | 8,16 | 2,34 | 0,00 | 0,00 | 35,68 | -3,74 |
| 666 | 35,00 | 9,15 | 3,12 | 0,00 | 0,00 | 35,15 | -4,83 |
| 777 | 35,00 | 8,10 | 2,80 | 0,00 | 0,00 | 35,37 | -4,25 |
| 111 | 35,00 | 7,34 | 1,89 | 0,00 | 0,00 | 35,82 | -3,93 |
| 22 | 10,00 | 6,89 | 2,15 | 0,00 | 0,00 | 10,27 | -2,07 |
| 44 | 10,00 | 2,12 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 10,07 | -4,13 |
| 55 | 10,00 | 6,30 | 2,30 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -3,88 |
| 66 | 10,00 | 2,90 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 9,91 | -5,37 |
| 77 | 10,00 | 1,50 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 9,99 | -4,53 |
| 99 | 10,00 | 1,20 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 10,23 | -2,57 |
| 101 | 10,00 | 3,14 | 1,80 | 0,00 | 0,00 | 10,08 | -4,50 |
| 100 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,63 | -3,93 |

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет режима работы существующей сети

Данные по ветвям

| Ветви | Ирасч (А) | Идд (А) | Нагрузка (%) |
|-------|-----------|---------|--------------|
| 1-2 | 163,04 | 510 | 31,97 |
| 2-3 | 36,83 | 390 | 9,44 |
| 2-4 | 127,10 | 510 | 24,92 |
| 4-5 | 71,72 | 390 | 18,39 |
| 5-6 | 72,46 | 390 | 18,58 |
| 6-7 | 9,39 | 390 | 2,41 |
| 7-8 | 45,54 | 390 | 11,68 |
| 8-9 | 6,40 | 390 | 1,64 |
| 8-10 | 50,12 | 390 | 12,85 |
| 10-11 | 105,07 | 390 | 26,94 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет режима работы сети с учетом реконструкции

Данные по узлам сети в нормальном режиме работы при подключении ПС

Ровное

| Номер | U _{ном} | P _н (МВт) | Q _н (МВАр) | P _г (МВт) | Q _г (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|------------------|-------------------------|--------------------------|----------------------|--------------------------|--------|-------|
| 1 | 116,00 | 0,00 | 0,00 | 36,79 | 12,19 | 116,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,41 | -0,35 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,41 | -0,35 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,37 | -0,99 |
| 400 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 111,85 | -3,92 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,10 | -1,11 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,37 | -1,51 |
| 600 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,13 | -5,01 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,51 | -1,61 |
| 700 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,93 | -4,38 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,34 | -1,36 |
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,33 | -1,36 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 115,22 | -1,05 |
| 11 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 21,03 | 8,11 | 118,00 | 0,00 |
| 444 | 35,00 | 8,16 | 2,34 | 0,00 | 0,00 | 35,57 | -3,92 |
| 666 | 35,00 | 9,15 | 3,12 | 0,00 | 0,00 | 35,02 | -5,02 |
| 777 | 35,00 | 8,10 | 2,80 | 0,00 | 0,00 | 35,28 | -4,38 |
| 111 | 35,00 | 7,34 | 1,89 | 0,00 | 0,00 | 35,77 | -3,99 |
| 22 | 10,00 | 6,89 | 2,15 | 0,00 | 0,00 | 10,26 | -2,12 |
| 44 | 10,00 | 2,12 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 10,03 | -4,30 |
| 55 | 10,00 | 6,30 | 2,30 | 0,00 | 0,00 | 10,04 | -3,88 |
| 66 | 10,00 | 2,90 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 9,87 | -5,56 |
| 77 | 10,00 | 1,50 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 9,96 | -4,66 |
| 99 | 10,00 | 1,20 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 10,21 | -2,66 |
| 101 | 10,00 | 3,14 | 1,80 | 0,00 | 0,00 | 10,07 | -4,56 |
| 100 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,50 | -3,99 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет режима работы сети с учетом реконструкции

Данные по токовой нагрузке ВЛ 110 кВ в нормальном режиме работы при подключении ПС Ровное

| Ветви | Ирасч (А) | Идд (А) | Нагрузка (%) |
|-------|-----------|---------|--------------|
| 1-2 | 193,27 | 510 | 37,90 |
| 2-3 | 36,86 | 390 | 9,45 |
| 2-4 | 157,31 | 510 | 30,84 |
| 4-5 | 101,50 | 390 | 26,03 |
| 5-6 | 67,68 | 390 | 17,35 |
| 6-7 | 6,40 | 390 | 1,64 |
| 7-8 | 50,62 | 390 | 12,98 |
| 8-9 | 6,41 | 390 | 1,64 |
| 8-10 | 55,27 | 390 | 14,17 |
| 10-11 | 110,29 | 390 | 28,28 |

Данные по узлам сети в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ
Центральная – Волково

| Номер | Uном | Pн (МВт) | Qн (МВАр) | Pг (МВт) | Qг (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|--------|-------------|--------------|-------------|--------------|-----------|--------|
| 1 | 116,00 | 0,00 | 0,00 | 36,79 | 12,19 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,35 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,35 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 104,65 | -7,17 |
| 400 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 101,87 | -10,66 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 104,83 | -7,09 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 106,07 | -6,57 |
| 600 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 102,57 | -10,58 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,90 | -5,04 |
| 700 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 107,22 | -8,00 |
| 8 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 113,23 | -3,77 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет режима работы сети с учетом реконструкции

Данные по узлам сети в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ

Центральная – Волково

| Номер | U _{ном} | P _н (МВт) | Q _н (МВАр) | P _г (МВт) | Q _г (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|-----------|--------|
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 116,79 | -2,46 |
| 11 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 54,81 | 25,22 | 124,00 | 0,00 |
| 444 | 35,00 | 8,16 | 2,34 | 0,00 | 0,00 | 32,40 | -10,66 |
| 666 | 35,00 | 9,15 | 3,12 | 0,00 | 0,00 | 32,62 | -10,58 |
| 777 | 35,00 | 8,10 | 2,80 | 0,00 | 0,00 | 34,10 | -8,00 |
| 111 | 35,00 | 7,34 | 1,89 | 0,00 | 0,00 | 36,29 | -5,32 |
| 22 | 10,00 | 6,89 | 2,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -2,12 |
| 44 | 10,00 | 2,12 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 9,13 | -11,12 |
| 55 | 10,00 | 6,30 | 2,30 | 0,00 | 0,00 | 9,18 | -10,38 |
| 66 | 10,00 | 2,90 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 9,19 | -11,21 |
| 77 | 10,00 | 1,50 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 9,63 | -8,30 |
| 99 | 10,00 | 1,20 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 10,11 | -5,09 |
| 101 | 10,00 | 3,14 | 1,80 | 0,00 | 0,00 | 10,21 | -5,88 |
| 100 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,11 | -5,32 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет режима работы сети с учетом реконструкции

Данные по токовой нагрузке ВЛ 110 кВ в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ Центральная – Волково

| Ветви | Ирасч (А) | Идд (А) | Нагрузка (%) |
|-------|-----------|---------|--------------|
| 1-2 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 2-3 | 0,00 | 390 | 0,00 |
| 2-4 | 0,00 | 510 | 0,00 |
| 4-5 | 61,21 | 390 | 15,70 |
| 5-6 | 98,31 | 390 | 25,21 |
| 6-7 | 168,48 | 390 | 43,20 |
| 7-8 | 222,51 | 390 | 57,05 |
| 8-9 | 6,47 | 390 | 1,66 |
| 8-10 | 227,18 | 390 | 58,25 |
| 10-11 | 280,92 | 390 | 72,03 |

Данные по узлам сети в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ Хвойная – Озерное

| Номер | Uном | Pн (МВт) | Qн (МВАр) | Pг (МВт) | Qг (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|--------|----------|-----------|----------|-----------|--------|-------|
| 1 | 116,00 | 0,00 | 0,00 | 59,03 | 24,68 | 116,00 | 0,00 |
| 2 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,95 | -0,54 |
| 3 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,95 | -0,54 |
| 4 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,89 | -1,62 |
| 400 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 110,34 | -4,63 |
| 5 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 112,25 | -1,88 |
| 6 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 109,88 | -2,85 |
| 600 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 106,51 | -6,59 |
| 7 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 107,19 | -4,01 |
| 700 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 104,44 | -7,12 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет режима работы сети с учетом реконструкции

Данные по узлам сети в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ

Хвойная – Озерное

| Номер | U _{ном} | P _н (МВт) | Q _н (МВАр) | P _г (МВт) | Q _г (МВАр) | U (кВ) | Фаза |
|-------|------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|-----------|-------|
| 9 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 106,21 | -4,45 |
| 10 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 105,25 | -4,85 |
| 11 | 118,00 | 0,00 | 0,00 | 21,03 | 8,11 | 0,00 | 0,00 |
| 444 | 35,00 | 8,16 | 2,34 | 0,00 | 0,00 | 35,09 | -4,63 |
| 666 | 35,00 | 9,15 | 3,12 | 0,00 | 0,00 | 33,87 | -6,59 |
| 777 | 35,00 | 8,10 | 2,80 | 0,00 | 0,00 | 33,21 | -7,12 |
| 111 | 35,00 | 7,34 | 1,89 | 0,00 | 0,00 | 32,51 | -8,38 |
| 22 | 10,00 | 6,89 | 2,15 | 0,00 | 0,00 | 10,22 | -2,33 |
| 44 | 10,00 | 2,12 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 9,90 | -5,03 |
| 55 | 10,00 | 6,30 | 2,30 | 0,00 | 0,00 | 9,87 | -4,74 |
| 66 | 10,00 | 2,90 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 9,55 | -7,18 |
| 77 | 10,00 | 1,50 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 9,37 | -7,44 |
| 99 | 10,00 | 1,20 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 9,47 | -5,96 |
| 101 | 10,00 | 3,14 | 1,80 | 0,00 | 0,00 | 9,14 | -9,07 |
| 100 | 110,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 102,22 | -8,38 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет режима работы сети с учетом реконструкции

Данные по токовой нагрузке ВЛ 110 кВ в послеаварийном режиме работы при отключении ВЛ Хвойная – Озерное

| Ветви | Ирасч (А) | Идд (А) | Нагрузка (%) |
|-------|-----------|---------|--------------|
| 1-2 | 318,47 | 510 | 62,45 |
| 2-3 | 37,01 | 390 | 9,49 |
| 2-4 | 282,08 | 510 | 55,31 |
| 4-5 | 226,06 | 390 | 57,96 |
| 5-6 | 190,69 | 390 | 48,90 |
| 6-7 | 122,20 | 390 | 31,33 |
| 7-8 | 67,39 | 390 | 17,28 |
| 8-9 | 6,87 | 390 | 1,76 |
| 8-10 | 61,72 | 390 | 15,83 |
| 10-11 | 0,00 | 390 | 0,00 |