

Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения Загорненского участка
Свободненского района Амурской области с центром питания-подстанция
Костюковка

Исполнитель

студент группы 342-зсб2

подпись, дата

В.А. Давыдов

Руководитель

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Давыдова Владимира Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания-подстанция Костюковка

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 21 января 2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, выбор схемы электроснабжения и обоснование, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 14 рисунков, 53 таблицы и 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедова Л.А., ст. преподаватель
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016г.

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2017 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 105 с, 53 таблицы, 14 рисунков, 25 источников, 1 приложение.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, РАСЧЕТНАЯ АКТИВНАЯ НАГРУЗКА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, БЫТОВАЯ НАГРУЗКА, КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ, ТРЁХФАЗНОЕ КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТЫ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЁТНЫЙ ТОК.

Сети 0,4-10 кВ села Костюковка находятся в неудовлетворительном состоянии. Для повышения надёжности, качества электроснабжения производится реконструкция сетей 0,4-10 кВ, определяются параметры сети после реконструкции.

В проекте проводится реконструкция системы электроснабжения села Костюковка для повышения надёжности сети и снижения технических/коммерческих потерь электроэнергии.

Определены уровни токов КЗ в сети 0,4-10 кВ при помощи приближенного приведения в именованных единицах. Выбраны уставки средств РЗ и А трансформаторов и линий 0,4-10 кВ.

Рассчитана надёжность сети 10 кВ аналитическим методом. Суммарный ущерб от недоотпуска составляет по всем ТП –руб.

В специальной части проекта рассмотрено регулирование напряжения для обеспечения ГОСТ 32144-2013.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 6 |
| 1 Энергоэкономическая характеристика района электроснабжения | 12 |
| 2 Исходные данные для анализа нагрузок и их расчёт | 14 |
| 2.1 Расчёт нагрузок сельских жилых домов | 14 |
| 2.2 Расчёт нагрузки производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений | 17 |
| 2.3 Расчёт нагрузки уличного освещения | 18 |
| 3 Выбор уровней номинального напряжения | 19 |
| 4 Низковольтное электроснабжение | 20 |
| 4.1 Расчёт электрических нагрузок линий 0,4 кВ, выбор и проверка проводников распределительной сети | 20 |
| 4.2 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП | 28 |
| 5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП | 30 |
| 6 Выбор схемы подключения ТП к ПС | 35 |
| 6.1 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП | 35 |
| 6.2 Приведенная нагрузка к стороне 10 кВ ТП | 37 |
| 6.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ | 37 |
| 6.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ | 40 |
| 6.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «Костюковка» | 43 |
| 7 Компенсация реактивной мощности | 44 |
| 8 Токи короткого замыкания | 45 |
| 8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ | 45 |
| 8.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ | 47 |
| 9 Выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кВ | 54 |
| 10 Выбор и проверка оборудования напряжением выше 1 кВ | 58 |
| 10.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП | 58 |
| 10.2 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ | 59 |

| | | |
|------|--|-----|
| 10.3 | Выбор трансформаторов тока | 59 |
| 10.4 | Выбор трансформатора напряжения | 65 |
| 10.5 | Выбор выключателей нагрузки | 66 |
| 10.6 | Выбор выключателей 10 кВ | 67 |
| 10.7 | Выбор КРУ | 69 |
| 10.8 | Выбор трансформаторных подстанций | 71 |
| 11 | Расчёт и анализ надёжности существующей и проектируемой схем | 72 |
| 12 | Компенсация емкостных токов замыкания на землю | 81 |
| 13 | Релейная защита и автоматик | 83 |
| 13.1 | Токовая отсечка без выдержки времени. | 84 |
| 13.2 | Максимальная токовая защита линий | 85 |
| 13.3 | Устройства автоматического включения резерва | 87 |
| 13.4 | Защита от однофазных замыканий на землю | 88 |
| 13.5 | Защита понижающих трансформаторов ТП | 89 |
| 14 | Молниезащита, заземление, ТБ | 90 |
| 14.1 | Молниезащита ТП | 90 |
| 14.2 | Заземление ТП | 91 |
| 14.3 | Техника безопасности | 95 |
| 15 | Автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учёта электроэнергии | 99 |
| | Заключение | 102 |
| | Список использованных источников | 103 |
| | Приложение А. Расчёт надёжности сети 10 кВ до и после реконструкции | 114 |

ВВЕДЕНИЕ

Выбранный для реконструкции системы электроснабжения район находится в зоне обслуживания АО «ДРСК» филиал «Амурские электрические сети» структурное подразделение «Западные сети», Центральный РЭС. Как показывает анализ электропотребления за 2016 год, потери электроэнергии от хищений выражены значительной величиной, поэтому необходимо повысить эффективность функционирования системы электроснабжения 0,4 – 10 кВ села Костюковка. Для села Костюковка проводим реконструкцию в полном объёме, используя наиболее распространённые мероприятия по повышению энергетической эффективности, [2]: замена проводов, эффективная загрузка трансформаторов ТП, оптимальная схема соединения сети 10 кВ.

Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций, [1].

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям.

В связи с резким сокращением инвестиций в развитие и техническое перевооружение электрических сетей, в совершенствование систем управления их режимами, учета электроэнергии, возник ряд негативных тенденций, отрицательно влияющих на уровень потерь в сетях, таких как: устаревшее оборудование, физический и моральный износ средств учета

электроэнергии, несоответствие установленного оборудования передаваемой мощности.

С точки зрения снижения коммерческих потерь электроэнергии необходимо проводить согласованную техническую политику повышения точности измерений отпуска в сеть и полезного отпуска.

Цель реконструкции:

- замена деревянных опор на железобетонные,
- замена провода марки А, АС на изолированный марки СИП-2,
- замена КТП позволит увеличить срок службы оборудования,
- повысить пропускную способность ВЛ 0,4-10 кВ,
- снизить коммерческие потери,
- повысить качество электроэнергии,
- снизить эксплуатационные затраты, затраты на ремонт, повысить безопасность работ, упростить проведение ремонтов за счёт применения современного оборудования – проводов СИП, комплектных ТП, вакуумных выключателей ВВТел,

При проектировании использовались следующие программные продукты: MS Office Word; MS Office Excel; MS Visio; Mathcad.

Решаемые задачи в проекте:

1. Оценка величины потерь электроэнергии в существующих сетях,
2. Расчёт нагрузок бытовых потребителей,
3. Расчёт токов КЗ в сети 0,4-10 кВ,
4. Использование рекомендуемых коэффициентов загрузки трансформаторов, [3],
5. Выбор и проверка аппаратов в сети 0,4-10 кВ,
6. Расчет надёжности существующей и проектируемой сети 10 кВ,
7. Выбор уставок срабатывания средств микропроцессорной РЗА,

Практическая значимость проекта заключается в том, что его реализация приведёт к снижению потерь в сетях 0,4-10 кВ села Костюковка,

повысит надёжность сетей, обеспечит соблюдение качества по ГОСТ 32144-2013.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АЭС – Амурские электрические сети;
- АО – акционерное общество;
- ВВ – вакуумный выключатель;
- ВЛ - воздушная линия;
- ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ПС - подстанция;
- РЗ - релейная защита;
- РЭС – район энергоснабжения;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- СП – структурное подразделение;
- ТО – токовая отсечка;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ФЗ – федеральный закон;
- ЦЭС – центральные электрические сети.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Свободненский район Амурской области расположен по правому берегу среднего течения реки Зeya. Расположен район в северно-западной части Амурской области и граничит с запада с Китайской народной республикой по реке Амур, с севера с Шимановским районом, с востока по реке Зeya – с Мазановским и Серышевским районами и с юга – с Благовещенским районом.

В Свободненском районе проведена и продолжается работа, совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти, по созданию территории опережающего социально-экономического развития, для реализации инвестиционных проектов ПАО «Газпром» и ПАО «СИБУР Холдинг». Создание территории опережающего развития позволит максимально использовать существующие конкурентные преимущества, будет способствовать повышению диверсификации экономики, укреплению роли промышленного производства, и самое главное, позволит сформировать «точку роста», способную стать стимулирующим фактором развития как традиционных, так и новых для экономики направлений производства, [1].

Свободненский район представил площадки для практической отработки механизмов реализации модели ТОР. Снятие инфраструктурных ограничений, сокращение сроков административных процедур, освобождение от налоговой нагрузки будут способствовать росту экономики и общества в целом, позволит выровнять условия проживания на Дальнем Востоке с западными регионами страны, способствуя реализации, одного из направлений Послания Президента - подъем Сибири и Дальнего Востока.

Характеристика Свободненского района:

| | |
|-----------------|-------------------------|
| Год образования | 1926, |
| Площадь района | 7 318 км ² , |

Населенных пунктов 42,
Муниципальных образований 15,
Численность населения 14 803 чел.

Населенные пункты: Села: Бардагон, Бузули, Буссе, Гашенка, Гуран, Глухари, Голубое, Дмитриевка, Желтоярово, Заган, Загорная Селитьба, Зиговка, Источный, Климоуцы, Костюковка, Курган, Малый Эргель, Маркучи, Малая Сазанка, Москвитино, Новоникольск, Новоивановка, Новгородка, Новостепановка, Новоострополь, Нижние Бузули, Петропавловка, Разливная, Рогачевка, Серебрянка, Семеновка, Сукромли, Сычевка, Талали, Усть-Пера, Черниговка, Черновка, Чембары, Юхта, Юхта - 3.

Наименование муниципальных образований: Сельсоветы: Дмитриевский, Желтояровский, Загорно-Селитьбинский, Климоуцевский, Костюковский, Курганский, Малосазанский, Москвитинский, Нижнебузулинский, Новгородский, Новоивановский, Петропавловский, Семеновский, Сычевский, Черновский.

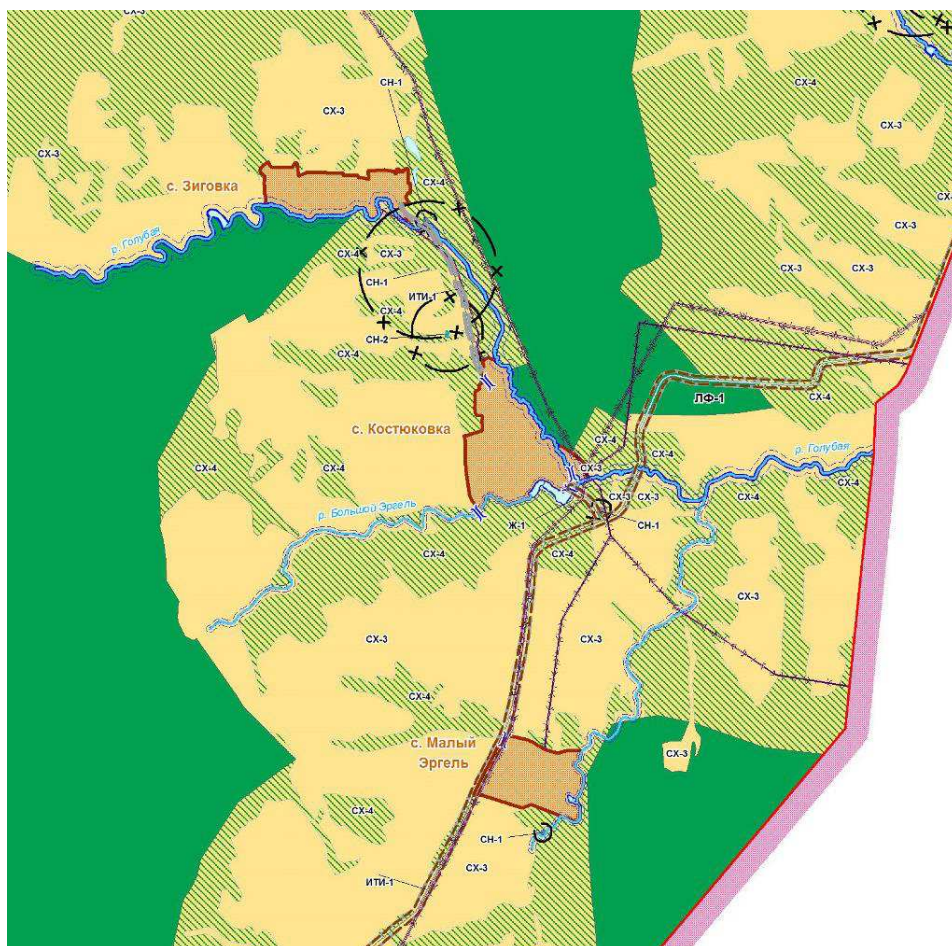


Рисунок 1 – Сельхозугодья района

В соответствии с рисунком 2, в непосредственной близости к селу расположена подстанция 35/10 кВ «Костюковка».

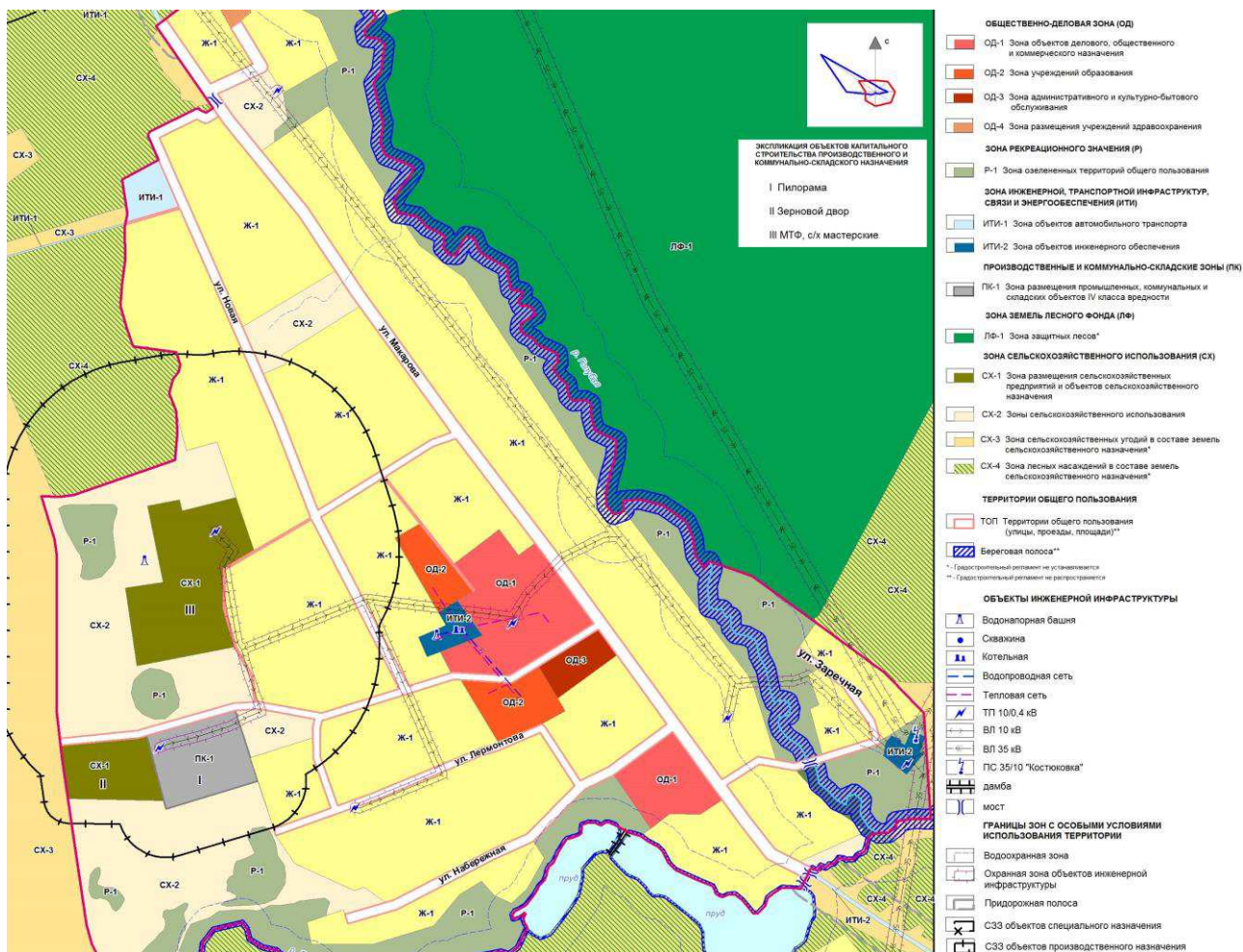


Рисунок 2 – Схема развития района

Характеристика села Костюковка:

Местоположение в муниципальном районе - Северо-западная часть Свободненского района

Расстояние от административного центра поселения до райцентра - 40 км

Общая площадь муниципального образования - 781,708 кв.км.

Численность населения на 01.01.2016 г.- 987чел.

Общая протяженность автодорог населенных пунктов/ протяженность автодорог с твердым покрытием - 21205\2500 км.

Рассмотрим величину потерь по фидерам ПС «Костюковка» Центрального РЭС. Распределительные сети 10 кВ ПС Костюковка представлены 3 фидерами 10 кВ - №1 (село Серебрянка), №2 (село Рогачевка), №3 (село Костюковка, Зиговка).

Для удобства воспользуемся графиками на рисунках 3 – 4.

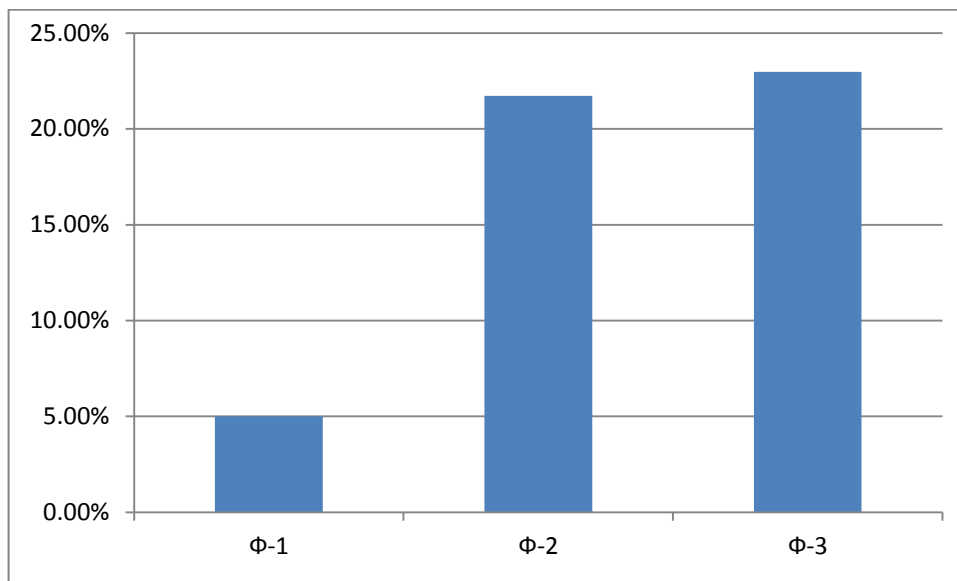


Рисунок 3 - Коммерческие потери по фидерам ПС «Костюковка» за 2016 год

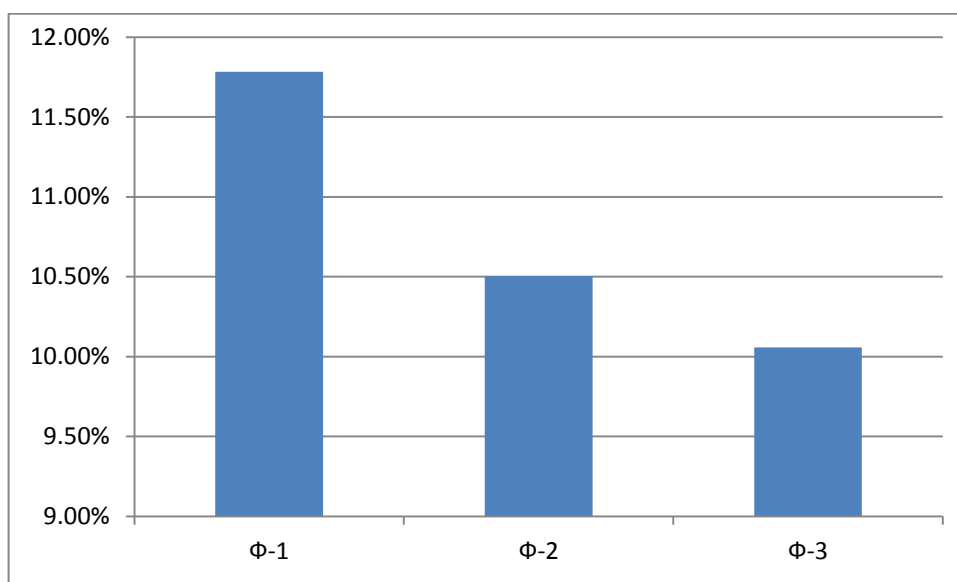


Рисунок 4 - Технические потери по фидерам ПС «Костюковка» за 2016 год

Анализируя данные рисунков 3 и 4 видно, что величина коммерческих потерь по питающему фидеру села Костюковка составляет 23%, что недопустимо, так как является упущенной выгодой для распределительной сетевой компании (ДРСК).

Также видно средний уровень технических потерь 10%, что показывает неэффективную работу сетей 0,4 – 10 кВ. Таким образом, необходимо реконструировать сеть 0,4 – 10 кВ села Костюковка.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЁТ

Для определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей используем [3].

Для сельскохозяйственных потребителей и сетей, как правило, характерно наличие двух максимумов в суточных графиках электрических нагрузок. Поэтому определяют максимальную дневную активную P_D (реактивную Q_D) и максимальную вечернюю активную P_B (реактивную Q_B) нагрузки. За расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.п.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов.

2.1 Расчёт нагрузок сельских жилых домов

Расчетная активная нагрузка на вводе в сельский жилой дом (одноквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии) без электронагревательных приборов зависит от внутриквартирного потребления электроэнергии и темпов роста электропотребления.

Расчетная нагрузка на вводе сельского жилого дома принимается по таблице 54.4, [3]. Экспликация района приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Экспликация

| № | Объект | Кол-во объектов | Категорийность по надёжности электроснабжения |
|---|-----------------------------------|-----------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Одноквартирный дом (электроплита) | 141 | 3 |
| 2 | Двухквартирный дом (электроплита) | 68 | 3 |
| 3 | больница | 1 | 2 |
| 4 | контора, ДК | 6 | 3 |
| 5 | свинарник, коровник | 10 | 3 |
| 6 | водонап.башня, скважина | 2 | 2 |

| | | | |
|----|---------------|----|---|
| 7 | пожарный пост | 1 | 3 |
| 8 | маслозавод | 1 | 3 |
| 9 | гараж | 17 | 3 |
| 10 | магазин, бар | 4 | 3 |

Продолжение таблицы 1

| | | | |
|----|-----------------------------------|----|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 11 | мастерская | 6 | 3 |
| 12 | пилорама, столярка, слесарка, КЗС | 11 | 3 |
| 13 | кухня | 2 | 3 |
| 14 | склад | 12 | 3 |
| 15 | сушилка, весовая | 7 | 3 |
| 16 | кочегарка | 1 | 3 |
| 17 | котельная | 2 | 2 |
| 18 | Школа, садик | 2 | 2 |
| 19 | летний лагерь | 1 | 3 |

Дневной и вечерний максимумы нагрузки на вводе в жилой дом соответственно S_D и S_B находят по выражениям:

$$S_B = \frac{K_{yB} \cdot P_P}{\cos \varphi_B}, \quad (1)$$

$$S_D = \frac{K_{yD} \cdot P_P}{\cos \varphi_D}, \quad (2)$$

где K_{yD} , K_{yB} - коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок;

$\cos \varphi_D$; $\cos \varphi_B$ - коэффициентов мощности нагрузки дневного и вечернего потребления;

P_P - расчетная активная нагрузка на вводе в жилой дом.

Нагрузка двухквартирного дома составляет:

$$S_B = \frac{K_{yB} \cdot P_P}{\cos \varphi_B}$$

$$S_B = \frac{1 \cdot 12}{1} = 12 \text{ кВА},$$

$$S_D = \frac{K_{уд} \cdot P_P}{\cos \varphi_D}$$

$$S_D = \frac{0,5 \cdot 12}{1} = 6 \text{ кВА}.$$

Расчетная нагрузка на вводе сельского жилого дома принимается по таблице 54.4 [3]. Данные по нагрузке зданий на 2016 год сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчётные нагрузки потребителей на 2017 год

| № | Объект | Рв, кВт | Qв, кВар | Рд, кВт | Qд, кВар | cosφ |
|----|-----------------------------------|---------|----------|---------|----------|------|
| 1 | Одноквартирный дом (электроплита) | 6,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 1,00 |
| 2 | Двухквартирный дом (электроплита) | 12,0 | 0,0 | 6,0 | 0,0 | 1,00 |
| 3 | больница | 50 | 35 | 50 | 35 | 0,82 |
| 4 | контора, ДК | 2 | 1 | 5 | 3 | 0,86 |
| 5 | свинарник, коровник | 28 | 12 | 28 | 8 | 0,96 |
| 6 | водонап.башня, скважина | 20 | 10 | 20 | 10 | 0,89 |
| 7 | пожарный пост | 32 | 20 | 10 | 6 | 0,85 |
| 8 | маслозавод | 60 | 60 | 65 | 60 | 0,68 |
| 9 | гараж | 5 | 4 | 10 | 8,5 | 0,76 |
| 10 | магазин, бар | 10 | 5 | 10 | 5 | 0,89 |
| 11 | мастерская | 5 | 4 | 10 | 7 | 0,82 |
| 12 | пилорама, столярка, слесарка, КЗС | 1 | 1 | 20 | 12 | 0,86 |
| 13 | кухня | 10 | 5 | 10 | 5 | 0,89 |
| 14 | склад | 28 | 8 | 28 | 8 | 1,00 |
| 15 | сушилка, весовая | 10 | 5 | 25 | 25 | 0,71 |
| 16 | кочегарка | 10 | 5 | 10 | 5 | 0,89 |
| 17 | котельная | 18 | 13 | 18 | 13 | 0,89 |
| 18 | Школа, садик | 12 | 8 | 21 | 8,1 | 0,93 |
| 19 | летний лагерь | 14 | 4 | 14 | 4 | 0,96 |

Необходимо определить прогнозируемую нагрузку на 2022 год (5-ти летний прогноз) по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прогн}}^{2022} = P_p^{2017} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^5, \quad (3)$$

$$P_{\text{прогн}}^{2022} = 12 \cdot \left(1 + \frac{1}{100}\right)^5 = 12,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{прогн}}^{2022} = Q_p^{2017} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^5,$$

$$Q_{\text{прогн}}^{2022} = 0 \cdot \left(1 + \frac{1}{100}\right)^5 = 0 \text{ кВар},$$

где Σ - прирост нагрузки, принимается 1%.

Данные по нагрузке зданий на 2022 год сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчётные нагрузки потребителей

| № | Объект | Расчётная нагрузка на вводе | | Мощность, принятая к расчёту, кВА | cosφ | Категория по надёжности |
|----|-----------------------------------|-----------------------------|---------|-----------------------------------|------|-------------------------|
| | | P, кВт | Q, кВАр | | | |
| 1 | Одноквартирный дом (электроплита) | 6,3 | 0,0 | 6,3 | 1,00 | 3 |
| 2 | Двухквартирный дом (электроплита) | 12,6 | 0,0 | 12,6 | 1,00 | 3 |
| 3 | больница | 52,5 | 36,8 | 64,1 | 0,82 | 2 |
| 4 | контора, ДК | 5,3 | 3,2 | 6,1 | 0,86 | 3 |
| 5 | свинарник, коровник | 29,4 | 12,6 | 32,0 | 0,96 | 3 |
| 6 | водонап.башня, скважина | 21,0 | 10,5 | 23,5 | 0,89 | 2 |
| 7 | пожарный пост | 33,6 | 21,0 | 39,6 | 0,85 | 3 |
| 8 | маслозавод | 68,3 | 63,0 | 92,9 | 0,68 | 3 |
| 9 | гараж | 10,5 | 8,9 | 13,8 | 0,76 | 3 |
| 10 | магазин, бар | 10,5 | 5,3 | 11,7 | 0,89 | 3 |
| 11 | мастерская | 10,5 | 7,4 | 12,8 | 0,82 | 3 |
| 12 | пилорама, столярка, слесарка, КЗС | 21,0 | 12,6 | 24,5 | 0,86 | 3 |
| 13 | кухня | 10,5 | 5,3 | 11,7 | 0,89 | 3 |
| 14 | склад | 29,4 | 8,4 | 30,6 | 1,00 | 3 |
| 15 | сушилка, весовая | 26,3 | 26,3 | 37,1 | 0,71 | 3 |
| 16 | кочегарка | 10,5 | 5,3 | 11,7 | 0,89 | 3 |
| 17 | котельная | 18,9 | 13,7 | 23,3 | 0,89 | 2 |
| 18 | Школа, садик | 22,1 | 8,5 | 23,6 | 0,93 | 2 |
| 19 | летний лагерь | 14,7 | 4,2 | 15,3 | 0,96 | 3 |

Вывод – общий прирост нагрузки на 2022 год составляет 5%, поэтому необходимо вести расчёт с учётом данного прироста.

2.2 Расчёт нагрузки производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений

В общем случае расчетные нагрузки на вводах указанных потребителей принимаются по проектам этих объектов. В условиях

отсутствия данных расчетные нагрузки на вводах некоторых типичных сельскохозяйственных потребителей принимаем по таблице 54.4 [3].

Данные по нагрузке производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений сведены в таблицу 3.

2.3 Расчёт нагрузки уличного освещения

Нагрузка уличного освещения приблизительно определяется по удельной нагрузке освещения по выражению:

$$P_{oc} = P_{oc,уд} \cdot l, \quad (4)$$

где $P_{oc,уд}$ – удельная мощность, для освещения улиц по [3] принимаем 8 кВт/км.

l – длина, км.

Для примера нагрузка освещения по ТП 5-23:

$$P_{oc} = 8 \cdot 0,63 = 5,04 \text{ кВт.}$$

Расчёт проводим для каждой ТП. Результат сведём в таблицу 4.

Таблица 4 – Нагрузка уличного освещения

| ТП | Нагрузка освещения улиц, кВт | Длина участка, км |
|---------|------------------------------|-------------------|
| ТП 5-23 | 5,04 | 0,63 |
| ТП 5-06 | 20,16 | 2,52 |
| ТП 5-08 | 11,04 | 1,38 |
| ТП 5-19 | 13,2 | 1,65 |
| ТП 5-05 | 4,08 | 0,51 |
| ТП 5-13 | 1,92 | 0,24 |
| ТП 5-10 | 13,2 | 1,65 |
| ТП 5-11 | 8,4 | 1,05 |
| ТП 5-18 | 1,2 | 0,15 |

3 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Номинальные напряжения питающих и распределительных линий электроснабжения являются основным фактором, определяющим техникоэкономические показатели (ТЭП) системы, [5].

Вопрос выбора напряжения для системы внешнего электроснабжения при реконструкции возникает в случаях изменения технических условий на подключение со стороны энергетической системы или значительного возрастания величины нагрузки, когда существующие напряжения не позволяют обеспечить требуемые показатели качества электрической энергии. Детальный анализ данного вопроса имеет смысл лишь при наличии нескольких источников питания.

Целесообразность применения более высоких напряжений проверяется путем технико-экономического сравнения с вариантом усиления элементов системы электроснабжения на действующих напряжениях. При равенстве ТЭП или расхождения в пределах 10 – 15 % предпочтение отдается варианту с более высоким напряжением.

Следует отметить, что простое технико-экономическое сопоставление вариантов усиления сети или перевода ее на повышенное напряжение может не выявить целесообразность последнего. Перспектива развития как потребителей, так и сетей частично учтена при расчёте нагрузок величиной прироста нагрузки 5% за ближайшие 5 лет. В случае, если рост нагрузки не произойдёт, расчётные показатели сетей 10-0,4 кВ могут быть пересмотрены в сторону уменьшения сечения проводов ВЛ и мощности силовых трансформаторов ТП.

Для рассматриваемого центра питания ПС Костюковка переход на какие-либо другие уровни напряжения не предусматривается.

Напряжение распределительных сетей до ТП принимается 10 кВ.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Расчёт электрических нагрузок линий 0,4 кВ, выбор и проверка проводников распределительной сети

По электрическим сетям сельскохозяйственного назначения получают электроэнергию как отдельные потребители, так и их группы.

Распределительные линии 0,4 кВ выполняются по магистральным и радиальным схемам. Радиальное питание от ТП 10/0,4 кВ отдельными линиями 0,4 кВ применяют для ответственных и отдельно расположенных потребителей электроэнергии, например, кабельные линии, питающие котельные, многоквартирные дома, ряд ответственных коммунально-бытовых потребителей, выполняются двухцепными.

Электрические нагрузки сельских сетей напряжением 0,4 - 110 кВ определяют путем суммирования расчетных нагрузок на вводе потребителей для сети 0,4 кВ, на шинах трансформаторных подстанций 6 - 20/0,4 кВ для сети 6 - 20 кВ, на шинах подстанций 35 - 110/6 - 20 кВ для сетей 35 - 110 кВ с учетом соответствующих коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов:

$$P_{Д} = K_{o} \cdot \sum_{i=1}^n P_{Дi} ,$$

(5)

$$P_{В} = K_{o} \cdot \sum_{i=1}^n P_{Ви} ,$$

(6)

где $P_{Д}$, $P_{В}$ - расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки группы потребителей на участке линии или на шинах подстанции, кВт;

$P_{дi}, P_{вi}$ - расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя, или i -го участка линии, или на шинах i -й подстанции, кВт;

K_o - коэффициент одновременности.

Значения коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок по формулам (5) – (6) в сетях 0,4 кВ приведены в таблице 5, [3].

Таблица 5 - Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

| Потребители | Коэффициент одновременности при числе потребителей | | | | | | | | | | |
|---|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|
| | 2 | 3 | 5 | 7 | 10 | 15 | 20 | 50 | 100 | 200 | 500 и более |
| Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе до 2 кВт/дом | 0,76 | 0,66 | 0,55 | 0,49 | 0,44 | 0,40 | 0,37 | 0,30 | 0,26 | 0,24 | 0,22 |
| То же свыше 2 кВт/дом | 0,75 | 0,64 | 0,53 | 0,47 | 0,42 | 0,37 | 0,34 | 0,27 | 0,24 | 0,20 | 0,18 |
| Жилые дома с электроплитами и водонагревателями | 0,73 | 0,62 | 0,50 | 0,43 | 0,38 | 0,32 | 0,29 | 0,22 | 0,17 | 0,15 | 0,12 |
| Производственные потребители | 0,85 | 0,80 | 0,75 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,55 | 0,47 | 0,40 | 0,35 | 0,30 |

Если для участков линий 0,4 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные объекты) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются более чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью данных таблицы 6, [3]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка ΔP от меньшей. Данные по суммированию нагрузок в сети 0,4 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Суммирование нагрузок в сетях 0,4 кВ

| P | ΔP | P | ΔP | P | ΔP | P | ΔP | P | ΔP | P | ΔP |
|-----|------------|-----|------------|-----|------------|-----|------------|-----|------------|-----|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |

| | | | | | | | | | | | |
|-----|-----|----|------|----|------|-----|----|-----|-----|-----|-----|
| 0,2 | 0,2 | 19 | 11,8 | 52 | 35,4 | 100 | 69 | 166 | 120 | 234 | 177 |
| 0,3 | 0,2 | 20 | 12,5 | 53 | 36,1 | 102 | 70 | 168 | 122 | 236 | 179 |
| 0,4 | 0,3 | 21 | 13,1 | 54 | 36,8 | 104 | 72 | 170 | 123 | 238 | 180 |
| 0,5 | 0,3 | 22 | 13,8 | 55 | 37,5 | 106 | 73 | 172 | 124 | 240 | 182 |
| 0,6 | 0,4 | 23 | 14,4 | 56 | 38,2 | 108 | 75 | 174 | 126 | 242 | 184 |

продолжение таблицы 6

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-----|------|----|------|----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 0,8 | 0,5 | 24 | 15,0 | 57 | 38,9 | 110 | 76 | 176 | 127 | 244 | 186 |
| 1,0 | 0,6 | 25 | 15,7 | 58 | 39,6 | 112 | 78 | 178 | 129 | 246 | 187 |
| 1,5 | 0,9 | 26 | 16,4 | 59 | 40,3 | 114 | 80 | 180 | 130 | 248 | 188 |
| 2,0 | 1,2 | 27 | 17,0 | 60 | 41,0 | 116 | 81 | 182 | 132 | 250 | 190 |
| 2,5 | 1,5 | 28 | 17,7 | 61 | 41,7 | 118 | 82 | 184 | 134 | 252 | 192 |
| 3,0 | 1,8 | 29 | 18,4 | 62 | 42,4 | 120 | 84 | 186 | 136 | 254 | 193 |
| 3,5 | 2,1 | 30 | 19,0 | 63 | 43,1 | 122 | 86 | 188 | 138 | 256 | 195 |
| 4,0 | 2,4 | 31 | 19,7 | 64 | 43,8 | 124 | 87 | 190 | 140 | 258 | 196 |
| 4,5 | 2,7 | 32 | 20,4 | 65 | 44,5 | 126 | 89 | 192 | 142 | 260 | 198 |
| 5,0 | 3,0 | 33 | 21,2 | 66 | 45,2 | 128 | 90 | 194 | 144 | 262 | 200 |
| 5,5 | 3,3 | 34 | 22,0 | 67 | 45,9 | 130 | 92 | 196 | 146 | 264 | 201 |
| 6,0 | 3,6 | 35 | 22,8 | 68 | 46,6 | 132 | 94 | 198 | 148 | 266 | 203 |
| 6,5 | 3,9 | 36 | 23,5 | 69 | 47,3 | 134 | 95 | 200 | 150 | 268 | 204 |
| 7,0 | 4,2 | 37 | 24,2 | 70 | 48,0 | 136 | 97 | 202 | 152 | 270 | 206 |
| 7,5 | 4,5 | 38 | 25,0 | 72 | 49,4 | 138 | 98 | 204 | 153 | 272 | 208 |
| 8,0 | 4,8 | 39 | 25,8 | 74 | 50,2 | 140 | 100 | 206 | 155 | 274 | 209 |
| 8,5 | 5,1 | 40 | 26,5 | 76 | 52,2 | 142 | 102 | 208 | 156 | 276 | 211 |
| 9,0 | 5,4 | 41 | 27,2 | 78 | 53,6 | 144 | 103 | 210 | 158 | 278 | 212 |
| 9,5 | 5,7 | 42 | 28,0 | 80 | 55,0 | 146 | 105 | 212 | 160 | 280 | 214 |
| 10 | 6,0 | 43 | 28,8 | 82 | 56,4 | 148 | 106 | 214 | 161 | 282 | 216 |
| 11 | 6,7 | 44 | 29,5 | 84 | 57,8 | 150 | 108 | 216 | 163 | 284 | 217 |
| 12 | 7,3 | 45 | 30,2 | 86 | 59,2 | 152 | 110 | 218 | 164 | 286 | 219 |
| 13 | 7,9 | 46 | 31,0 | 88 | 60,6 | 154 | 111 | 220 | 166 | 288 | 220 |
| 14 | 8,5 | 47 | 31,8 | 90 | 62,0 | 156 | 113 | 222 | 168 | 290 | 222 |
| 15 | 9,2 | 48 | 32,5 | 92 | 63,4 | 158 | 114 | 224 | 169 | 292 | 224 |
| 16 | 9,8 | 49 | 33,2 | 94 | 64,8 | 160 | 116 | 226 | 171 | 294 | 225 |
| 17 | 10,5 | 50 | 34,0 | 96 | 66,2 | 162 | 117 | 228 | 172 | 296 | 227 |
| 18 | 11,2 | 51 | 34,7 | 98 | 67,6 | 164 | 119 | 230 | 174 | 298 | 228 |

| | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|--|-----|-----|-----|-----|
| | | | | | | | | 232 | 176 | 300 | 230 |
|--|--|--|--|--|--|--|--|-----|-----|-----|-----|

Рассмотрим расчет нагрузок на примере линии питающей двухквартирный дом, скважина, котельная, школа от ТП 5-23. Линия выполнена проводом марки СИП-2А.

Расчётная нагрузка линии с учётом коэффициента одновременности:

$$S_P = K_o \cdot S_i, .$$

(7)

$$S_P = 0.56 \cdot 83 = 46 \text{ кВА.}$$

Расчётный ток линии:

$$I_{P_{МАКС}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

(8)

$$I_{P_{МАКС}} = \frac{46}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 60 \text{ А.}$$

Учитывая большую протяженность линии, принимаем СИП сечением жил 25 мм² СИП 2А 3x25+1x16 с длительно допустимым током 130 А, [6].

Для оценки правильности выбора сечений проводников необходимо провести проверку выбранной линии по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)),$$

(9)

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – принимается средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А.

Условие проверки на потерю напряжения:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}},$$

(10)

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – величина допустимого медленного изменения напряжения по ГОСТ 32144-2013 - 10%.

Проверим выполнение условия (9) для СИПа:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 60 \cdot 300 \cdot \frac{100}{400} \cdot (1,2 \cdot 0,9 + 0,09 \cdot 0,44) = 9,2\%.$$

Потеря напряжения не превышает 10%, следовательно, для потребителей, питающихся по линии, условие выполняется.

Суммарные и расчётные нагрузки остальных линий определяем аналогично и сводим в таблицу 7 и 8.

Таблица 7 – Суммарные нагрузки в сетях 0,4 кВ

| № | Потребители | $P_{\text{сумм}}, \text{ кВт}$ | $S_{\text{сумм}}, \text{ кВА}$ | Ко |
|---------|-------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------|
| ТП 5-23 | преобл. быт.нагрузка | 74,55 | 83 | 0,56 |
| | быт.нагрузка | 32,55 | 37 | 0,73 |
| | быт.нагрузка | 31,5 | 37 | 0,62 |
| ТП 5-06 | преобл. быт.нагрузка | 131,25 | 132 | 0,33 |
| | преобл. быт.нагрузка | 269,85 | 271 | 0,25 |
| | преобл. быт.нагрузка | 318,15 | 333 | 0,27 |
| | преобл. произв.нагрузка | 128,1 | 130,6 | 0,31 |
| ТП 5-08 | преобл. быт.нагрузка | 134,4 | 141 | 0,3 |
| | преобл. быт.нагрузка | 151,2 | 334 | 0,4 |
| | быт.нагрузка | 151,2 | 151 | 0,3 |
| ТП 5-19 | преобл. быт.нагрузка | 184,8 | 189 | 0,32 |

| | | | | |
|---------|-------------------------|--------|-----|-------|
| | преобл. быт.нагрузка | 105 | 106 | 0,35 |
| | быт.нагрузка | 81,9 | 82 | 0,35 |
| ТП 5-05 | преобл. произв.нагрузка | 81,9 | 105 | 0,8 |
| | преобл. произв.нагрузка | 134,4 | 153 | 0,725 |
| ТП 5-13 | преобл. произв.нагрузка | 10,5 | 14 | 1 |
| | преобл. быт.нагрузка | 35,7 | 39 | 0,62 |
| ТП 5-10 | преобл. быт.нагрузка | 103,95 | 106 | 0,33 |
| | преобл. произв.нагрузка | 68,25 | 93 | 1 |
| | преобл. произв.нагрузка | 50,4 | 52 | 0,8 |
| | преобл. быт.нагрузка | 197,4 | 201 | 0,29 |
| ТП 5-11 | преобл. быт.нагрузка | 111,3 | 115 | 0,33 |
| | преобл. быт.нагрузка | 67,2 | 70 | 0,41 |
| ТП 5-18 | преобл. произв.нагрузка | 29,4 | 31 | 1 |
| | преобл. произв.нагрузка | 29,4 | 31 | 1 |

Таблица 8 – Расчётные нагрузки в сетях 0,4 кВ

| № | Потребители | P_p , кВт | S_p , кВА | I_p , А |
|---------|-------------------------|-------------|-------------|-----------|
| ТП 5-23 | преобл. быт.нагрузка | 42 | 46 | 60 |
| | быт.нагрузка | 24 | 27 | 34 |
| | быт.нагрузка | 20 | 23 | 28 |
| ТП 5-06 | преобл. быт.нагрузка | 43 | 44 | 63 |
| | преобл. быт.нагрузка | 67 | 68 | 97 |
| | преобл. быт.нагрузка | 86 | 90 | 124 |
| | преобл. произв.нагрузка | 40 | 40 | 57 |
| ТП 5-08 | преобл. быт.нагрузка | 40 | 42 | 58 |
| | преобл. быт.нагрузка | 60 | 134 | 87 |
| | быт.нагрузка | 45 | 45 | 66 |
| ТП 5-19 | преобл. быт.нагрузка | 59 | 61 | 85 |
| | преобл. быт.нагрузка | 37 | 37 | 53 |
| | быт.нагрузка | 29 | 29 | 41 |
| ТП 5-05 | преобл. произв.нагрузка | 66 | 84 | 95 |
| | преобл. произв.нагрузка | 97 | 111 | 141 |
| ТП 5-13 | преобл. произв.нагрузка | 11 | 14 | 15 |
| | преобл. быт.нагрузка | 22 | 24 | 32 |
| ТП 5-10 | преобл. быт.нагрузка | 34 | 35 | 50 |
| | преобл. произв.нагрузка | 68 | 93 | 99 |

| | | | | |
|---------|-------------------------|----|----|----|
| | преобл. произв.нагрузка | 40 | 42 | 58 |
| | преобл. быт.нагрузка | 57 | 58 | 83 |
| ТП 5-11 | преобл. быт.нагрузка | 37 | 38 | 53 |
| | преобл. быт.нагрузка | 28 | 29 | 40 |
| ТП 5-18 | преобл. произв.нагрузка | 29 | 31 | 42 |
| | преобл. произв.нагрузка | 29 | 31 | 42 |

Расчётные параметры линий 0,4кВ сводим в таблицу 9. Значения $\cos\phi$ для каждой линии определены как средние из значений $\cos\phi$ по потребителям данной линии 0,4 кВ. Длина каждой линии определена исходя их подробной поопорной схемы сети 0,4 кВ села Костюковка при условии, что длина пролёта составляет 30 м.

Данное допущение сделано ввиду разницы величины каждого из пролетов 25-35 м, в зависимости от типа опор пролёта (анкерные, промежуточные, поворотные).

Таблица 9 –Параметры линий 0,4 кВ

| № | Потребители | I_p , А | $I_{доп}$, А | $F_{\text{пров/каб}}$, мм ² | $N_{\text{прол}}$ | L, км | $\cos(\phi)$ | $\sin(\phi)$ |
|---------|-------------------------|-----------|---------------|---|-------------------|-------|--------------|--------------|
| ТП 5-23 | преобл. быт.нагрузка | 60 | 130 | 25 | 10 | 0,3 | 0,90 | 0,44 |
| | быт.нагрузка | 34 | 100 | 16 | 4 | 0,12 | 0,87 | 0,49 |
| | быт.нагрузка | 28 | 100 | 16 | 7 | 0,21 | 0,85 | 0,53 |
| ТП 5-06 | преобл. быт.нагрузка | 63 | 195 | 50 | 14 | 0,42 | 0,99 | 0,11 |
| | преобл. быт.нагрузка | 97 | 339 | 120 | 27 | 0,81 | 0,997 | 0,08 |
| | преобл. быт.нагрузка | 124 | 339 | 120 | 22 | 0,66 | 0,95 | 0,30 |
| | преобл. произв.нагрузка | 57 | 242 | 70 | 21 | 0,63 | 0,98 | 0,19 |
| ТП 5-08 | преобл. быт.нагрузка | 58 | 195 | 50 | 17 | 0,51 | 0,95 | 0,30 |
| | преобл. быт.нагрузка | 87 | 130 | 25 | 9 | 0,27 | 0,45 | 0,89 |
| | быт.нагрузка | 66 | 201 | 50 | 16 | 0,48 | 1,0 | 0,00 |
| ТП 5-19 | преобл. быт.нагрузка | 85 | 290 | 95 | 21 | 0,63 | 0,98 | 0,22 |
| | преобл. быт.нагрузка | 53 | 195 | 50 | 16 | 0,48 | 0,99 | 0,15 |
| | быт.нагрузка | 41 | 586 | 35 | 18 | 0,54 | 1,00 | 0,00 |
| ТП 5-05 | преобл. произв.нагрузка | 95 | 130 | 25 | 5 | 0,15 | 0,78 | 0,62 |

| | | | | | | | | |
|---------|-------------------------|-----|-----|----|----|------|------|------|
| | преобл. произв.нагрузка | 141 | 240 | 70 | 12 | 0,36 | 0,88 | 0,48 |
| ТП 5-13 | преобл. произв.нагрузка | 15 | 100 | 16 | 2 | 0,06 | 0,76 | 0,65 |
| | преобл. быт.нагрузка | 32 | 100 | 16 | 6 | 0,18 | 0,92 | 0,40 |
| ТП 5-10 | преобл. быт.нагрузка | 50 | 160 | 35 | 17 | 0,51 | 0,98 | 0,17 |
| | преобл. произв.нагрузка | 99 | 130 | 25 | 2 | 0,06 | 0,73 | 0,68 |
| | преобл. произв.нагрузка | 58 | 160 | 35 | 14 | 0,42 | 0,97 | 0,26 |
| | преобл. быт.нагрузка | 83 | 290 | 95 | 22 | 0,66 | 0,98 | 0,19 |
| ТП 5-11 | преобл. быт.нагрузка | 53 | 195 | 50 | 17 | 0,51 | 0,97 | 0,24 |
| | преобл. быт.нагрузка | 40 | 160 | 35 | 18 | 0,54 | 0,95 | 0,30 |
| ТП 5-18 | преобл. произв.нагрузка | 42 | 100 | 16 | 2 | 0,06 | 0,96 | 0,27 |
| | преобл. произв.нагрузка | 42 | 100 | 16 | 3 | 0,09 | 0,96 | 0,27 |

Результаты расчета падения напряжения также сведены в таблицу 10. По данным таблицы проводится сравнение с показателем медленное изменения напряжения по ГОСТ 32144-2013. Значение данного показателя определено как 10%.

Таблица 10 – Потери напряжения в сетях 0,4 кВ

| № | Потребители | R, Ом/км | X, Ом/км | ΔU , % |
|---------|-------------------------|----------|----------|----------------|
| ТП 5-23 | преобл. быт.нагрузка | 1,2 | 0,09 | 9,2 |
| | быт.нагрузка | 1,91 | 0,1 | 3,2 |
| | быт.нагрузка | 1,91 | 0,1 | 4,5 |
| ТП 5-06 | преобл. быт.нагрузка | 0,64 | 0,09 | 7,7 |
| | преобл. быт.нагрузка | 0,253 | 0,09 | 9,3 |
| | преобл. быт.нагрузка | 0,253 | 0,09 | 10,0 |
| | преобл. произв.нагрузка | 0,44 | 0,09 | 7,4 |
| ТП 5-08 | преобл. быт.нагрузка | 0,64 | 0,09 | 8,6 |
| | преобл. быт.нагрузка | 1,2 | 0,09 | 6,7 |
| | быт.нагрузка | 0,64 | 0,09 | 9,2 |
| ТП 5-19 | преобл. быт.нагрузка | 0,32 | 0,09 | 8,1 |
| | преобл. быт.нагрузка | 0,64 | 0,09 | 7,5 |
| | быт.нагрузка | 0,87 | 0,09 | 8,9 |

| | | | | |
|---------|-------------------------|------|------|------|
| ТП 5-05 | преобл. произв.нагрузка | 1,2 | 0,09 | 6,4 |
| | преобл. произв.нагрузка | 0,44 | 0,09 | 9,9 |
| ТП 5-13 | преобл. произв.нагрузка | 1,91 | 0,1 | 0,6 |
| | преобл. быт.нагрузка | 1,91 | 0,1 | 4,7 |
| ТП 5-10 | преобл. быт.нагрузка | 0,87 | 0,09 | 10,0 |
| | преобл. произв.нагрузка | 1,2 | 0,09 | 2,5 |
| | преобл. произв.нагрузка | 0,87 | 0,09 | 9,6 |
| | преобл. быт.нагрузка | 0,32 | 0,09 | 8,2 |
| ТП 5-11 | преобл. быт.нагрузка | 0,64 | 0,09 | 7,9 |
| | преобл. быт.нагрузка | 0,87 | 0,09 | 8,4 |
| ТП 5-18 | преобл. произв.нагрузка | 1,91 | 0,1 | 2,2 |
| | преобл. произв.нагрузка | 1,91 | 0,1 | 3,2 |

4.2 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Расчетные мощности на шинах напряжением 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ (расчетные мощности ТП) определяют путем суммирования расчетных нагрузок головных участков (таблица 8 и 6), отходящих от подстанций линий 0,4 кВ.

Значения коэффициентов мощности расчётной нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ принимают по таблице 11, [3].

Таблица 11 – Коэффициенты мощности для ТП 10/0,4 кВ

| потребители | cosφ | sinφ |
|------------------|-------|------|
| производственные | 0,7 | 0,71 |
| ком-быт | 0,99 | 0,39 |
| смешанные | 0,815 | 0,58 |

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах НН ТП 5-23. Согласно данным таблицы 8, расчётная активная нагрузка линии 1 ТП 5-23 составляет 42 кВт, линии 2 – 24 кВт, линии 3 – 20 кВт, К наименьшей из активных нагрузок линий, согласно данным таблицы 6 [3], прибавляем добавку 12,5 и 15 кВт, а также нагрузку освещения 5 кВт (таблица 4), в итоге получаем:

$$P_{P\text{ ТП5-23}} = 42 + 5 + 12,5 + 15 = 74,3 \text{ кВт.}$$

Делим на коэффициент мощности для коммунально-бытовой нагрузки 0,99, получаем суммарную расчётную нагрузку ТП 5-23:

$$S_{P\text{ ТП5-23}} = \frac{74,3}{0,99} = 75,1 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета для остальных ТП и сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ продолжение таблицы 12

| № | Расчётная нагрузка, кВА | Расчётная активная нагрузка, кВт | Расчётная реактивная нагрузка, кВар |
|---------|-------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| ТП 5-23 | 85,3 | 74,3 | 41,9 |
| ТП 5-06 | 211,2 | 207,3 | 40,5 |
| ТП 5-08 | 159,9 | 128,2 | 95,5 |
| ТП 5-19 | 116,3 | 114,9 | 17,6 |
| ТП 5-05 | 176,8 | 146,7 | 98,7 |
| ТП 5-13 | 36,7 | 30,8 | 20,0 |
| ТП 5-10 | 184,1 | 168,9 | 73,4 |
| ТП 5-11 | 65,3 | 62,8 | 17,7 |
| ТП 5-18 | 51,0 | 49,0 | 14,0 |

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В соответствии с категорией по надёжности электроснабжения, для потребителей первой и второй категории предусматривается установка двух трансформаторов на ТП, для потребителей третьей категории – одного трансформатора.

По категории бесперебойности электроснабжения потребителям ТП 5-23, ТП 5-06, ТП 5-08, ТП 5-10, ТП 5-18 требуется установка двух трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП 5-23:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_C}, \quad (11)$$

$$S_{PT} = \frac{85,3}{2 \cdot 0,7} = 61 \text{ кВА},$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - число трансформаторов;

K_C - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице 13, [3].

Таблица 13 – Коэффициенты загрузки ТП

| Тип потребителей | Коэффициент допустимой систематической нагрузки K_C для одного трансформатора | Коэффициент допустимой систематической нагрузки K_C для двух трансформаторов | Коэффициент допустимой аварийной перегрузки K для одного трансформатора |
|---------------------------|---|--|---|
| производственная нагрузка | 0,8 | 1,6 | 0,87 |
| сельские дома | 0,8 | 1,6 | 0,87 |

| | | | |
|---------------|-----|-----|------|
| многокв. Дома | 0,8 | 1,6 | 0,88 |
|---------------|-----|-----|------|

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

Выбранные трансформаторы ТМ (трансформаторы масляные) проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 5-23:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{\text{НОМТР}} \cdot N_{\text{ТР}}},$$

(12)

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{85,3}{63 \cdot 2} = 0,68 \geq 0,5,$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{S_P}{S_{\text{НОМТР}} \cdot (N_{\text{ТР}} - 1)},$$

(13)

$$K_{3\text{ на}} = \frac{85,3}{63} = 1,35 \leq 1,4.$$

Результаты расчёта сводим в таблицы 14-15.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов

| № ТП | S _p , кВА | P _p , кВт | Q _p , кВАр | N _{тр} | K _{загр} | S _{расч} , кВА | S _{ном} , кВА |
|---------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------|-------------------|-------------------------|------------------------|
| ТП 5-23 | 85,3 | 74,3 | 41,9 | 2 | 0,7 | 61 | 63 |
| ТП 5-06 | 211,2 | 207,3 | 40,5 | 2 | 0,7 | 151 | 160 |
| ТП 5-08 | 159,9 | 128,2 | 95,5 | 2 | 0,7 | 114 | 160 |
| ТП 5-19 | 116,3 | 114,9 | 17,6 | 1 | 0,8 | 145 | 160 |
| ТП 5-05 | 176,8 | 146,7 | 98,7 | 1 | 0,8 | 221 | 250 |
| ТП 5-13 | 36,7 | 30,8 | 20,0 | 1 | 0,8 | 46 | 63 |

| | | | | | | | |
|---------|-------|-------|------|---|-----|-----|-----|
| ТП 5-10 | 184,1 | 168,9 | 73,4 | 2 | 0,7 | 132 | 160 |
| ТП 5-11 | 65,3 | 62,8 | 17,7 | 1 | 0,8 | 82 | 100 |
| ТП 5-18 | 51,0 | 49,0 | 14,0 | 2 | 0,7 | 36 | 40 |

Таблица 15 – Проверка трансформаторов

| № ТП | Фактический коэффициент загрузки K_z | Коэффициент допустимой аварийной перегрузки K_a |
|---------|--|---|
| ТП 5-23 | 0,68 | 1,35 |
| ТП 5-06 | 0,66 | 1,32 |
| ТП 5-08 | 0,50 | 1,00 |
| ТП 5-19 | 0,73 | 0,73 |
| ТП 5-05 | 0,71 | 0,71 |
| ТП 5-13 | 0,58 | 0,58 |
| ТП 5-10 | 0,58 | 1,15 |
| ТП 5-11 | 0,65 | 0,65 |
| ТП 5-18 | 0,64 | 1,27 |

Из таблицы 15 видно, трансформаторы оптимально загружены на каждой ТП.

При реконструкции сети 10 кВ села Костюковка необходимо рассмотреть вопрос разукрупнения существующих ТП.

Согласно существующему плану села (рисунок 10), ТП 5-17, ТП 5-09, разукрупнены, подключаемая к ним нагрузка переключена на другие близкорасположенные ТП, тем самым сокращены потери в сети на величину холостого хода и нагрузочных потерь короткого замыкания в демонтированных ТП.

ТП 5-23, ТП 5-06, ТП 5-08, ТП 5-10, ТП 5-18 (территория животноводческого комплекса), дополнительно по 2 категории надежности доукомплектовываются вторым трансформатором.

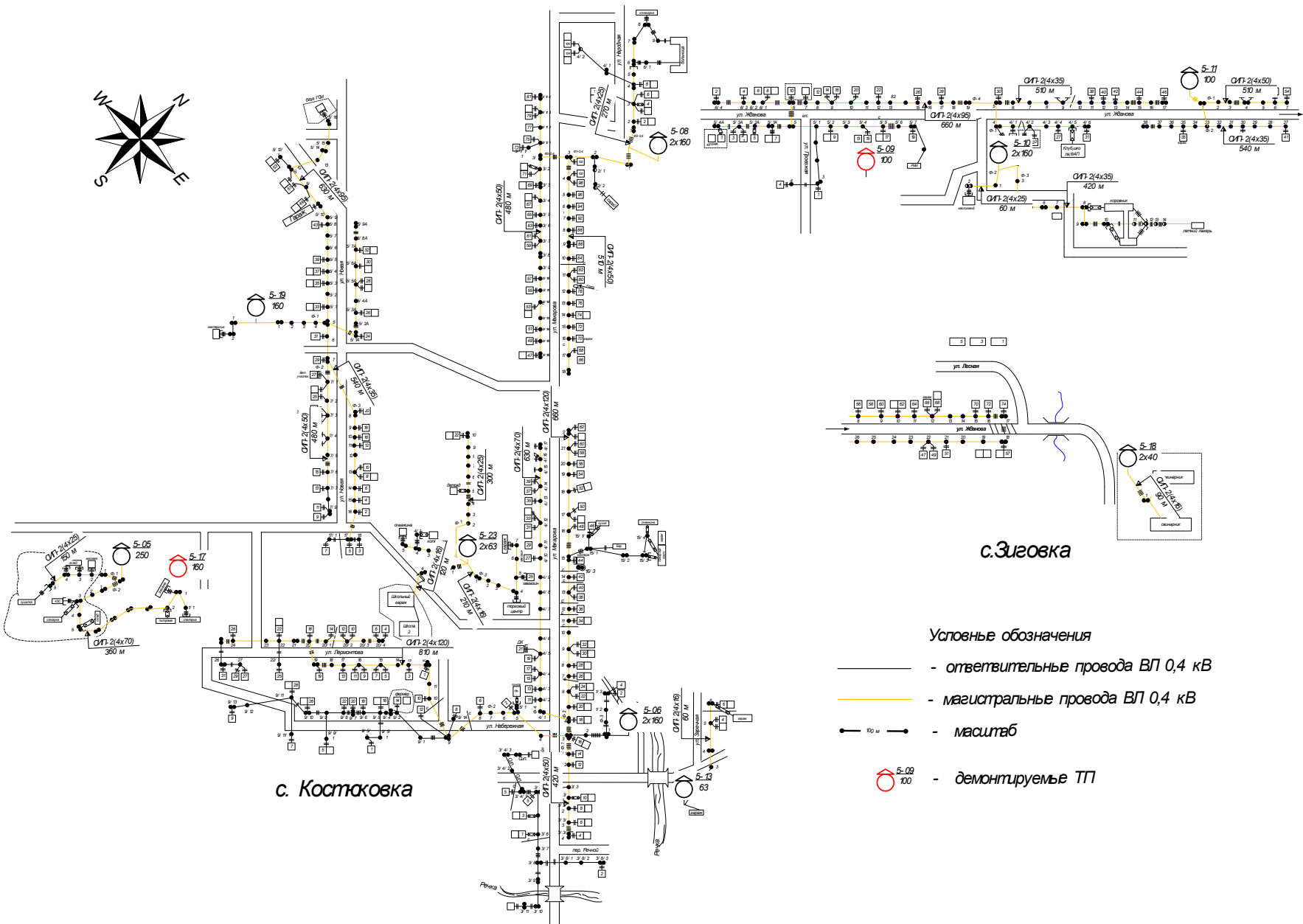


Рисунок 5 – Существующая схема сети 0,4 кВ села Костюковка

Сравнение загрузки установленных трансформаторов с устанавливаемыми показано в таблице 16.

Таблица 16 – Величина загрузки трансформаторов до и после реконструкции

| № ТП | S_p , кВА | $S_{ном}$, кВА | $K_{загр}$ | $S_{ном\ факт}$, кВА | $K_{загр\ факт}$ |
|---------|--------------------|-----------------|------------|-----------------------|------------------|
| | расчётные величины | | | фактические величины | |
| ТП 5-23 | 61 | 63 | 0,68 | 250 | 0,34 |
| ТП 5-06 | 151 | 160 | 0,66 | 400 | 0,53 |
| ТП 5-08 | 114 | 160 | 0,50 | 250 | 0,64 |
| ТП 5-19 | 145 | 160 | 0,73 | 160 | 0,73 |
| ТП 5-05 | 221 | 250 | 0,71 | 250 | 0,71 |
| ТП 5-13 | 46 | 63 | 0,58 | 100 | 0,37 |
| ТП 5-10 | 132 | 160 | 0,58 | 250 | 0,74 |
| ТП 5-11 | 82 | 100 | 0,65 | 100 | 0,65 |
| ТП 5-18 | 36 | 40 | 0,64 | 400 | 0,13 |

По данным таблицы 16, трансформаторы на ТП 5-23, ТП 5-13, ТП 5-18 недогружены. Таким образом, проводится замена трансформаторов по данным ТП на трансформаторы меньшей номинальной мощностью.

6 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТП К ПС

6.1 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K,$$

(14)

где ΔP_X - активные потери холостого хода, справочная величина;

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K,$$

(15)

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100},$$

(16)

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100},$$

(17)

где U_K - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в [5] и сведены в таблицу 17.

Таблица 17 - Паспортные данные трансформаторов

| Марка ТМ | ΔP_x , кВт | ΔP_k , кВт | U_K , % | I_x , % |
|----------|--------------------|--------------------|-----------|-----------|
| 63 | 0,26 | 1,28 | 4,5 | 2 |
| 40 | 0,19 | 0,88 | 4,5 | 3 |
| 100 | 0,37 | 1,97 | 4,6 | 2,6 |
| 160 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 |
| 250 | 0,82 | 3,7 | 4,5 | 2,3 |

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП 5-19: $S_{НОМ} = 160$ кВА:

$$\Delta P_T = 0,56 + 0,73^2 \cdot 2,65 = 2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_x = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ кВАр},$$

$$\Delta Q_k = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ кВАр},$$

$$\Delta Q_T = 3,84 + 0,73^2 \cdot 7,2 = 7,6 \text{ кВАр}.$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, и сведём результат в таблицу 18.

Таблица 18 – Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

| № ТП | Фактический коэффициент загрузки K_z | ΔP_x , кВт | ΔP_k , кВт | U_K , % | I_x , % | ΔP_T , кВт | ΔQ_T , кВт |
|---------|--|--------------------|--------------------|-----------|-----------|--------------------|--------------------|
| ТП 5-23 | 0,68 | 0,26 | 1,28 | 4,5 | 2 | 0,8 | 2,6 |
| ТП 5-06 | 0,66 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 | 1,7 | 7,0 |

| | | | | | | | |
|---------|------|------|------|-----|-----|-----|------|
| ТП 5-08 | 0,50 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 | 1,2 | 5,6 |
| ТП 5-19 | 0,73 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 | 2,0 | 7,6 |
| ТП 5-05 | 0,71 | 0,82 | 3,7 | 4,5 | 2,3 | 2,7 | 11,4 |
| ТП 5-13 | 0,58 | 0,26 | 1,28 | 4,5 | 2 | 0,7 | 2,2 |
| ТП 5-10 | 0,58 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 | 1,4 | 6,2 |
| ТП 5-11 | 0,65 | 0,37 | 1,97 | 4,6 | 2,6 | 1,2 | 4,6 |
| ТП 5-18 | 0,64 | 0,19 | 0,88 | 4,5 | 3 | 0,5 | 1,9 |

6.2 Приведенная нагрузка к стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к стороне 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах:

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2}.$$

(18)

Результат расчёта нагрузок на остальных ТП на стороне 10 кВ сведём в таблицу 19.

Таблица 19 - Нагрузка ТП на стороне 10 кВ ТП

| № ТП | ΔP_x , кВт | ΔP_k , кВт | U_k , % | I_x , % | ΔP_T , кВт | ΔQ_T , кВт | Активная, кВт | Реактивная, кВАр | Полная, кВА |
|---------|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------|-----------------------|------------------|---------------------|----------------|
| ТП 5-23 | 0,26 | 1,28 | 4,5 | 2 | 0,8 | 2,6 | 76 | 47 | 89 |
| ТП 5-06 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 | 1,7 | 7,0 | 211 | 54 | 218 |
| ТП 5-08 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 | 1,2 | 5,6 | 131 | 107 | 169 |
| ТП 5-19 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 | 2,0 | 7,6 | 117 | 25 | 120 |
| ТП 5-05 | 0,82 | 3,7 | 4,5 | 2,3 | 2,7 | 11,4 | 149 | 110 | 186 |
| ТП 5-13 | 0,26 | 1,28 | 4,5 | 2 | 0,7 | 2,2 | 31 | 22 | 38 |
| ТП 5-10 | 0,56 | 2,65 | 4,5 | 2,4 | 1,4 | 6,2 | 172 | 86 | 192 |
| ТП 5-11 | 0,37 | 1,97 | 4,6 | 2,6 | 1,2 | 4,6 | 64 | 22 | 68 |
| ТП 5-18 | 0,19 | 0,88 | 4,5 | 3 | 0,5 | 1,9 | 50 | 18 | 53 |

6.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

Учитывая географическое расположение села, а также принимая во внимание требования к надёжности электроснабжения потребителей, составляем 2 варианта схемы соединения ТП. Преимущественно используем петлевую схему при использовании секционирующего разъединителя. Каждая полупетля может питать четыре – пять ТП трансформаторами мощностью до 630 кВА, согласно [7].

ВЛ 10 кВ выполняем проводом SAХ (аналог СИП – 3), каталожные данные приведены в [6]. Данные по каждому из вариантов приведены в таблицах 20-21. Варианты сети представлены на листе 2 графической части проекта.

Таблица 20 – Параметры сети 10 кВ по варианту 1

| Линия | ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-23 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-08 | ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 | аварийный обрыв головного участка ПС - ТП 5-13 |
|-----------------------------|---|-----------------------------|--|
| Рсум, кВт | 715 | 286 | 1001 |
| Qсум, кВАр | 366 | 126 | 492 |
| Scум, кВА | 803 | 312 | 1115 |
| К _о | 0,85 | 0,9 | 0,8 |
| Р _р , кВт | 608 | 257 | 801 |
| Q _р , кВАр | 311 | 113 | 393 |
| S _р , кВА | 683 | 281 | 892 |
| I _р , А | 39 | 16 | 52 |
| I _{доп} , А | 245 | 245 | 245 |
| Сечение ВЛ, мм ² | 50 | 50 | 50 |
| L, км | 5,6 | 6,9 | 13,5 |
| пц | 1 | 1 | 1 |
| R _л , Ом/км | 0,72 | 0,72 | 0,72 |
| X _л , Ом/км | 0,072 | 0,072 | 0,072 |
| ΔW _л , кВтч | 164611 | 34403 | 677703 |
| ΔU _л , % | 2,6 | 1,3 | 8,2 |

Таблица 21 – Параметры сети 10 кВ по варианту 2

| Линия | ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23 | ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08 | аварийный обрыв головного участка ПС - ТП 5-13 |
|-------|---|---------------------------------------|--|
|-------|---|---------------------------------------|--|

| | | | |
|-----------------------------|-------|-------|--------|
| Рсум, кВт | 584 | 417 | 1001 |
| Qсум, кВАр | 259 | 233 | 492 |
| Sсум, кВА | 639 | 477 | 1115 |
| К _о | 0,85 | 0,9 | 0,8 |
| Р _р , кВт | 497 | 375 | 801 |
| Q _р , кВАр | 220 | 210 | 393 |
| S _р , кВА | 543 | 429 | 892 |
| I _р , А | 31 | 25 | 52 |
| I _{доп} , А | 245 | 245 | 245 |
| Сечение ВЛ, мм ² | 50 | 50 | 50 |
| L, км | 4,2 | 8,1 | 14 |
| пц | 1 | 1 | 1 |
| R _л , Ом/км | 0,72 | 0,72 | 0,72 |
| X _л , Ом/км | 0,072 | 0,072 | 0,072 |
| ΔW _л , кВтч | 78197 | 94217 | 702804 |
| ΔU _л , % | 1,6 | 2,3 | 8,5 |

Нагрузка линии по формуле, при условии, что активная нагрузка ТП различается менее чем в 4 раза:

$$S_{P\text{ ЛИН}} = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^n S_{P\text{ ТП } i},$$

(19)

где κ_o - коэффициент одновременности, принимаемы по таблице 22, [3].

Таблица 22 - Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6 - 20 кВ

| | | | | | | |
|-------------------------|-----|------|-----|------|------|------------|
| Количество ТП 10/0,4 кВ | 2 | 3 | 5 | 10 | 20 | 25 и более |
| Коэффициент κ_o | 0,9 | 0,85 | 0,8 | 0,75 | 0,70 | 0,65 |

Если активная нагрузка ТП, питаемых по линии различается более чем в 4 раза, то суммирование проводится по таблице 23, [3].

Таблица 23 - Суммирование нагрузок в сетях 6 - 35 кВ

| | | | | | | | | | | | |
|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|
| <i>P</i> | ΔP | <i>P</i> | ΔP | <i>P</i> | ΔP | <i>P</i> | ΔP | <i>P</i> | ΔP | <i>P</i> | ΔP |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | 0,6 | 34 | 23,6 | 84 | 62,5 | 250 | 194 | 580 | 465 | 920 | 758 |

| | | | | | | | | | | | |
|----|------|----|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|-----|
| 2 | 1,2 | 35 | 24,4 | 86 | 64,0 | 260 | 204 | 590 | 474 | 930 | 767 |
| 3 | 1,8 | 36 | 25,2 | 88 | 65,5 | 270 | 212 | 600 | 483 | 940 | 776 |
| 4 | 2,5 | 37 | 26,0 | 90 | 67,0 | 280 | 220 | 610 | 492 | 950 | 785 |
| 5 | 3,1 | 38 | 26,8 | 92 | 68,5 | 290 | 228 | 620 | 500 | 960 | 794 |
| 6 | 3,7 | 39 | 27,6 | 94 | 70,0 | 300 | 235 | 630 | 508 | 970 | 803 |
| 7 | 4,3 | 40 | 28,4 | 96 | 71,5 | 310 | 243 | 640 | 517 | 980 | 812 |
| 8 | 5,0 | 41 | 29,2 | 98 | 73,0 | 320 | 251 | 650 | 525 | 990 | 821 |
| 9 | 5,6 | 42 | 30,0 | 100 | 74,5 | 330 | 269 | 660 | 534 | 1000 | 830 |
| 10 | 6,3 | 43 | 30,8 | 105 | 78 | 340 | 267 | 670 | 543 | 1020 | 847 |
| 11 | 7,0 | 44 | 31,6 | ПО | 82 | 350 | 275 | 680 | 552 | 1040 | 865 |
| 12 | 7,7 | 45 | 32,4 | 115 | 86 | 360 | 283 | 690 | 561 | 1060 | 882 |
| 13 | 8,4 | 46 | 33,2 | 120 | 90 | 370 | 291 | 700 | 570 | 1080 | 900 |
| 14 | 9,0 | 47 | 34,0 | 125 | 94 | 380 | 299 | 710 | 578 | 1100 | 918 |
| 15 | 9,7 | 48 | 34,8 | 130 | 98 | 390 | 307 | 720 | 586 | 1120 | 935 |
| 16 | 10,4 | 49 | 35,6 | 135 | 102 | 400 | 315 | 730 | 594 | 1140 | 933 |
| 17 | 11,0 | 50 | 36,5 | 140 | 106 | 410 | 323 | 740 | 602 | 1160 | 970 |

продолжение таблицы 23

| | | | | | | | | | | | |
|----|------|----|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 18 | 11,6 | 52 | 38,0 | 145 | ПО | 420 | 332 | 750 | 610 | 1180 | 987 |
| 19 | 12,3 | 54 | 39,65 | 150 | 115 | 430 | 340 | 760 | 618 | 1200 | 1005 |
| 20 | 13,0 | 56 | 41,0 | 155 | 119 | 440 | 348 | 770 | 626 | 1220 | 1022 |
| 21 | 13,7 | 58 | 42,5 | 160 | 123 | 450 | 357 | 780 | 634 | 1240 | 1040 |
| 22 | 14,4 | 60 | 44,0 | 165 | 127 | 460 | 365 | 790 | 642 | 1260 | 1057 |
| 23 | 15,1 | 62 | 45,6 | 170 | 131 | 470 | 374 | 800 | 650 | 1280 | 1075 |
| 24 | 15,8 | 64 | 47,2 | 175 | 135 | 480 | 382 | 810 | 659 | 1300 | 1093 |
| 25 | 16,5 | 66 | 48,8 | 180 | 139 | 490 | 391 | 820 | 668 | 1320 | 1110 |
| 26 | 17,5 | 68 | 50,4 | 185 | 143 | 500 | 400 | 830 | 667 | 1340 | 1128 |
| 27 | 18,0 | 70 | 52,0 | 190 | 147 | 510 | 408 | 840 | 695 | 1360 | 1146 |
| 28 | 18,8 | 72 | 53,5 | 195 | 151 | 520 | 416 | 850 | 696 | 1380 | 1154 |
| 29 | 19,6 | 74 | 55,0 | 200 | 155 | 530 | 424 | 860 | 704 | 1400 | 1182 |
| 30 | 20,4 | 76 | 56,5 | 210 | 162 | 540 | 432 | 870 | 713 | 1420 | 1200 |
| 31 | 21,2 | 78 | 58,0 | 220 | 170 | 550 | 440 | 880 | 722 | 1440 | 1218 |
| 32 | 22,0 | 80 | 59,5 | 230 | 178 | 560 | 448 | 890 | 731 | 1460 | 1235 |
| 33 | 22,8 | 82 | 61,0 | 240 | 186 | 570 | 456 | 900 | 740 | 1480 | 1252 |

Расчётный ток линии находим по формуле (8). Выбираем провод марки SAХ (аналог СИП – 3) с длительно допустимым током 245 А, сечением 50 мм². Проверяем предварительно на допустимую потерю напряжения по формуле (9).

6.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (20)$$

где $E_H = 0,31$ - норматив дисконтирования;

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость ВЛ и выключателей соответственно, [26];

$C_0 = 1,9$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, по Постановлению №198-пр/э от 29.12.2016г.;

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$;

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Капиталовложения в элементы сети 10 кВ:

$$K_{ВЫКЛ} = N_{ВЫКЛ} \cdot C_{ВЫКЛ}; \quad (21)$$

где $N_{ВЫКЛ}$ - количество вакуумных выключателей 10 кВ, принимается согласно варианту сети 10 кВ,

$C_{ВЫКЛ}$ - стоимость выключателей, принимается в натуральной величине по [8], тыс.руб.

$$K_{ВЛ} = L_{ВЛ} \cdot C_{ВЛ}; \quad (22)$$

где $L_{ВЛ}$ - протяженность ВЛ выполненной проводом SAХ (аналог СИП – 3), принимается согласно принятого масштаба по листу графической части №2, км;

$C_{ВЛ}$ - стоимость 1 км линии 10 кВ, принимается в натуральной величине по [8], тыс.руб.

Потери энергии в линиях находятся как:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R) \cdot T, \quad (23)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;

R – активное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы.

Для варианта 1 проводится расчёт приведенных затрат:

$$K_{ВЫКЛ} = 2 \cdot 126 = 252 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{ВЛ} = 13,7 \cdot 100 = 1370 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{Л5-13} = \frac{(608)^2 + (311)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 5,6) \cdot 8760 = 164611,$$

$$\Delta W_{Л5-18} = \frac{(257)^2 + (113)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 6,9) \cdot 8760 = 34403$$

$$\Delta W_{Л5-13} = \frac{(801)^2 + (393)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 13,5) \cdot 8760 = 677703$$

$$З = 0,31 \cdot (252 + 1370) + (0,005 \cdot 1370 + 0,059 \cdot 252) + 1,9 \cdot (164611 + 34403 + 677703) / 1000 = 984 \text{ тыс.руб.}$$

Для варианта 2 проводится расчёт приведенных затрат:

$$K_{\text{выкл}} = 2 \cdot 126 = 252 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{\text{вл}} = 14,2 \cdot 100 = 1420 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{Л5-13} = \frac{(497)^2 + (220)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 4,2) \cdot 8760 = 78197,$$

$$\Delta W_{Л5-18} = \frac{(375)^2 + (210)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 8,1) \cdot 8760 = 94217$$

$$\Delta W_{Л5-13} = \frac{(801)^2 + (393)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 14) \cdot 8760 = 702804$$

$$З = 0,31 \cdot (252 + 1420) + (0,005 \cdot 1420 + 0,059 \cdot 252) + 1,9 \cdot (78197 + 94217 + 702804) / 1000 = 951 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчёта по вариантам сети сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

| Вар | N _{выкл} , шт | C _{выкл} , тыс руб | K _{выкл} , тыс руб | L, км | C _{сип} | K _{линии} , тыс руб | I _{экс} , тыс руб | I _{экс} _{выкл} , тыс руб | I _{ам} , тыс руб | П, кВт*ч | C _п руб/кВ т*ч | I _п , тыс руб | З, тыс руб |
|-----|------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------|------------------|------------------------------|----------------------------|--|---------------------------|----------|---------------------------|--------------------------|------------|
| 1 | 2 | 126 | 252 | 13,7 | 100 | 1370 | 7 | 15 | 81 | 199013 | 1,9 | 378 | 984 |
| 2 | 2 | 126 | 252 | 14,2 | 100 | 1420 | 7 | 15 | 84 | 172413 | 1,9 | 328 | 951 |

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 2 дешевле на 3%, таким образом варианты равноэкономичны. По минимальным потерям электроэнергии выбирается вариант 2. Подробная однолинейная схема варианта 2 показана на листе графической части ВКР №3.

6.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «Костюковка»

Согласно [3], расчетные нагрузки на шинах 6 - 20 кВ трансформаторных подстанций 35 - 110/6 - 20 кВ определяют суммированием расчетных нагрузок головных участков отходящих линий 6 - 20 кВ, таблица 22, [3]. Результат показан в таблице 25.

Таблица 25 – Нагрузка на шинах ПС «Костюковка»

| Линия | Суммарная нагрузка, кВА | cosφ | Суммарная активная нагрузка, кВт | Суммарная реактивная нагрузка, кВар |
|---|-------------------------|------|----------------------------------|-------------------------------------|
| ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23 | 543 | 0.90 | 497 | 220 |
| ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08 | 429 | 0.90 | 375 | 210 |
| на шинах ПС | 892 | 0.90 | 801 | 393 |

7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Необходимая мощность батарей конденсаторов:

$$Q_э = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пд}},$$

(24)

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пд}}$ – предельно допустимый коэффициент мощности по Приказу №380, $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пд}}=0,4$.

Определяем Q_3 :

$$Q_3 = 801 \cdot 0,4 = 320 \text{ квар.}$$

Определяем необходимую мощность компенсирующих устройств на две секции шин:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_3; \quad (25)$$

$$Q_{\text{ку}} = 393 - 320 = 73 \text{ квар.}$$

Используемые комплектные конденсаторные установки марки УКЛ(П) – 10 обладают техническими характеристиками по ёмкости батарей мощностью от 300 квар. Расчётное значение требуемой мощности батарей более чем в 3 раза меньше ближайшего стандартного номинала мощности батарей, поэтому проводить компенсацию реактивной мощности на ПС Костюковка нецелесообразно. Фактическая установленная мощность КУ:

$$Q_{\text{факт}} = 0 \text{ квар.}$$

Определяем фактическое значение Q_3 :

$$Q_3 = Q_p - Q_{\text{факт}} = 393 - 0 = 393 \text{ квар.}$$

8 ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для оценки значения токов КЗ в сети в целом, рассчитываем токи КЗ в характерных точках сети 10 кВ на ближней и дальней ТП на каждом луче.

В общем виде схема замещения сети 10 кВ для расчёта токов КЗ показана на рисунке 6. Определяем исходные данные для расчёта,

сопротивление системы находим при отключающей способности выключателя 12,5 кА, [9].

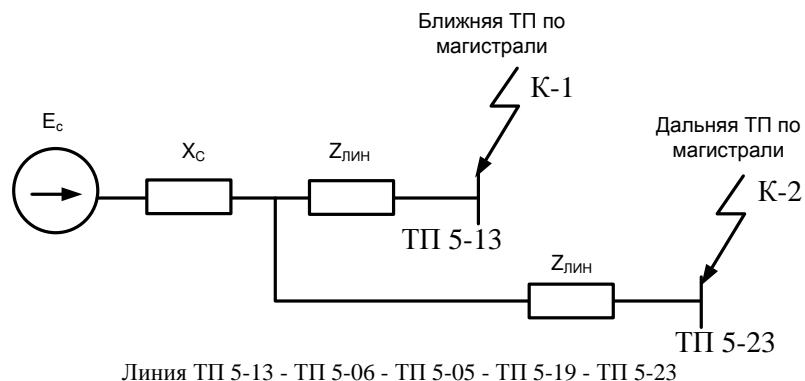


Рисунок 6 - Схема замещения участка сети 10 кВ
Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}},$$

(26)

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,486 \text{ Ом},$$

где U_H - напряжение системы, кВ.

Сопротивления участков линий 10 кВ до ТП 5-13:

$$R_{ЛП} = r_{y\partial} \cdot L,$$

(27)

$$R_{ЛП5-13} = 0,72 \cdot 0,2 = 0,14 \text{ Ом},$$

$$X_{ЛП} = x_{y\partial} \cdot L.$$

(28)

$$X_{ЛП5-13} = 0,01 \cdot 0,2 = 0,02 \text{ Ом}.$$

Результаты расчёта сопротивления участков сети 10 кВ покажем в таблице 26.

Таблица 26 – Сопротивления участков сети 10 кВ

| ТП | Длина, км | R _{экв} , Ом | Z _{экв} , Ом |
|--------------|-----------|-----------------------|-----------------------|
| 5-13 ближняя | 0,20 | 0,14 | 0,52 |
| 5-23 дальняя | 4,20 | 3,02 | 3,12 |
| 5-18 ближняя | 5,00 | 3,60 | 3,70 |
| 5-08 дальняя | 8,10 | 5,83 | 5,93 |

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{no} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K}^2 + X_{\Sigma K}^2}},$$

(29)

$$I_{noIII5-13} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,14^2 + (0,485 + 0,02)^2}} = 11,12.$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)},$$

(30)

$$I_{noIII5-13}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,12 = 9,68.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_{III} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314},$$

(31)

$$T_{III5-13} = \frac{0,485 + 0,02}{0,14 \cdot 314} = 0,011.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{T}},$$

(32)

$$K_{y\delta III5-13} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,011}} = 1,39.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\delta} = K_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no},$$

(33)

$$i_{y\delta III5-13} = 1,39 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,12 = 21,9.$$

Расчёт ведётся по алгоритму (26) – (33), результаты расчёта сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

| Линия | $I_{по}^{(3)}$, кА | $I_{по}^{(2)}$, кА | T, с | $K_{уд}$ | $I_{уд}$, кА |
|--------------|---------------------|---------------------|-------|----------|---------------|
| 5-13 ближняя | 11,12 | 9,68 | 0,011 | 1,39 | 21,9 |
| 5-23 дальняя | 1,85 | 1,61 | 0,001 | 1,00 | 2,6 |
| 5-18 ближняя | 1,56 | 1,36 | 0,001 | 1,00 | 2,2 |
| 5-08 дальняя | 0,97 | 0,85 | 0,001 | 1,00 | 1,4 |

8.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ ведём в именованных единицах в соответствии с рисунком 7, принимая за расчётные точки электрически ближайšie и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП.

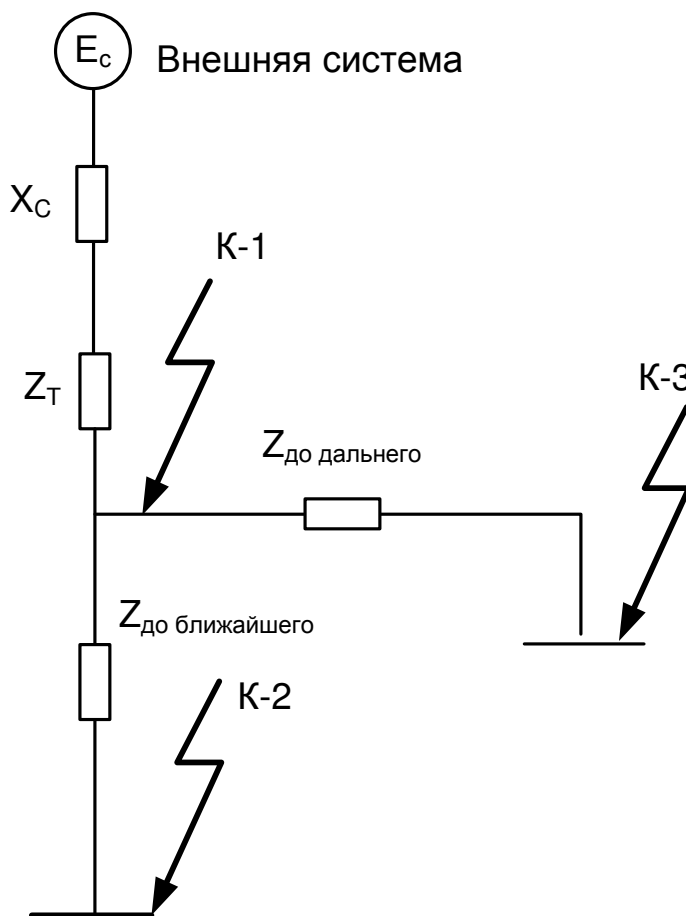


Рисунок 7- Схема замещения сети 0,4 кВ

Сопротивление системы определяется по следующей формуле при учёте отключающей способности выключателя нагрузки не стороне ВН ТП, Ом:

$$x_C = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Кз}}^{(3)}}, \quad (34)$$

$$x_C = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 11,12} = 0,0021 \text{ Ом},$$

где $U_{\text{НН}}$ - напряжение НН ТП, 0,4 кВ.

Активные и индуктивные сопротивления участков линий 0,4 кВ до ближнего и дальнего потребителя от шин 0,4 кВ ТП 5-13, Ом:

$$X_{Л\text{ дальний}} = x_{уд} \cdot L,$$

$$X_{Л\text{ дальний}} = 0,1 \cdot 0,18 = 0,018,$$

$$R_{Л\text{ дальний}} = r_{уд} \cdot L,$$

$$R_{Л\text{ дальний}} = 1,91 \cdot 0,18 = 0,343,$$

$$X_{Л\text{ ближний}} = 0,01 \cdot 0,06 = 0,006,$$

$$R_{Л\text{ ближний}} = 1,91 \cdot 0,06 = 0,114,$$

где $r_{уд}, x_{уд}$ - удельное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка, км.

Сопротивление трансформатора ТМ-63: $R_T = 0,059, X_T = 0,116$ Ом.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТП5-13, кА:

$$I_{по} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T)^2 + (X_T + x_C)^2}};$$

(35)

$$I_{по\text{ К-1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,059)^2 + (0,0021 + 0,116)^2}} = 1,75,$$

$$I_{по\text{ К-2}} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_{Л\text{ ближний}})^2 + (X_T + x_C + X_{Л\text{ ближний}})^2}};$$

$$I_{по\text{ К-2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,059 + 0,114)^2 + (0,0021 + 0,116 + 0,006)^2}} = 0,9,$$

$$I_{\text{ПОК-3}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_{\text{Л дальний}})^2 + (X_T + X_C + X_{\text{Л дальний}})^2}};$$

$$I_{\text{ПОК-3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,059 + 0,344)^2 + (0,0021 + 0,116 + 0,018)^2}} = 0,5.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314},$$

(36)

$$T_{\text{К-1}} = \frac{(0,0021 + 0,116)}{0,059 \cdot 314} = 0,006 \text{ с},$$

$$T_{\text{К-2}} = \frac{(0,0021 + 0,116 + 0,006)}{(0,059 + 0,114) \cdot 314} = 0,0001 \text{ с},$$

$$T_{\text{К-3}} = \frac{(0,0021 + 0,116 + 0,018)}{(0,059 + 0,344) \cdot 314} = 0,0001 \text{ с}.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{К-1}}}},$$

(37)

$$K_{\text{удК-1}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,006}} = 1,21,$$

$$K_{\text{удК-2}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0001}} = 1,$$

$$K_{\text{удК-3}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0001}} = 1.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}},$$

(38)

$$i_{y\partial K-1} = 1,21 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,75 = 2,99,$$

$$i_{y\partial K-2} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,9 = 1,3,$$

$$i_{y\partial K-3} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,5 = 0,7.$$

Для проверки чувствительности вставок предохранителей, дополнительно необходимо найти ток однофазного КЗ, кА:

$$I_{\text{ПО } K-1}^{(1)} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}},$$

(39)

$$I_{\text{ПО } K-1}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,059 + 0,059 + 0,059)^2 + (0,118 + 0,118 + 0,118)^2}} = 0,59$$

$$I_{\text{ПО } K-2}^{(1)} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2 + Z_{\text{шиныТП}}^2}},$$

$$I_{\text{ПО } K-2}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(4 \cdot 0,114)^2 + (10 \cdot 0,006)^2 + 0,132}} = 0,39,$$

$$I_{\text{ПО } K-3}^{(1)} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}},$$

$$I_{\text{ПО } K-3}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(4 \cdot 0,344)^2 + (10 \cdot 0,018)^2 + 0,132}} = 0,15,$$

где $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$ - сопротивления обратной последовательности, для всех имеющих элементов равно сопротивлению прямой последовательности;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - сопротивления прямой последовательности;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0,l} = 3-5 \cdot X_{1,l}, R_{0,l} = 10 \cdot R_{1,l}$, [9].

Расчёт ведётся по данному алгоритму для каждой ТП, результаты расчёта сводим в таблицы 28-31.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики, [9].

Таблица 28 – Результаты расчетов сопротивлений на шинах ТП 0,4 кВ

| Подстанция | $S_{\text{ном Т}}$, кВА | $X_{\text{Т}}$, мОм | $R_{\text{Т}}$, мОм | X_{Σ} , мОм | Z_{Σ} , мОм |
|--------------|--------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| 5-13 ближняя | 63 | 116 | 59 | 2,1 | 132,00 |
| 5-23 дальняя | 63 | 116 | 59 | 12,5 | 141,40 |
| 5-18 ближняя | 40 | 170 | 100 | 14,8 | 210,11 |
| 5-08 дальняя | 160 | 52,7 | 16,6 | 23,7 | 78,20 |

Таблица 29 – Результаты расчетов сопротивлений на линиях 0,4 кВ

| точка кз | L, км | R, Ом/км | X, Ом/км | $R_{\text{л}}$, мОм | $X_{\text{л}}$, мОм | Z_{Σ} , мОм |
|--------------------|-------|----------|----------|----------------------|----------------------|--------------------|
| ТП 5-23 дальний ЭП | 0,3 | 1,2 | 0,09 | 360,0 | 27,0 | 361,0 |
| ТП 5-23 ближний ЭП | 0,12 | 1,91 | 0,1 | 229,2 | 12,0 | 229,5 |
| ТП 5-08 дальний ЭП | 0,51 | 0,64 | 0,09 | 326,4 | 45,9 | 329,6 |
| ТП 5-08 ближний ЭП | 0,27 | 1,2 | 0,09 | 324,0 | 24,3 | 324,9 |
| ТП 5-13 ближний ЭП | 0,06 | 1,91 | 0,1 | 114,6 | 6,0 | 114,8 |
| ТП 5-13 дальний ЭП | 0,18 | 1,91 | 0,1 | 343,8 | 18,0 | 344,3 |

| | | | | | | |
|--------------------|------|------|-----|-------|-----|-------|
| ТП 5-18 ближний ЭП | 0,06 | 1,91 | 0,1 | 114,6 | 6,0 | 114,8 |
| ТП 5-18 дальний ЭП | 0,09 | 1,91 | 0,1 | 171,9 | 9,0 | 172,1 |

Таблица 30 – Результаты расчетов токов КЗ на шинах ТП 0,4 кВ

| Подстанция | $I_{по}^{(3)}$, кА | $I_{по}^{(1)}$, кА | T, с | $K_{уд}$ | $I_{уд}$, кА |
|--------------|---------------------|---------------------|-------|----------|---------------|
| 5-13 ближняя | 1,75 | 0,59 | 0,006 | 1,21 | 2,993 |
| 5-23 дальняя | 1,64 | 0,59 | 0,007 | 1,24 | 2,860 |
| 5-18 ближняя | 1,10 | 0,39 | 0,006 | 1,18 | 1,841 |
| 5-08 дальняя | 2,96 | 1,39 | 0,015 | 1,51 | 6,295 |

Таблица 31 – Результаты расчетов токов КЗ на линиях 0,4 кВ

| точка кз | $I_{по}^{(3)}$, кА | $I_{по}^{(1)}$, кА | T, с | $K_{уд}$ | $I_{уд}$, кА |
|--------------------|---------------------|---------------------|-------|----------|---------------|
| ТП 5-23 дальний ЭП | 0,5 | 0,14 | 0,000 | 1,0 | 0,7 |
| ТП 5-23 ближний ЭП | 0,6 | 0,22 | 0,000 | 1,0 | 0,9 |
| ТП 5-08 дальний ЭП | 0,6 | 0,16 | 0,000 | 1,0 | 0,8 |
| ТП 5-08 ближний ЭП | 0,6 | 0,17 | 0,000 | 1,0 | 0,8 |
| ТП 5-13 ближний ЭП | 0,9 | 0,39 | 0,000 | 1,0 | 1,3 |
| ТП 5-13 дальний ЭП | 0,5 | 0,15 | 0,000 | 1,0 | 0,7 |
| ТП 5-18 ближний ЭП | 0,7 | 0,34 | 0,000 | 1,0 | 1,0 |
| ТП 5-18 дальний ЭП | 0,6 | 0,26 | 0,000 | 1,0 | 0,9 |

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (40)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на ТП 5-23 расчётный ток составляет 62 А, поэтому выбираем автомат АЕ-2063-100 с током электромагнитного расцепителя 100 А:

$$100 \text{ А} \geq 62 \text{ А}$$

Паспортные данные АЕ-2063 берём в [10].

Результаты расчёта сведены в таблицу 32.

Таблица 32 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на вводе ТП

| № ТП | I_P АВТ, А | $I_{ном. расц}$, А | Марка выключателя |
|---------|--------------|---------------------|-------------------|
| ТП 5-23 | 62 | 100 | АЕ-2063 |
| ТП 5-06 | 152 | 160 | АЕ-2063 |
| ТП 5-08 | 115 | 160 | АЕ-2063 |
| ТП 5-19 | 168 | 250 | АЕ-2063 |
| ТП 5-05 | 255 | 400 | ВА 04-36 |
| ТП 5-13 | 53 | 63 | АЕ-2063 |
| ТП 5-10 | 133 | 160 | АЕ-2063 |
| ТП 5-11 | 94 | 100 | АЕ-2063 |
| ТП 5-18 | 37 | 63 | АЕ-2063 |

Проверим АВ на ТП 5-23: АЕ-2063-100. Его справочные данные:

$$I_{отк} = 10 \text{ кА},$$

$$I_{номрасц} = 378 \text{ А}.$$

Токи КЗ для данного выключателя:

$$I_{но}^{(3)} = 1,75 \text{ кА},$$

$$I_{но}^{(1)} = 0,59 \text{ кА}.$$

Проверка по отстройке от пиковых токов:

$$I_{сррасц} \geq I_{пик} = 1,5 \cdot I_P,$$

$$100 \geq 1,5 \cdot 62,$$

$$100 \geq 95.$$

Проверка по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$1,75 \leq 10$$

Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$592 \geq 1,25 \cdot 378; .$$

$$592 \geq 473 .$$

Таким образом, проверив автоматический выключатель на ТП 5-23, убедились, что он выбран правильно.

Таблица 33 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ на вводе ТП

| № ТП | По отстройке от пиковых токов | | По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ | | По чувствительности к токам КЗ | |
|--------------|---------------------------------|---|--|------------------------------|----------------------------------|--|
| | $I_{\text{ср расц}}, \text{ A}$ | $1,5 \cdot I_{\text{ном. расц}}, \text{ A}$ | $I_{\text{по}}^{(3)}, \text{ кА}$ | $I_{\text{отк}}, \text{ кА}$ | $I_{\text{по}}^{(1)}, \text{ A}$ | $1,25 \cdot I_{\text{ср расц}}, \text{ A}$ |
| 5-13 ближняя | 378 | 94,5 | 1,75 | 10 | 592 | 78,75 |
| 5-23 дальняя | 400 | 150 | 1,64 | 10 | 592 | 125 |
| 5-18 ближняя | 252 | 94,5 | 1,10 | 10 | 391 | 78,75 |
| 5-08 дальняя | 960 | 240 | 2,96 | 10 | 1395 | 200 |

Для линий 0,4 кВ расчёт ведётся аналогично.

Таблица 34 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на линиях

| Подстанция | $I_{\text{р АВТ}}, \text{ A}$ | $I_{\text{ном. расц}}, \text{ A}$ | Марка выключателя |
|------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| ТП 5-23 | | | |
| ф-1 | 60 | 63 | АЕ-2053 |
| ф-2 | 34 | 63 | АЕ-2063 |
| ф-3 | 28 | 63 | АЕ-2063 |
| ТП 5-06 | | | |
| ф-1 | 63 | 80 | АЕ-2053 |
| ф-2 | 97 | 100 | АЕ-2053 |
| ф-3 | 124 | 160 | АЕ-2053 |
| ф-4 | 57 | 63 | АЕ-2053 |
| ТП 5-08 | | | |
| ф-1 | 58 | 63 | АЕ-2063 |
| ф-2 | 87 | 100 | АЕ-2063 |
| ф-3 | 66 | 80 | АЕ-2063 |
| ТП 5-19 | | | |

| | | | |
|---------|-----|-----|---------|
| ф-1 | 85 | 100 | АЕ-2053 |
| ф-2 | 53 | 63 | АЕ-2053 |
| ф-3 | 41 | 63 | АЕ-2053 |
| ТП 5-05 | | | |
| ф-1 | 95 | 100 | АЕ-2063 |
| ф-2 | 141 | 160 | АЕ-2063 |
| ТП 5-13 | | | |
| ф-1 | 15 | 63 | АЕ-2063 |
| ф-2 | 32 | 63 | АЕ-2053 |
| ТП 5-10 | | | |
| ф-1 | 50 | 63 | АЕ-2053 |
| ф-2 | 99 | 160 | АЕ-2053 |
| ф-3 | 58 | 63 | АЕ-2053 |
| ф-4 | 83 | 100 | АЕ-2053 |
| ТП 5-11 | | | |
| ф-1 | 53 | 63 | АЕ-2063 |
| ф-2 | 40 | 63 | АЕ-2053 |
| ТП 5-18 | | | |
| ф-1 | 42 | 63 | АЕ-2063 |
| ф-2 | 42 | 63 | АЕ-2053 |

Таблица 35 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ на линиях

| Подстанция | По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ | | По чувствительности к токам КЗ | | | | |
|--------------------|--|----------------|--------------------------------|---|-----------------------------|------------|---------------|
| | $I^{(3)}_{по}$, кА | $I_{отк}$, кА | $I^{(1)}_{по}$, А | К | $1,25 \cdot I_{ср}$ расц, А | $I_{расц}$ | $I_{ср}$ расц |
| ТП 5-23 дальний ЭП | 0,5 | 5,0 | 144 | 1 | 79 | 63 | 63 |
| ТП 5-23 ближний ЭП | 0,6 | 6,0 | 217 | 2 | 158 | 63 | 126 |
| ТП 5-08 дальний ЭП | 0,6 | 5,0 | 158 | 1 | 79 | 63 | 63 |
| ТП 5-08 ближний ЭП | 0,6 | 6,0 | 166 | 1 | 125 | 100 | 100 |
| ТП 5-13 ближний ЭП | 0,9 | 9,0 | 389 | 4 | 315 | 63 | 252 |
| ТП 5-13 дальний ЭП | 0,5 | 10,0 | 152 | 1 | 79 | 63 | 63 |
| ТП 5-18 ближний ЭП | 0,7 | 9,0 | 344 | 4 | 315 | 63 | 252 |

| | | | | | | | |
|-----------------------|-----|------|-----|---|-----|----|-----|
| ТП 5-18 дальний ЭП | 0,6 | 10,0 | 256 | 2 | 158 | 63 | 126 |
|-----------------------|-----|------|-----|---|-----|----|-----|

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

10.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток ВН определяем по формуле (для ТП 5-23):

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}.$$

(41)

$$I_{РАСЧ} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4 \text{ A}.$$

Таким образом, как видно из формулы (41), на каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПК1 – 10У1 с током плавкой вставки 10 А и током патрона 20 А. В формуле (41) берём номинальную мощность одного трансформатора ТП. Расчёт для остальных ТП сведём в таблицу 36. Паспортные данные берём в [10].

Таблица 36 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

| № ТП | Количество тр-ов ТП | Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА | $I_{РАСЧ}$, А | $I_{НОМПР}$, А | $I_{ВСТ}$, А | Тип предохранителя |
|---------|---------------------|---|----------------|-----------------|---------------|--------------------|
| ТП 5-23 | 2 | 63 | 4 | 20 | 10 | ПКТ101 – 10У1 |
| ТП 5-06 | 2 | 160 | 9 | 20 | 10 | ПКТ101 – 10У1 |
| ТП 5-08 | 2 | 160 | 9 | 20 | 10 | ПКТ101 – 10У1 |
| ТП 5-19 | 1 | 160 | 9 | 20 | 10 | ПКТ101 – 10У1 |
| ТП 5-05 | 1 | 250 | 14 | 20 | 16 | ПКТ101 – 10У1 |
| ТП 5-13 | 1 | 63 | 4 | 20 | 10 | ПКТ101 – 10У1 |
| ТП 5-10 | 2 | 160 | 9 | 20 | 10 | ПКТ102 – 10У1 |
| ТП 5-11 | 1 | 100 | 6 | 20 | 10 | ПКТ102 – 10У1 |
| ТП 5-18 | 2 | 40 | 2 | 20 | 6 | ПКТ102 – 10У1 |

10.2 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле для ТП 5-23, кА*с:

$$B_K = I_{КЗ}^2 \cdot t_{П},$$

(42)

$$B_K = 1,85^2 \cdot (0,055 + 2) = 7,$$

где $I_{КЗ}$ - установившееся значение тока КЗ;

t_{II} - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с), с учётом ступени селективности 2 с.

Результаты расчёта сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Проверка сечений линий 10 кВ

| Линия | $I^{(3)}_{по}$, кА | $W_{к\ расч}$, кА*с | $W_{к\ ном}$, кА*с |
|--------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| 5-13 ближняя | 11,12 | 68,0 | 74 |
| 5-23 дальняя | 1,85 | 7,0 | 74 |
| 5-18 ближняя | 1,56 | 1,3 | 74 |
| 5-08 дальняя | 0,97 | 1,0 | 74 |

Анализируя данные таблицы, видно что все линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ, поэтому для них принимаем сечение 50 мм^2 ($I_{кз} = 4,3 \text{ кА}$ для провода СИП-3-50, $W_{к\ ном}$ для СИП-3-50 в течении 4 с равен 74 кА*с).

10.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) устанавливаются

- на головных участках ВЛ 10 кВ;
- на ТП.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

(43)

- по току

$$I_{норм} (I_{max}) \leq I_{1ном} .$$

(44)

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{1ном},$$

(45)

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T,$$

(46)

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

(47)

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} \quad (48)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Выбираем трансформатор тока на стороне 10 кВ ТП.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка, В*А, фазы | | |
|-----------------|--------------|---------------------|-----|------|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | | 0.5 | |
| Счетчик АЭ и РЭ | Меркурий 223 | 0.15 | | 0.15 |
| Ваттметр | Д-335 | 0.5 | | 0.5 |
| Варметр | Д-335 | 0.5 | | 0.5 |
| Итого | | 1.15 | 0.5 | 1.15 |

Из таблицы 38 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Выбираем ТТ марки ТОЛ-10. Паспортные данные берём из [11].

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на ТП 5-13:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о.ТП}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + \Delta t), \quad (49)$$

$$B_K = 11,12^2 \cdot (0,1 + 0,5) = 74,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 8^2 \cdot 3 = 128 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{н.о.ТП1}$ - максимальный ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП 5-13;
 $t_{отк}$ - время отключения выключателя нагрузки, для выключателя 0,1с;
 Δt - время селективности защиты 0,5с;
 I_T - ток термической стойкости ТТ;
 t_T - время термической стойкости ТТ - 3с.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=12,5$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2},$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

$$r_{приб} = \frac{1,15}{5^2} = 0,046 \text{ Ом},$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5$ м.

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0.1 \text{ Ом}$).

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}.$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.046 = 0.181 \text{ Ом}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 39.

Таблица 39 – Выбор трансформатора тока 10 кВ на ТП 5-13

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--------------------------------------|-------------------------------------|
| $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_H \geq U_P$ |
| $I_H = 20 \text{ А}$ | $I_P \text{ ТП 5-13} = 4 \text{ А}$ | $I_H \geq I_{P\text{max}}$ |
| $Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5) | $Z_{HP} = 0.181 \text{ Ом}$ | $Z_{2H} \geq Z_{HP}$ |
| $B_{KH} = 128 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{KP} = 74,3 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{KH} \geq B_{KP}$ |
| $I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 21,9 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$ |

Для остальных ТП выбор проводится аналогично, учитывая, что напряжение установки и вторичная нагрузка у всех ТТ одинакова. Результаты сведём в таблицу 40.

Таблица 40 – Трансформаторы тока 10 кВ на ТП

| № ТП | Количество трансформаторов ТП | Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА | $I_P \text{ ТП, А}$ | $I_H, \text{ А}$ | $B_{KP}, \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{KH}, \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{\text{уд}}, \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}}, \text{ кА}$ |
|---------|-------------------------------|---|---------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| ТП 5-23 | 2 | 63 | 4 | 20 | 8,9 | 128 | 2,62 | 25 |
| ТП 5-06 | 2 | 160 | 9 | 20 | 136,2 | 128 | 21,92 | 25 |
| ТП 5-08 | 2 | 160 | 9 | 20 | 2,0 | 128 | 1,38 | 25 |
| ТП 5-19 | 1 | 160 | 9 | 20 | 259,9 | 128 | 21,92 | 25 |
| ТП 5-05 | 1 | 250 | 14 | 20 | 198,0 | 128 | 21,92 | 25 |
| ТП 5-13 | 1 | 63 | 4 | 20 | 74,3 | 128 | 21,92 | 25 |
| ТП 5-10 | 2 | 160 | 9 | 20 | 3,9 | 128 | 2,21 | 25 |
| ТП 5-11 | 1 | 100 | 6 | 20 | 2,7 | 128 | 2,21 | 25 |

| | | | | | | | | |
|---------|---|----|---|----|-----|-----|------|----|
| ТП 5-18 | 2 | 40 | 2 | 20 | 1,5 | 128 | 2,21 | 25 |
|---------|---|----|---|----|-----|-----|------|----|

Проведём расчёт для ТТ на линейных ячейках КРУ.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1,0) = 164 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{н.о}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС, принимается предельное значение 12,5 кА для вакуумного выключателя ВВТел-10;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя на шинах ЦП, для выключателя 0,045с+0,01с=0,055с;

Δt - время селективности защиты 1,0 с;

I_T - ток термической стойкости ТТ;

t_T - время термической стойкости ТТ - 3с.

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 41.

Таблица 41– Выбор трансформатора тока 10 кВ для линейных ячеек

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--|-----------------------------|
| $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_H \geq U_p$ |
| $I_H = 100 \text{ А}$ $I_H = 100 \text{ А}$ | $I_{p\text{макс}} \text{ ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23} = 31 \text{ А}$ $I_{p\text{макс}} \text{ ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08} = 25 \text{ А}$ | $I_H \geq I_{p\text{макс}}$ |
| $Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5) | $Z_{Hp} = 0,181 \text{ Ом}$ | $Z_{2H} \geq Z_{Hp}$ |
| $B_{KH} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{Kp} = 164 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{KH} \geq B_{Kp}$ |
| $I_{дин} = 25 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 21,9 \text{ кА}$ | $I_{дин} \geq I_{уд}$ |

Выбираются ТТ марки ТОЛ-10. На вводных ячейках ТТ не устанавливаются, так как не известна полная нагрузка ПС «Костюковка».

10.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (50)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (51)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок (таблица 42) и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч.}$.

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2\text{расч}}$ можно определить по выражению (51). При этом должно соблюдаться условие (50).

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 14,5 \text{ Вт}, Q_{2\Sigma} = 23 \text{ ВАр}, S_{2\Sigma} = 27 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-10У3 по [12].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 42.

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

| Прибор | Тип | Потребляемая мощность одной катушки, В*А | Число катушек | Cos φ | Sin φ | Общая потребляемая мощность | |
|------------|--------------|--|---------------|-------|-------|-----------------------------|--------|
| | | | | | | P, Вт | Q, В*А |
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | - |
| Ваттметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 3 | - |
| Счетчик АЭ | Меркурий 223 | 5 ВА | 5 | 0.38 | 0.925 | 9,5 | 23 |
| Итого | - | - | - | - | - | 14,5 | 23 |

Таблица 43 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

| Расчетные данные | Каталожные данные | Условия выбора |
|---|---|-------------------------------------|
| $U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 27 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5) | $U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 75 \text{ ВА}$ | $U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$ |

По условиям выбора ТН проходят.

10.5 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Проверим выключатели нагрузки для ТП 5-13. На остальных ТП установим аналогичные выключатели нагрузки. Для магистрали, по которой питается ТП 5-13:

$$B_k = I_{н.о.ТП}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_k = 11,12^2 \cdot (0,1 + 0,5) = 74,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм};$$

$$B_{кном} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,055\text{с}$.

Справочные данные берём в [10].

Таблица 44 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Справочные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|---|--|---|
| $U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ $i_{скв} = 25 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$ | $U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 4 \text{ А}$ $i_{уд ТП5-13} = 21,9 \text{ кА}$ $B_{к.} = 74,3 \text{ кА}^2\text{с}$ | $U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ |

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 45.

Таблица 45 - Выбор выключателей нагрузки

| № ТП | I_P ТП, А | I_H , А | $B_{кр}$, $\text{кА}^2\text{с}$ | $B_{кн}$, $\text{кА}^2\text{с}$ | $I_{уд}$, кА | $I_{дин}$, кА |
|---------|-------------|-----------|----------------------------------|----------------------------------|---------------|----------------|
| ТП 5-23 | 4 | 400 | 8,9 | 400 | 2,62 | 25 |
| ТП 5-06 | 9 | 400 | 136,2 | 400 | 21,92 | 25 |
| ТП 5-08 | 9 | 400 | 2,0 | 400 | 1,38 | 25 |
| ТП 5-19 | 9 | 400 | 259,9 | 400 | 21,92 | 25 |
| ТП 5-05 | 14 | 400 | 198,0 | 400 | 21,92 | 25 |
| ТП 5-13 | 4 | 400 | 74,3 | 400 | 21,92 | 25 |
| ТП 5-10 | 9 | 400 | 3,9 | 400 | 2,21 | 25 |
| ТП 5-11 | 6 | 401 | 2,7 | 400 | 2,21 | 25 |
| ТП 5-18 | 2 | 402 | 1,5 | 400 | 2,21 | 25 |

Таким образом, на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки

марки ВМП - 10/400.

10.6 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС «Костюковка» выбираем вакуумные выключатели. Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, I_{мах} \leq I_{ном};$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном};$$

Принимаем линейные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2, [13].

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_{к} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_{к} = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1,0) = 164 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045\text{с}$, с учётом ступени селективности 1,0с.

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{кном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл},$$

(52)

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

$I_{ном\ откл}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.ПС}^{(3)} + i_{атПС} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right),$$

(53)

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0.40}{100}\right),$$

$$24,6 \leq 39.59 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 46.

Таблица 46 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

| Справочные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|---|-------------------------------------|-------------------------|
| $U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \geq U_{ном}$ |
| $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{рmax} = 52 \text{ А}$ | $I_{ном} \geq I_{рmax}$ |
| $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{рmax} = 52 \text{ А}$ | $i_{св} \geq i_{уд}$ |
| $i_{св} = 32 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 21,9 \text{ кА}$ | |
| $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к.} = 164 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ |
| $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{по} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{вкл} \geq I_{по}$ |
| $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{пт} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{откл} \geq I_{пт}$ |
| $i_{a.ном} = 11,31 \text{ кА}$ | $i_{ат} = 6,8 \text{ кА}$ | $i_{a.ном} \geq i_{ат}$ |

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2.

10.7 Выбор КРУ

Проверяем существующие на ПС ячейки КРУ типа К-VI-У. Общий вид КРУ показан на рисунке 8, [14].



Рисунок 8 – Ячейка К-VI-У

Ячейка К-VI-У предназначена для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 и 10 кВ и используется в распределительных устройствах собственных нужд электростанций, электрических подстанций энергосистем и промышленных предприятий, а также на объектах энергоснабжения ответственных потребителей сельского хозяйства.

Технические данные

- Основные технические данные ячейки К-VI

У соответствуют опросному листу Заказчика.

- Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP20 при закрытой двери релейного шкафа, при открытой двери релейного шкафа и расположении выкатного элемента в контрольное положение IP00, для отдельно стоящего шкафа ТСН – IP34.

- Климатическое исполнение для работы внутри помещения УЗ по ГОСТ 15150 а отдельно стоящий шкаф ТСН предназначенный для работы на открытом воздухе имеет климатическое исполнение УХЛ1.

- Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха от +35°С до -5° С (с внутренним обогревом -25° С), для отдельно стоящего шкафа ТСН от +40°С до -40° С;

- относительная влажность воздуха не более 80% при +20° С;

- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров, а также производственной пыли в концентрациях, разрушающих металл и изоляцию;

- группа условий эксплуатации в части воздействия механических факторов внешней среды – М1 по ГОСТ 17516.1

10.8 Выбор трансформаторных подстанций

В данной ВКР применяются комплектные (250-400 кВА) и столбовые (до 160 кВА) трансформаторные подстанции производства ООО «Сторге» г. Санкт-Петербург, [13].

СТП предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в условиях умеренного климата.. Общий вид СТП 10/0,4 кВ показан на рисунке 9.

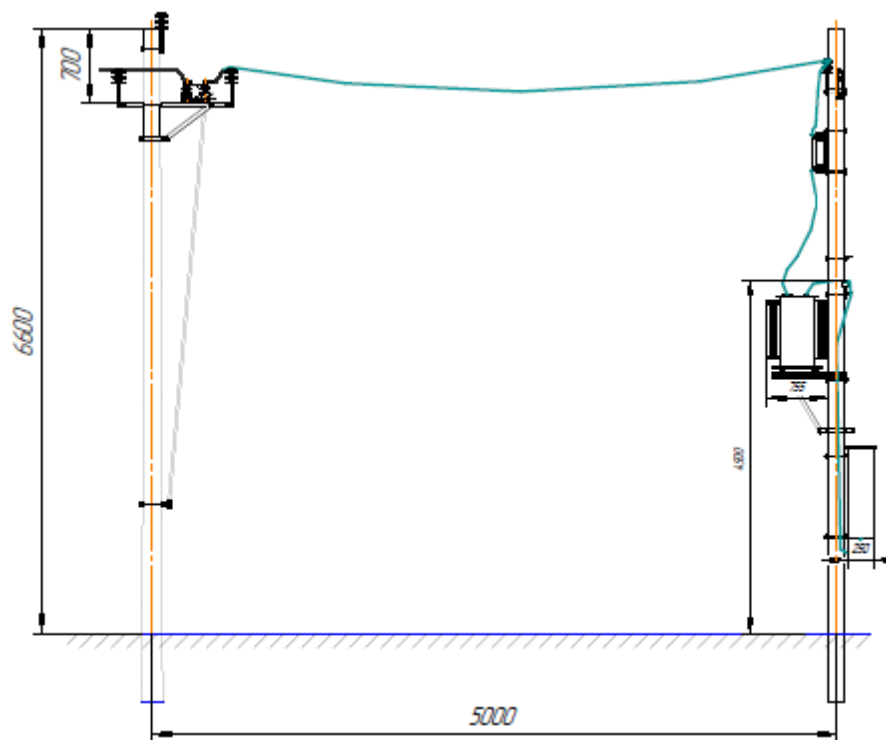


Рисунок 9 – СТП 10/0,4 кВ

11 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НАДЁЖНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ И ПРОЕКТИРУЕМОЙ СХЕМ

В соответствии с [15], инженерные методы применяются тогда, когда анализируется надежность объекта, который может быть представлен в виде системы, об элементах и связях которой имеется вся информация.

Эти методы иногда называются расчетными. Их применение к решению реальных задач требует предварительного моделирования объекта с целью его представления в виде абстрактного, т.е. расчетной схемы.

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции

системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}},$$

(54)

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по [16], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов, для цепочки 1 проектируемой сети:

$$\omega = 0,005 + 0,06 + 1,26 + 0,287 + 0,007 = 1,619 \text{ 1/год}.$$

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{I,II} = \omega_I \cdot q_{II} + \omega_{II} \cdot q_I + \omega_I^* \cdot q_{npII} + \omega_{II}^* \cdot q_{npI},$$

(55)

$$\omega_{I,II} = 1,619 \cdot 0,001133 + 2,789 \cdot 0,0001 + 2,729 \cdot 0,001133 + 1,578 \cdot 0,0001 = 0,00485 \text{ 1/год},$$

где q_{np} - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле для секции шин цепочки 1 и трансформатора цепочки 2:

$$q_{cu} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_z},,$$

(56)

$$q_{cu2} = \frac{0,06 \cdot 14}{8760} = 0,000096 \text{ o.e.},$$

$$q_{mp} = \frac{0,041 \cdot 6}{8760} = 0,00003 \text{ o.e.}$$

ω^* находим по формуле для первой и второй цепочки:

$$\omega_I^* = \omega_c - \omega_{np.n6},,$$

(57)

$$\omega_I^* = 1,619 - 0,041 = 1,578 \text{ 1/год},$$

$$\omega_{II}^* = \omega_c - \omega_{np.n6},$$

$$\omega_{II}^* = 2,789 - 0,06 = 2,729 \text{ 1/год}.$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1,$$

(58)

$$q_c = 0,0001 \cdot 0,001133 + 0,632 \cdot 1,619 \cdot 0,001133 + \\ + 0,51 \cdot 2,789 \cdot 0,0001 = 0,00258 \text{ o.e.},$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению для каждой цепочки:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Bэк}}},$$

(59)

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-6}{6}} = 0,632 \text{ o.e.},$$

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-5,4}{7,4}} = 0,51 \text{ o.e.}$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа проектируемой системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) +$$

$$+ q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'),$$

(60)

$$q_{c.ABP} = 0,00258 \cdot 0,997 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0 \cdot 0,91 +$$

$$+ 0,5 \cdot 0,977 \cdot 0 + 0,5 \cdot 0 \cdot 0 = 0,00234 \text{ o.e.},$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента, посчитана ранее 0,00258;

$q(S / A_1' A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента, принимается 0,5;

$q(S / A_1 A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного, принимается 0,5;

$q(S/A_1A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента, принимается 0,5;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента, принимается 0,997, расчёт показан в приложении А;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента, принимается 0,91, расчёт показан в приложении А;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента, принимается 0;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента, принимается 0.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c},$$

(61)

$$T_c = \frac{1}{0,00485} = 206 \text{ лет.}$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c},$$

(62)

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,00485} = 21,7 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c},$$

(63)

$$t_{BC} = \frac{0,00234}{0,00485} = 0,5 \text{ ч.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 5000,$$

(64)

$$W_{нед} = 801 \cdot 0,00234 \cdot 5000 = 9384 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Ограничения мощности определяется по выражению:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c,$$

(65)

$$P_{нед} = 801 \cdot 0,00234 = 1,88 \text{ кВт.}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению:

$$Y = C \cdot W_{нед},$$

(66)

$$Y = 2,8 \cdot 9384,7 = 26277 \text{ руб.}$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,8 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности по формулам (54) – (66) для существующей и проектируемой систем электроснабжения 10 кВ. Схемы замещения и схемы замещения для расчёта надёжности проектируемой и существующей схем приведены на рисунках 10 – 13.

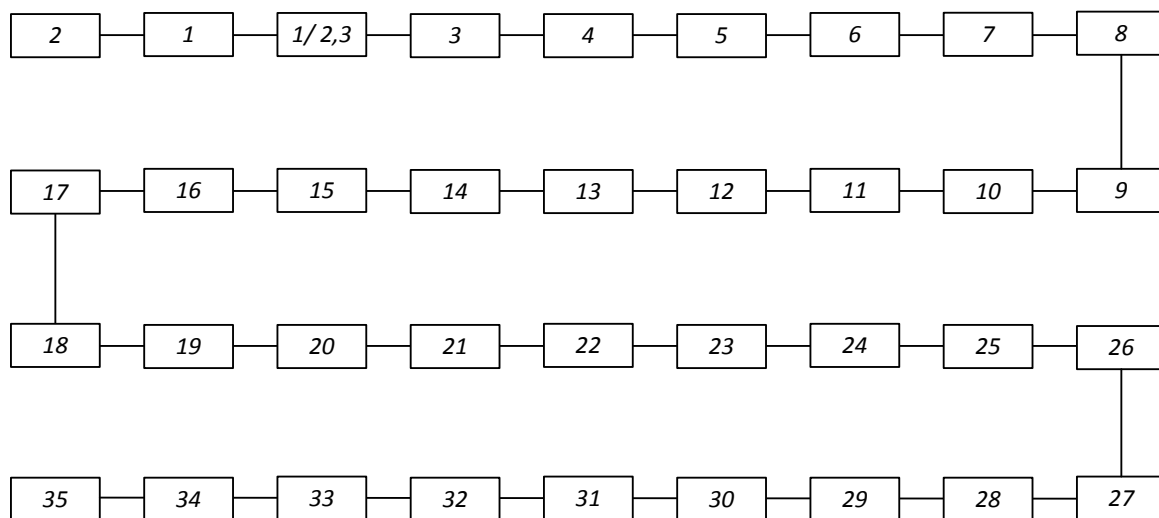


Рисунок 10 - Схема замещения существующей сети с точки зрения надёжности

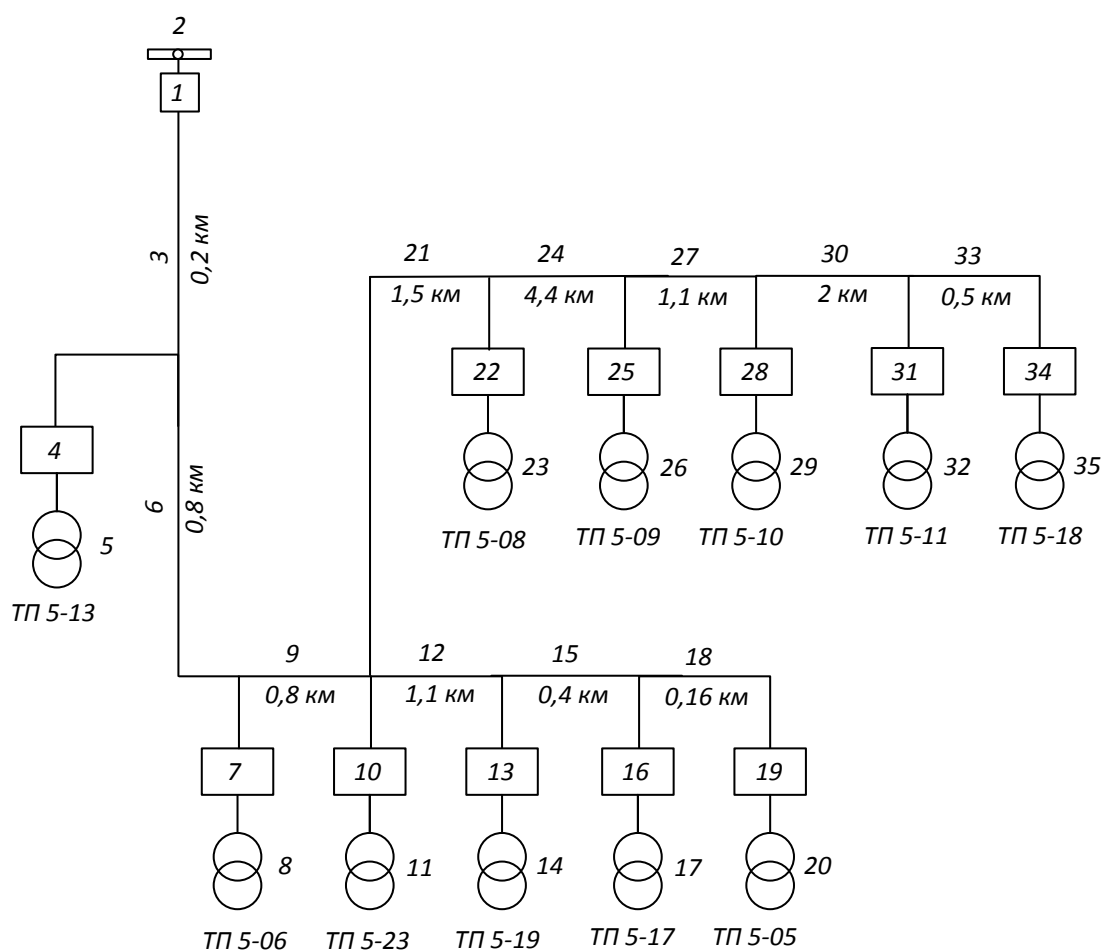


Рисунок 11 - Существующая сеть

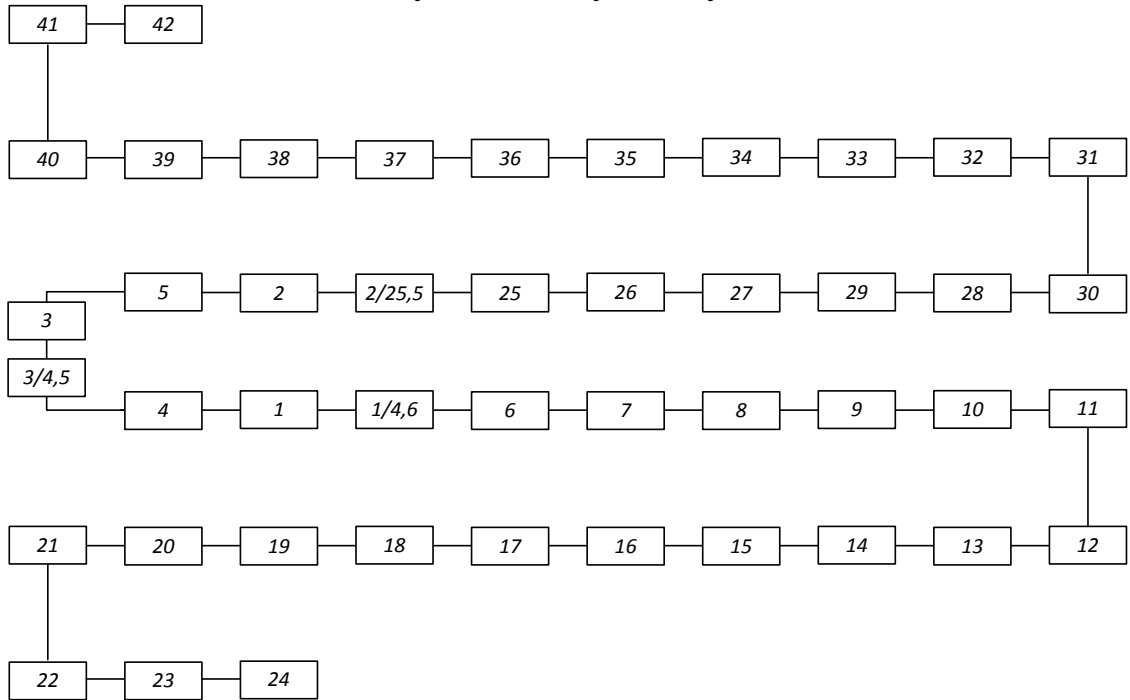


Рисунок 12 - Схема замещения проектируемой сети с точки зрения надёжности

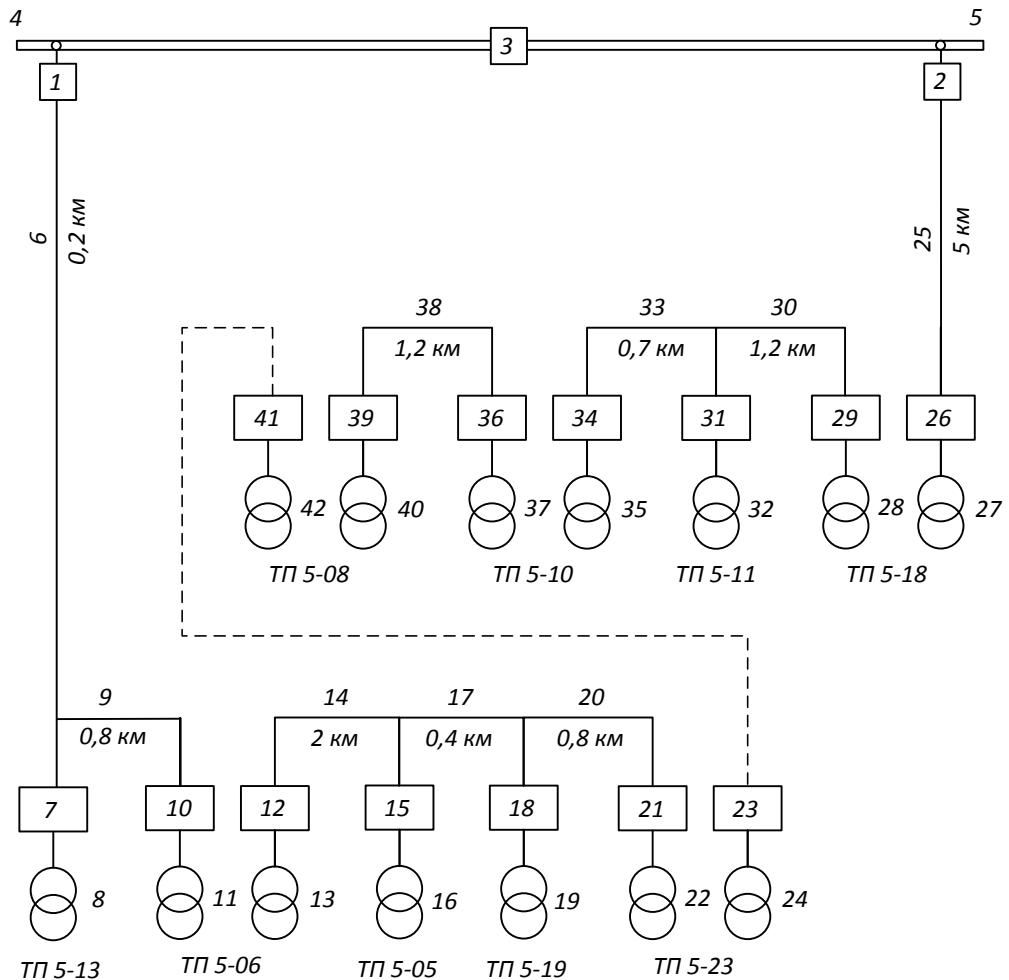


Рисунок 13 - Проектируемая сеть

Расчёты произведены в программе Mathcad по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А. Исходные данные взяты в [6, 11], результаты расчёта показаны в таблицах 47 - 48.

Таблица 47 – Исходные данные для расчёта надёжности схем

| Показатели надёжности элементов схемы | Существующая сеть | Проектируемая сеть |
|--|----------------------------|--|
| | Масляные выключатели 10 кВ | Вакуумные выключатели 10 кВ: |
| - средний параметр потока отказов w , 1/год | 0,015 | 0,004 |
| - среднее время восстановления T_v , ч | 4,5 | 8 |
| - частота текущих ремонтов m , 1/год | 0,15 | 0,083 |
| - продолжительность текущего ремонта T_p , ч | 4 | 4 |
| | Воздушные линии 10 кВ (АС) | Воздушные линии 10 кВ SAХ (аналог СИП – 3) |
| - средний параметр потока отказов w , 1/год | 0,25 | 0,076 |
| - среднее время восстановления T_v , ч | 0,32 | 2 |
| - частота текущих ремонтов m , 1/год | 0,18 | 0,17 |
| - продолжительность текущего ремонта T_p , ч | 0,5 | 5 |
| | Система шин 10 кВ: | |
| - средний параметр потока отказов w , 1/год | 0,03 | 0,03 |
| - среднее время восстановления T_v , ч | 7 | 7 |
| - частота текущих ремонтов m , 1/год | 0,166 | 0,166 |
| - продолжительность текущего ремонта T_p , ч | 5 | 5 |
| | Трансформатор 10 кВ: | |
| - средний параметр потока отказов w , 1/год | 0,041 | 0,016 |
| - среднее время восстановления T_v , ч | 6 | 50 |
| - частота текущих ремонтов m , 1/год | 0,4 | 0,25 |
| - продолжительность текущего ремонта T_p , ч | 6 | 6 |
| | РУ 10 кВ ТП: | |
| - средний параметр потока отказов w , 1/год | 0,001 | 0,0005 |
| - среднее время восстановления T_v , ч | 7 | 4 |

| | | |
|---|-------|-----|
| - частота текущих ремонтов m, 1/год | 0,166 | 0,1 |
| - продолжительность текущего ремонта Тр, ч | 4 | 3 |

Таблица 48 - Результаты расчёта надёжности схем

| Показатели надёжности сети | Существующая сеть | Проектируемая сеть |
|--|-------------------|--------------------|
| Вероятность отказа системы без учёта АВР | 0,012 | 0,00258 |
| Вероятность отказа системы с учётом АВР | 0,012 | 0,00234 |
| Коэффициент вынужденного простоя системы | 0,012 | 0,00234 |
| Коэффициент готовности системы | 0,987 | 0,998 |
| Время восстановления, ч | 43,7 | 0,5 |
| Расчётное время безотказной работы, лет | 0,041 | 21,7 |
| Среднее время безотказной работы, лет | 0,39 | 206 |
| Недоотпуск, кВт*ч в год | 51296 | 9384 |
| Ограничения мощности, кВт | 10,2 | 1,88 |
| Ущерб от недоотпуска за год, руб | 143630 | 26277 |
| Параметр потока отказов для системы: | 2,569 | 0,004849 |

Анализируя результаты расчета надежности схем, делаем вывод о том, что проектируемая сеть электроснабжения надёжнее, чем существующая.

12 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кВ. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений, [17].

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_B}{350};$$

(67)

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_B – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{10 \cdot 14,2}{350} = 0,406 \text{ А.}$$

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Серия микропроцессорных защит «Сириус» предназначена для организации комплексной релейной защиты энергообъектов напряжением 6-35 кВ. Серия содержит защиту кабельных и воздушных линий, трансформаторов мощностью до 1 МВА, синхронных двигателей, секционных и вводных выключателей, [18].

Все устройства серии имеют одинаковое конструктивное исполнение и различаются только программой их работы. Устройства могут применяться как совместно, так и по отдельности, в комплекте с традиционными защитами.

Во всех устройствах применен алфавитно-цифровой индикатор, отображающий две строки по 16 символов и клавиатура из 4-х кнопок. Имеются две кнопки ручного управления выключателем, а также кнопка сброса аварийной сигнализации. При наличии аварии или неисправности включается подсветка индикатора, привлекающая внимание персонала.

Информация фиксируется в памяти устройства в порядке поступления и сохраняется о 9 последних отключениях. Информация о каждой последующей аварии фиксируется, стирая из памяти информацию о самом "старом" КЗ. Командное отключение также фиксируется как отдельная авария. Ход часов и зафиксированные данные в памяти сохраняются в течение времени не менее 72 часов при пропадании оперативного питания.

Все уставки срабатывания защит и времена задержек регулируются в широком диапазоне значений и хранятся в энергонезависимой памяти устройства.

Предусмотрено выполнение всех функций защит при пропадании оперативного питания переменного или постоянного тока напряжением 220 В на время до 0,5 с

Основным видом релейной защиты в электрических сетях является максимальная токовая защита (МТЗ), срабатывающая от резкого увеличения тока цепи при КЗ или перегрузках. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающие выдержку времени срабатывания МТЗ.

Токовой отсечкой (ТО) называется МТЗ с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев реле мгновенного действия. Токовая отсечка выполняется по схеме МТЗ, но без реле времени. Селективность действия ТО обеспечивается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

При сочетании ТО с МТЗ получается токовая защита со ступенчатой характеристикой времени срабатывания. Первой ступенью является ТО, которая в пределах своей зоны действия является мгновенной защитой. Второй ступенью является МТЗ, действующая на отключение цепи с заданной задержкой времени.

Для примера рассчитаем защиту линии ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23.

Коэффициент трансформации трансформатора тока $n_r = \frac{100}{5}$.

13.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{c.z.} = k_H \cdot I_{к.max}^{(3)},$$

(68)

$$I_{c.z.} = 1,1 \cdot 11120 = 12234 \text{ А},$$

где k_H – коэффициент надежности, принимаемый для микропроцессорной защиты равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 2,$$

(69)

$$K_{\text{ч}} = \frac{1610}{12234} = 0,13 \leq 2,$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая степень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}},$$

(70)

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{12234}{20} = 612 \text{ A}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{\text{с.з.}} \approx 0,5 \text{ с}.$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 49.

Таблица 49 – Расчёт токовой отсечки

| Линия | $I_{(3)\text{по}}, \text{ A}$ | $I_{(2)\text{по}}, \text{ A}$ | Расчётный ток линии, А | $I_{\text{н ТТ}}, \text{ A}$ | $I_{\text{с.з.}}, \text{ кА}$ | n_{T} | $I_{\text{с.р.}}, \text{ A}$ | $K_{\text{ч}}$ |
|---|-------------------------------|-------------------------------|------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------|------------------------------|----------------|
| ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23 | 11,12 | 1,61 | 31 | 100 | 12,234 | 20 | 612 | 0,13 |

| | | | | | | | | |
|---|------|------|----|-----|-------|----|----|------|
| ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08 | 1,56 | 0,85 | 25 | 100 | 1,719 | 20 | 86 | 0,49 |
|---|------|------|----|-----|-------|----|----|------|

13.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{с.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.} / k_{в}, \quad (71)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$;

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, $k_{в} = 0,95$;

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен, А:

$$I_{с.з.} = 245 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 284.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (72)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, $k_{сх} = 1$.

Ток срабатывания реле равен, А:

$$I_{с.р.} = 284 \cdot 1 / (100/5) = 14.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5.$$

(73)

$$K_{\text{ч}} = \frac{12234}{284} = 5,7 \geq 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с. Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t + t_{\text{ОТРЕЧКИ}},$$

(74)

$$t_{\text{с.з.}} = 0,025 + 0,5 + 0,5 = 1,025,$$

где $t_{\text{ОТРЕЧКИ}}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени.

Реле при данной ступени защиты сработает через 1,025 с. после возникновения КЗ.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 50.

Таблица 50– Расчёт МТЗ

| Линия | $I_{(2)\text{по}}$, кА | Расчётный ток линии, А | $I_{\text{н ТТ}}$, А | $I_{\text{с.з.}}$ кА | $I_{\text{с.р.}}$ А | $K_{\text{ч}}$ |
|---|-------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------|
| ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23 | 1,61 | 31 | 100 | 0,284 | 14 | 5,7 |
| ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08 | 0,85 | 25 | 100 | 0,284 | 14 | 3,0 |

13.3 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания, [19].

Т. к. на ПС «Костюковка» секционный выключатель на стороне НН нормально выключен, то необходимо выбрать напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном},$$

(75)

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ):

$$t_{АВР} = 1,025 + 0,5 = 1,525 \text{ с}$$

Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

13.4 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции, [20].

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛЭП равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{с.з.} = \frac{I_{ТНП,повр.л}}{k_{ч}}$$

(76)

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (77)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 0,406$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии ПС-ТП 5-23 равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 4,2}{350} = 0,12 .$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} ,$$
$$I_{ТНП.повр.л} = 0,406 - 0,12 = 0,286 .$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} ,$$
$$I_{с.з.} = 0,286 / 1,5 = 0,19 .$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 51.

Таблица 51 – Расчёт ЗНЗ

| Линия | $L_{вл}$, км | $I_{повр.л}$, А | $I_{ТП.повр.л}$, А | $I_{с.з}$, А |
|--|---------------|------------------|---------------------|---------------|
| ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23 | 4,2 | 0,120 | 0,286 | 0,19 |
| ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08 | 8,1 | 0,231 | 0,174 | 0,12 |

13.5 Защита понижающих трансформаторов ТП

При мощности трансформаторов менее 1 МВА вместо дифференциальной защиты применяют токовую отсечку, а газовую не устанавливают. Основные защиты действуют на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени.

Защиту трансформаторов со стороны ВН осуществляем плавкими предохранителями типа ПК с кварцевым наполнителем, со стороны НН – автоматы марки ВА 04-36, АЕ-2053, АЕ-2063.

14 МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ТБ

14.1 Молниезащита ТП

В соответствии с [1], защита РУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Установка молниеотводов на зданиях ТП не является обязательной. В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски и пр.) они должны быть соединены между собой.

Защита зданий ТП от прямых ударов экономически оправдана при интенсивности грозовой деятельности 20 грозовых часов в год и более.

Число грозовых разрядов в ТП5-06:

$$N_{ТП} = p_0 \cdot (a_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot 10^{-6}, \quad (78)$$

$$N_{ТП} = 2,5 \cdot (4 + 2 \cdot 12,1) \cdot (3 + 2 \cdot 12,1) \cdot 10^{-6} = 0,002,$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю для Амурской области,
 $N_{з.ч.} = 50$;

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{з.ч.}$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 50 = 2,5 \frac{1}{\text{км}^2},$$

a_T, b_T - длина и ширина ТП, м;

$R_{ЭКВ}$ - эквивалентная высота, с которой ТП собирает боковые разряды

молнии, при $h_C \leq 30$ м $R_{ЭКВ} = 5 \cdot h_C - \frac{2 \cdot h_C^2}{30}$ м;

h_c - высота ТП, м.

Грозопоражаемость ТП определяется по формуле, лет:

$$T_{ТП} = \frac{1}{N_{ТП}}, \quad (79)$$

$$T_{ТП} = \frac{1}{0,002} = 523.$$

Результаты покажем в таблице 52.

Таблица 52 – Расчёт грозопоражаемости ТП5-06

| Показатель | Значение |
|--|----------|
| Длина сооружения, м | 4 |
| Ширина сооружения, м | 3 |
| Высота сооружения, м | 2,5 |
| Эквивалентная ширина сооружения, м | 12,1 |
| Число грозовых часов для Амурской области, ч | 50 |
| Плотность разрядов молнии на землю, 1/ км ² | 2,5 |
| Число грозовых разрядов на сооружение | 0,002 |
| Грозопоражаемость ТП, лет | 523 |

Для проектируемой системы электроснабжения, применены КТП. Их крыша выполняется металлическим профеллированным настилом толщиной 4 мм, что удовлетворяет требованиям [22].

Из таблицы 52 видно, что грозопоражаемость ТП составляет 1 раз в 523 года, что приемлемо, так как допустимая величина 1 раз в 200 лет.

14.2 Заземление ТП

Рассчитаем заземляющее устройство ТП 5-06. Заземляющее устройство редставляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (80)$$

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{50}{\pi \cdot 2 \cdot 1,5} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 1,5 \cdot (2 \cdot 0,3 + 1,5)}{0,03 \cdot (4 \cdot 0,3 + 1,5)} \right] = 27,$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [21] для почвы берём из диапазона 50-1000 Ом*м;

d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (81)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{50}{\pi \cdot 8} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 8}{\sqrt{2 \cdot 0,03 \cdot 0,3}} \right] = 4,$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})} = , \quad (82)$$

$$R = \frac{27 \cdot 4}{0,75 \cdot (2 \cdot 4 + 2 \cdot 27)} = 2,6 ,$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов;

n_Γ - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B},$$

(83)

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 27}{0,75 \cdot 2} = 18,$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right),$$

(84)

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{8}{0,015} - 0,31 \right) = 1,19,$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}} \alpha_{u\Gamma},$$

(85)

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1,19 \cdot 8}{3 \cdot 2 \cdot 4} = 1,36,$$

где $\tau_\phi = 2$ мкс - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{ЭГ}},$$

(86)

$$R_{u\Gamma} = 1,36 \cdot 4 = 6.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}, \quad (87)$$

$$R_u = \frac{18 \cdot 6}{0,75 \cdot (2 \cdot 6 + 2 \cdot 18)} = 3.$$

Для удобства просмотра результатов расчёта, составим таблицу 53.

Вертикальные электроды количеством 2 шт, длиной 1,5 м, диаметром 30 мм закладываем на глубину 0,3 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

Таблица 53 – Расчёт заземления ТП 5-06

| | |
|---|------------|
| длина вертикального электрода, м | 1,5 |
| глубина заложения заземлителя, м | 0,3 |
| удельное сопротивление грунта, Ом*м | 50 |
| диаметр электродов, м | 0,03 |
| стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом | 27 |
| длина горизонтальной полосы, м | 8 |
| стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом | 4 |
| число вертикальных электродов | 2 |
| число горизонтальных электродов | 2 |
| Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом | 2,6 |
| Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом | 18 |
| Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м | 1,19 |
| Импульсный коэффициент протяженного заземлителя | 1,36 |
| Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом | 6 |
| <i>Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом</i> | <i>3,0</i> |

Из таблицы 53 видно, что должный уровень электробезопасности, согласно [23], обеспечивается, так как стационарное сопротивление

заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

Эскиз заземления (вид сверху) ТП показан на рисунке 14.



Рисунок 14 –Заземление ТП

14.3 Техника безопасности

Часть опор ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ села Костюковка находится в неудовлетворительном состоянии, поэтому требуется замена опор, а также проводов ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ.

Так как в данной ВКР предусматривается реконструкция ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ села Костюковка, то необходимо обеспечить безопасность персонала при производстве работ на воздушных линиях электропередачи [23].

При реконструкции ВЛ 10-0,4 кВ проводятся работы на высоте, поэтому подниматься на опору и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется полная уверенность в достаточной прочности опоры, в частности ее основания. Необходимость и способы укрепления опоры определяются на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Подниматься на опору ВЛ 10-0,4 кВ разрешается членам бригады:

с группой по электробезопасности не ниже III при всех видах работ до верха опоры;

с группой не ниже II при работах со снятием напряжения - до верха опоры, а при работах без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, - не выше 2 м до уровня нижних проводов;

с группой I при всех видах работ - не выше 3 м от земли (до ног).

При реконструкции ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ села Костюковка следует учитывать:

- При работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

- При подъеме на опору строп предохранительного пояса заводится за стойку или в случае подъема на железобетонную опору) прикрепляется к лазу. При работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случаях их применения.

- На многоцепной ВЛ с горизонтальным расположением цепей работать со снятием напряжения с одной цепи разрешается только со стороны этой цепи. Переходить на участки траверсы, поддерживающие находящиеся под напряжением цепи, запрещается.

- Работать на отключенной цепи многоцепной ВЛ с расположением цепей одна над другой разрешается только при условии, если эта цепь подвешена ниже цепей, находящихся под напряжением. Подниматься на опору разрешается только со стороны отключенной цепи. Заменять и регулировать провода отключенной цепи запрещается.

При производстве работ по реконструкции ВЛ-0,4 кВ села Костюковка с опоры, телескопической вышки без изолирующего звена или с другого механизма для подъема людей расстояние от человека или от

применяемых им инструмента и приспособлений до проводов ВЛ 0,4 кВ, радиотрансляции, телемеханики должно быть не менее 0,6 м. Если при работах не исключена возможность приближения к перечисленным проводам на меньшее расстояние, они отключаются и заземляются на месте производства работ.

Перетяжка и замена проводов на ВЛ-0,4 кВ села Костюковка, подвешенной на опорах совместно с другими ВЛ напряжением до и выше 1000 В, производятся с отключением и заземлением на рабочих местах или с двух сторон участка работ всех ВЛ до и выше 1000 В.

При замене деталей опор ВЛ-0,4-10 кВ села Костюковка должна быть исключена возможность смещения или падения опоры.

При проведении работ по замене одинарных и сдвоенных приставок П- и АП-образных опор откапывать сразу две ноги опоры запрещается.

Установку приставок следует начинать с одной ноги опоры, и только после замены на ней приставок, закрепления бандажей и утрамбовки земли можно приступать к замене приставок на другой ноге. Заменять сдвоенные приставки следует поочередно.

При вытаскивании или опускании приставки находиться в котловане запрещается, [24].

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяются ответственным руководителем работ, а когда он не назначен, то лицом, выдающим наряд.

При подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, изоляторов находиться на траверсах, на которых поднимается груз, или на стойках под этими траверсами запрещается.

Выбирать схемы подъема груза и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждения опоры.

При окраске опор ВЛ-0,4-10 кВ села Костюковка принимаются меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применение-поддонов).

Реконструкция ВЛ-0,4-10 кВ села Костюковка связана с проведением работ без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, поэтому, работа, связанная с непосредственным прикосновением к проводу, находящемуся под напряжением, допускается при условии изоляции человека от земли посредством изолирующих устройств: телескопической вышки с изолирующим звеном, изолирующей площадки, лестницы и т.п. При этом перед прикосновением человека к проводу рабочей площадки изолирующего устройства должен быть сообщен потенциал провода, для чего проводник, предварительно присоединенный к рабочей площадке, накладывается посредством изолирующей штанги на провод.

Перед началом работ на гирляндах необходимо проверить измерительной штангой исправность подвесных изоляторов и наличие всех шплинтов и замков в арматуре. При наличии выпускающих зажимов следует заклинить их на опоре, на которой производится работа, и на соседних опорах, если это требуется по рельефу трассы.

При работе с площадки изолирующего устройства, находящегося под потенциалом провода, прикасаться к изоляторам и арматуре гирлянд, имеющих иной, чем провод, потенциал, а также передавать или получать инструмент или приспособления лицам, не находящимся на той же рабочей площадке, запрещается.

При соединении элементов ремонтируемой фазы, имеющих разный потенциал (например, провода и гирлянды), или их разъединении необходимо пользоваться диэлектрическими перчатками.

15 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО – ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) обеспечивает контроль режимов работы энергетического оборудования, параметров энергоснабжения, коммерческий и технический учет электрической энергии.

АИИС КУЭ предназначена для применения на промышленных предприятиях, электростанциях, энергоснабжающих организациях, сетевых организациях отрасли электроэнергетики. АИИС КУЭ строится на взаимосвязи счетчика-коммуникатора с подчиненными ему счетчиками (при наличии нескольких узлов учета на объекте) и с диспетчерским сервером, принимающим информацию от этих узлов. Основу системы составляет счетчик-коммуникатор, устройство, объединившее в себе и заменившее собой аппаратно-программный комплекс АИИС КУЭ нижнего уровня полностью.

Возможности АИИС КУЭ рассмотрим на примере разработки фирмы «ЭКОТЕК», [25]. Система «ЭКОТЕК» представляет собой техническое решение, обеспечивающее реализацию задач аппаратно-программного комплекса АИИС КУЭ и обладает следующими отличительными особенностями:

- Радиус действия системы не ограничен в зоне действия сети GSM.
- Диспетчерские и клиентские места не ограничены расстоянием от основного сервера и образуют свою сеть через Интернет.

- Система «ЭКОТЕК» автоматически синхронизирует все узлы по единому времени через сервер точного времени используя NTP протокол.
- Скорость передачи данных значительно выше скорости при коммутируемой или радио связи (GPRS 56 кБит/сек, EDGE (EGPRS) 200 кБит/сек).
- Система «ЭКОТЕК» обеспечивает одновременную связь в режиме реального времени с множеством узлов учета (ограничивается пропускной способностью IP-канала и сервера, при ADSL 8Мб в сек. свыше 4 миллионов узлов учета).
- Эксплуатационные расходы системы составляют около 3 руб. в месяц на 1 узел учета.
- Система «ЭКОТЕК» способно контролировать параметры энергоснабжения с дискретностью от 5 секунд.
- Количество пользователей информации неограниченно.
- Система контролирует объекты через WEB сайт в режиме реального времени.
- Мнемосхема системы отображает одновременно показания всех точек учета и состояния выключателей подстанции.
- Система «ЭКОТЕК» допускает на объекте учета работу с разнородными счетчикам одновременно.
- Система допускает подключение спутниковых терминалов для учета за пределами зоны действия сотовой связи.
- Сервис программного обеспечения, настройка точек учета и системы в целом, а также обновление программного обеспечения может производиться удаленно.

Система «ЭКОТЕК» разработана с учетом достижений современной технологии и максимально адаптирована для ее массового применения.

Основу системы «ЭКОТЕК» составляет GPRS-модуль (Wavcom, Sony-Ericsson) с процессором ARM-7, ARM-9 с программой, обеспечивающей сбор, хранение и передачу данных от счетчиков на диспетчерский компьютер через глобальную сеть Интернет, а также выполнение команд оператора по каналам GSM-SMS-GPRS. GPRS-модуль подключается непосредственно к счетчику или группе счетчиков через коммуникационный интерфейс. GPRS-модуль может быть встроен в сам счетчик (счетчик-коммуникатор) или подключаться внешне, как терминал. В системе могут быть использованы следующие счетчики: СЭТ-4ТМ, ЦЭ-6850, Меркурий, Евроальфа. Могут использоваться и другие электронные счетчики по требованию заказчика при наличии протокола обмена на счетчик.

Коммуникационная среда – среда пакетной передачи данных GPRS сети сотовой связи GSM, а так же трансляция по каналам SMS и модемному аналоговому DATA.

На одной шине RS-485 допускается включение различных типов счетчиков одновременно в количестве до 32.

Конфигурирование счетчиков, коммуникационные настройки модема (модуля) и полное обновление программного обеспечения может производиться удаленно по каналу GPRS.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана система электроснабжения сельскохозяйственного района, включающего село Костюковка. Выбраны мощности трансформаторов ТП, сечения проводов ВЛ. Рассчитан уровень токов КЗ. Выбранные аппараты проверены на устойчивость к токам КЗ.

По селу Костюковка проведена замена голых проводов на СИП, так как условие допустимой потери напряжения для них соблюдается и исключается воровство электроэнергии. В сети 10 кВ также применён провод SAХ (аналог СИП-3) для повышения надёжности сети 10 кВ. Выбраны уставки релейной защиты и автоматики, выбрано время срабатывания защит. Проведена оценка грозозащищённости элементов сети 10 кВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.
3. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.
4. URL:http://www.amurobl.ru/wps/portal!/ut/p/c5/dcpJDoIwFADQs3gB_q8iLctqZYqtAapCNwSNMYgMiQPC6fUC5m0fGPhpy3d1LZ9V15Z3yMA4hY244yvCETklyN1IBD6JSShtOEK-ghwM_Z8oaMjQLtLb2IdTPSW3KVEp3Q9KxIMUG1TCROmUSCXyQdfjqLcHKfds1Dr-EOmSgxdvuOcfH6_rDCIw1amxhnNjoTXHBTqELRhbUsYcAtkaVNA1F-ib9w_jX3BXhKo!/dl3/d3/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/?useDefaultDesc=0&useDefaultText=0&contentIDR=5fe8110041134fa1a303ab9e9d7b5a41 (дата обращения 22.01.2017)
5. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НИЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
6. URL: <http://www.ruscable.ru/info/cable/> (дата обращения 25.01.2017)
7. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. – Чернигов: ЧГТУ, 2008. – 341с.
8. URL: <http://www.b2benergo.ru> (доступ от 1.01.2017).

9. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. Учеб. пособие. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. – 56 с.

10. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).

11. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/transformatory-toka-tol10-1.html> (дата обращения 25.01.2017)

12. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/transformatory-napryajeniya-nami10.html> (дата обращения 25.01.2017)

13. URL: <http://www.storge.ru> (дата обращения 25.01.2017)

14. URL: <http://www.konstalin.ru/?ID=4327&StartID=3> (дата обращения 25.01.2017)

15. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

16. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. — 240 с: ил.

17. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2012. - 5-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

18. Фёдоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики/ Новосибирский институт повышения квалификации, 2008. - 277с.

19. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

20. Ротачёв Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.

21. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 2009.

22. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

23. ПУЭ. - СПб.: ПЭИПК, 2012. - 7-е изд., перераб. и доп. - 406 стр.. ил.

24. ПОТ Р М-016-2001 - Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ЗАО "Издательство НЦ ЭНАС", 2006 г.

25. URL: http://www.incotexcom.ru/plc_write.htm (дата обращения 25.01.2017)

Приложение А

Расчёт надёжности сети 10 кВ до и после реконструкции

Существующая сеть

Масляные выключатели 10 кВ:

| | |
|---|---------------------|
| - средний параметр потока отказов w , 1/год | $\omega_B := 0.015$ |
| - среднее время восстановления $T_{в}$, ч | $T_{в.B} := 4.5$ |
| - частота текущих ремонтов m , 1/год | $\mu_B := 0.15$ |
| - продолжительность текущего ремонта T_r , ч | $T_{р.B} := 4$ |
| - параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$ | $a_{кз} := 0.0027$ |
| - относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$ | $a_{о.п} := 0.0022$ |

Воздушные линии 10 кВ:

| | |
|---|---------------------|
| - средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год | $\omega_{л} := 2.5$ |
| - среднее время восстановления $T_{в}$, ч | $T_{в.л} := 3$ |
| - частота текущих ремонтов m , 1/год | $\mu_{л} := 0.18$ |
| - продолжительность текущего ремонта T_r , ч | $T_{р.л} := 5$ |

Система шин 10 кВ:

| | |
|--|--------------------------------|
| - средний параметр потока отказов w , 1/год | $\omega_{сш1} := 0.03$ |
| - среднее время восстановления $T_{в}$, ч | $T_{в.сш1} := 7$ |
| - частота текущих ремонтов m , 1/год | $\mu_{сш1} := 0.166$ |
| - продолжительность текущего ремонта T_r , ч | $T_{р.сш1} := 5$ |
| | $\omega_{сш2} := 0.03 \cdot 2$ |
| | $T_{в.сш2} := 7 \cdot 2$ |
| | $\mu_{сш2} := 0.166 \cdot 2$ |
| | $T_{р.сш2} := 5 \cdot 2$ |
| | $\mu_{сш2} = 0.332$ |

Трансформатор 6-10 кВ:

| | |
|--|----------------------|
| - средний параметр потока отказов w , 1/год | $\omega_{тр} := 0.1$ |
| - среднее время восстановления $T_{в}$, ч | $T_{в.тр} := 6$ |
| - частота текущих ремонтов m , 1/год | $\mu_{тр} := 0.4$ |
| - продолжительность текущего ремонта T_r , ч | $T_{р.тр} := 6$ |

РУ 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч

$$\begin{aligned} \omega_{яч} &:= 0.1 \\ T_{в.яч} &:= 7 \\ \mu_{яч} &:= 0.166 \\ T_{р.яч} &:= 4 \end{aligned}$$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{л} := \frac{\omega_{л} \cdot (0.2 + 0.8 + 0.8 + 1.1 + 0.4 + 0.16 + 1.5 + 4.4 + 1.1 + 2 + 0.5) \cdot T_{в.л}}{8760}$$

$$q_{л} = 0.011$$

$$q_{тр} := \frac{\omega_{тр} \cdot T_{в.тр}}{8760}$$

$$q_{тр} = 6.849 \times 10^{-5}$$

$$q_{сш1} := \frac{3\omega_{сш1} \cdot T_{в.сш1}}{8760}$$

$$q_{сш1} = 7.192 \times 10^{-5}$$

$$q_{сш2} := \frac{\omega_{сш2} \cdot T_{в.сш2}}{8760}$$

$$q_{яч} := \frac{\omega_{яч} \cdot T_{в.яч}}{8760}$$

$$q_{яч} = 7.991 \times 10^{-5}$$

$$q_{сш2} = 9.589 \times 10^{-5}$$

$$q_{вст} := \frac{\omega_{в} \cdot T_{в.в}}{8760}$$

$$q_{рзшин} := 0.002$$

$$q_{рзтр} := 0.0012$$

$$q_{рзлин} := 0.0012$$

$$q_{рзв} := 0.0012$$

$$\begin{aligned} q_{в1} &:= q_{вст} \dots \\ &+ a_{кз} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{сш1}) \cdot (1 - q_{л}) \right] \dots \\ &+ a_{о.п} \cdot \frac{\mu_{сш1} + \mu_{л}}{8760} \end{aligned}$$

$$q_{в1} = 7.889 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$\begin{aligned} q_1 &:= q_{в1} + q_{л} \dots \\ &+ q_{сш1} + q_{тр} \cdot 11 + 11q_{яч} \end{aligned}$$

$$q_1 = 0.01281$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B1} := \omega_B + \omega_{pзB} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{сш1}) + a_{o.п.} \cdot (\mu_{сш1} + \mu_L)$$

$$\omega_1 := \omega_{сш1} + \omega_{B1} + \left(\frac{12.96}{100} \right) \omega_L + 11\omega_{тр} + 11\omega_{яч}$$

$$\omega_1 = 2.57$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := \omega_1$$

$$\omega_{сист} = 2.56985$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{сбезABP} := q_1$$

$$q_{сбезABP} = 0.01281$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{ПС} := q_{сбезABP}$$

$$K_{ПС} = 0.01280812$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГС} := 1 - K_{ПС}$$

$$K_{ГС} = 0.98719$$

Время восстановления

$$t_{BC} := \frac{K_{ПС} \cdot 8760}{\omega_{сист}} \quad t_{BC} = 43.7 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_P := \frac{0.105}{\omega_{сист}} \quad T_P = 0.041 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{сист}} \quad T_C = 0.389 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 801 кВт за год

$$W_{\text{нед}} := 801 \cdot 5000 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 51296.5 \quad \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 801 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 10.2593 \quad \text{кВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.8 \quad Y_{\text{нед}} = 143630.2 \quad \text{руб}$$

Проектируемая сеть

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год $\omega_{\text{В}} := 0.004$
- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч $T_{\text{в.В}} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год $\mu_{\text{В}} := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч $T_{\text{р.В}} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{\text{КЗ}}$ $a_{\text{КЗ}} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{\text{о.п}}$ $a_{\text{о.п}} := 0.0022$

Воздушные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год $\omega_{\text{Л}} := 0.3$
- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч $T_{\text{в.Л}} := 1$
- частота текущих ремонтов m , 1/год $\mu_{\text{Л}} := 0.05$
- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч $T_{\text{р.Л}} := 0.5$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год $\omega_{\text{сш1}} := 0.03 \cdot 2$
- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч $T_{\text{в.сш1}} := 7 \cdot 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год $\mu_{\text{сш1}} := 0.166 \cdot 2$
- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч $T_{\text{р.сш1}} := 5 \cdot 2$
- $\omega_{\text{сш2}} := 0.03 \cdot 2$
- $T_{\text{в.сш2}} := 7 \cdot 2$
- $\mu_{\text{сш2}} := 0.166 \cdot 2$
- $T_{\text{р.сш2}} := 5 \cdot 2$
- $\mu_{\text{сш2}} = 0.332$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч

$$\begin{aligned}\omega_{тр} &:= 0.041 \\ T_{в.тр} &:= 6 \\ \mu_{тр} &:= 0.4 \\ T_{р.тр} &:= 6\end{aligned}$$

РУ 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч

$$\begin{aligned}\omega_{яч} &:= 0.001 \\ T_{в.яч} &:= 7 \\ \mu_{яч} &:= 0.166 \\ T_{р.яч} &:= 4\end{aligned}$$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л1} := \frac{\omega_{Л} \cdot (0.2 + 0.8 + 2 + 0.4 + 0.8) \cdot T_{в.Л}}{8760}$$

$$q_{Л2} := \frac{\omega_{Л} \cdot (5 + 1.2 + 0.7 + 1.2) \cdot T_{в.Л}}{8760}$$

$$q_{Л1} = 1.438 \times 10^{-4}$$

$$q_{Л2} = 2.774 \times 10^{-4}$$

$$q_{сш1} := \frac{\omega_{сш1} \cdot T_{в.сш1}}{8760}$$

$$q_{сш1} = 9.589 \times 10^{-5}$$

$$q_{сш2} := \frac{\omega_{сш2} \cdot T_{в.сш2}}{8760}$$

$$q_{сш2} = 9.589 \times 10^{-5}$$

$$q_{тр} := \frac{\omega_{тр} \cdot T_{в.тр}}{8760}$$

$$q_{тр} = 0.00003$$

$$q_{вст} := \frac{\omega_{в} \cdot T_{в.в}}{8760}$$

$$q_{рзшин} := 0.002$$

$$q_{рзлин} := 0.0012$$

$$q_{рзтр} := 0.0012$$

$$\omega_{рзв} := 0.0012$$

$$q_{B1} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3LIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH1}) \cdot (1 - q_{L1})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH1} + \mu_L}{8760}$$

$$q_{B1} = 3.751 \times 10^{-6}$$

$$q_{B2} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3LIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH2}) \cdot (1 - q_{L2})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH2} + \mu_L}{8760}$$

$$q_{B2} = 3.752 \times 10^{-6}$$

$$q_{B3} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH1}) \cdot (1 - q_{CSH2})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH1} + \mu_{CSH2}}{8760}$$

$$q_{B3} = 3.821 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B1} + q_{L1} + (q_{CSH1} + q_{TP} \cdot 7 + q_{YCH} \cdot 7)$$

$$q_1 = 9.994 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B2} + q_{CSH2} + q_{TP} \cdot 7 + q_{YCH} \cdot 7 + q_{L2}$$

$$q_2 = 1.133 \times 10^{-3}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B2} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH2}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH2} + \mu_L) \quad \omega_{B2} = 4.862 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B1} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH1}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH1} + \mu_L)$$

$$\omega_{B4} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH1} + \omega_{CSH2}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH1} + \mu_{CSH2})$$

$$\omega_{CSH1} = 0.06$$

$$\omega_{B1} = 4.862 \times 10^{-3}$$

$$\omega_1 := \omega_{\text{сш1}} + \omega_{\text{В1}} + (0.2 + 0.8 + 2 + 0.4 + 0.8)\omega_{\text{Л}} + 7\omega_{\text{Тр}} + 7\omega_{\text{Яч}}$$

$$\omega_1 = 1.619$$

$$\omega_2 := \omega_{\text{сш2}} + \omega_{\text{В2}} + \omega_{\text{Л}}(5 + 1.2 + 0.7 + 1.2) + 7\omega_{\text{Тр}} + 7\omega_{\text{Яч}}$$

$$\omega_2 = 2.789$$

$$\omega_{\text{Тр}} = 0.041$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{\text{сист}} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + (\omega_1 - \omega_{\text{Тр}}) \cdot (q_{\text{сш2}}) + (\omega_2 - \omega_{\text{сш2}}) \cdot (q_{\text{Тр}})$$

$$\omega_{\text{сист}} = 0.00485$$

Коэффициент

$$K_{\text{пр1}} := 1 - e^{-\frac{T_{\text{р.тр}}}{T_{\text{в.тр}}}} \quad K_{\text{пр1}} = 0.632$$

$$K_{\text{пр2}} := 1 - e^{-\frac{T_{\text{р.сш2}}}{T_{\text{в.сш2}}}} \quad K_{\text{пр2}} = 0.51$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сббезАВР}} := q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{\text{сббезАВР}} = 0.00258$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{В1}}) \cdot [(1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})]$$

$$p_1 = 0.997$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{В3}}) \cdot (0.91)$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сббезАВР}} \cdot p_1 \cdot p_2$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.00234326$$

$$p_2 = 0.91$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00234326$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГС} := 1 - K_{ПС}$$

$$K_{ГС} = 0.99766$$

Время восстановления

$$t_{ВС} := \frac{K_{ПС}}{\omega_{сист}} \quad t_{ВС} = 0.5 \quad \text{часов}$$

$$\omega_{сист} = 0.004849$$

$$K_{ПС} = 2.343 \times 10^{-3}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{Р} := \frac{0.105}{\omega_{сист}} \quad T_{Р} = 21.7 \quad \text{лет}$$

$$\omega_{сист} = 0.004849$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{С} := \frac{1}{\omega_{сист}} \quad T_{С} = 206.2 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 801 КВт за год

$$W_{нед} := 801 \cdot 5000 K_{ПС} \quad W_{нед} = 9384.7 \quad \text{КВт*ч}$$

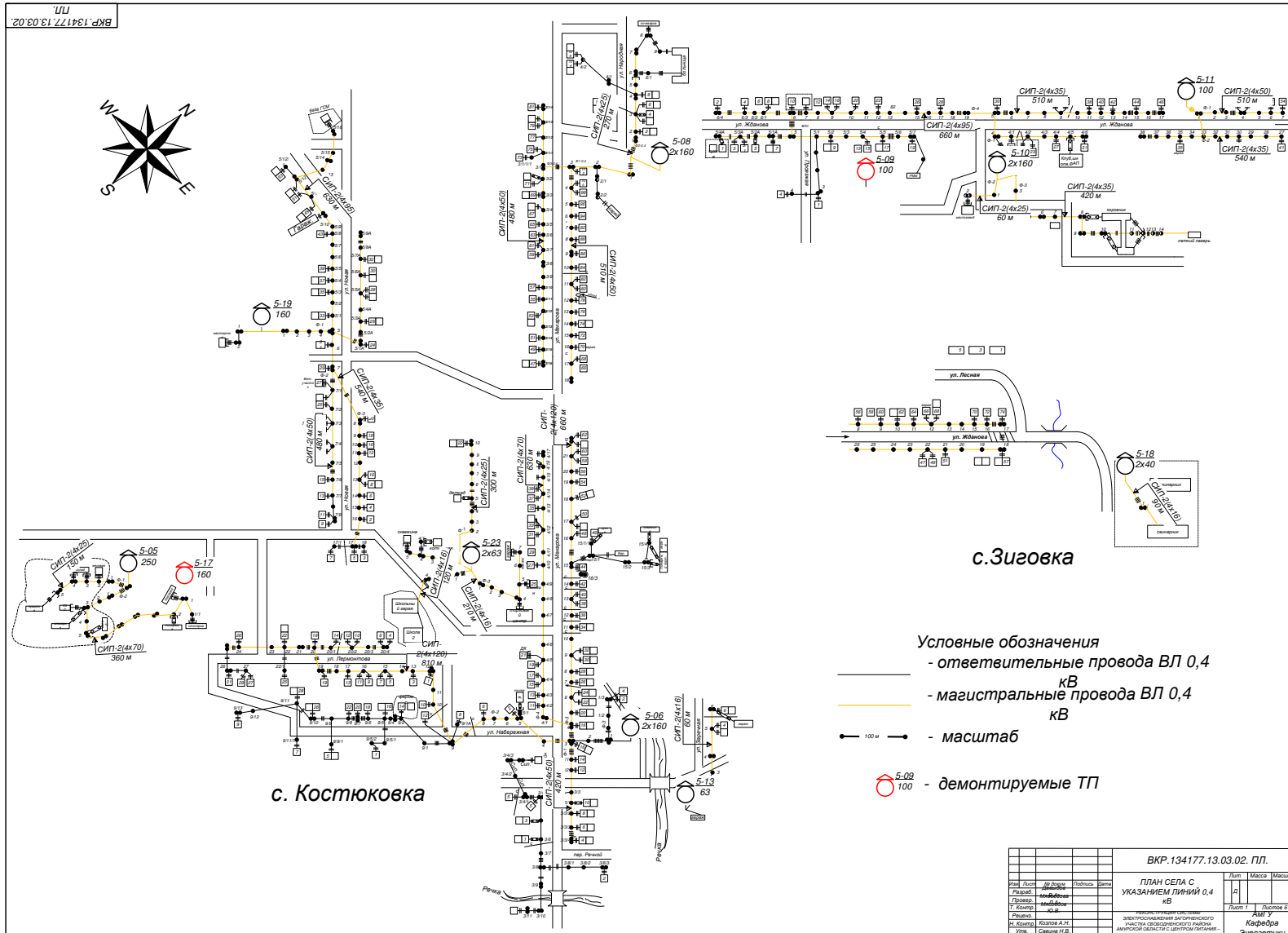
Ограничения мощности

$$P_{огр} := 801 K_{ПС} \quad P_{огр} = 1.8769 \quad \text{КВт}$$

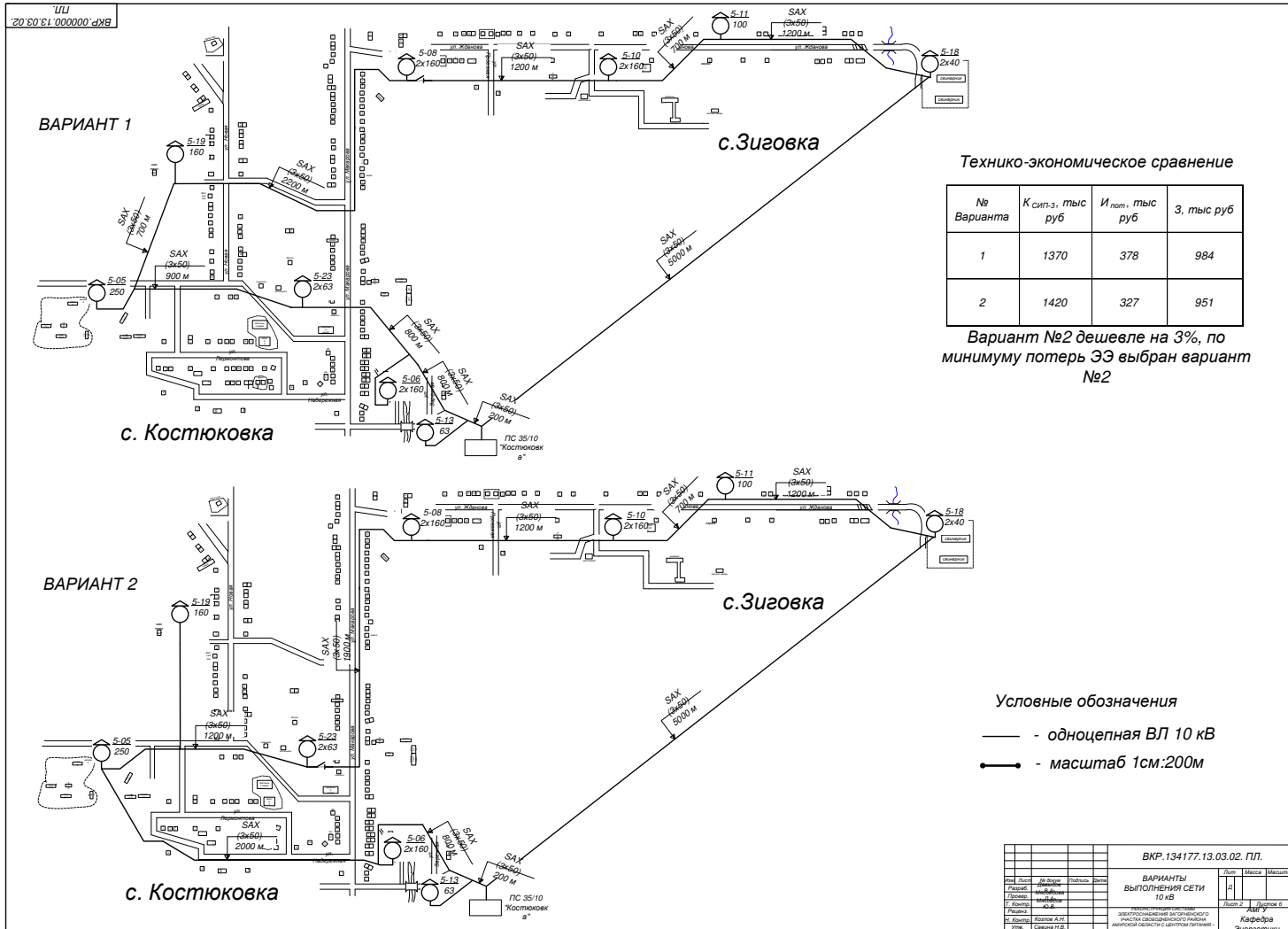
Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{нед} := W_{нед} \cdot 2.8 \quad Y_{нед} = 26277.3 \quad \text{руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



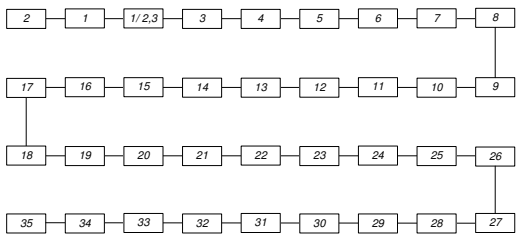
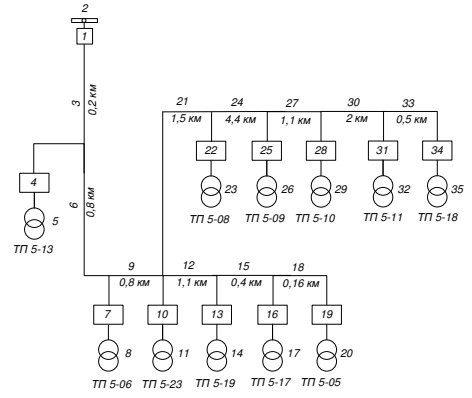
ПРИЛОЖЕНИЕ В



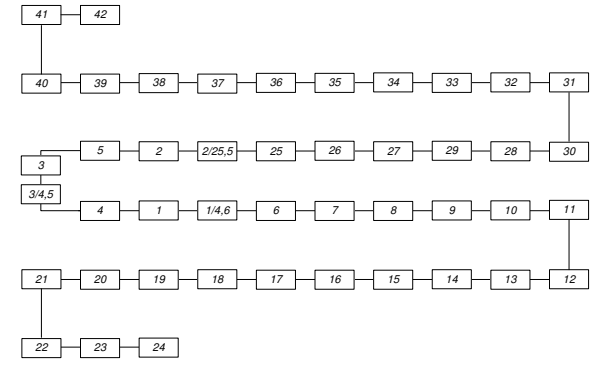
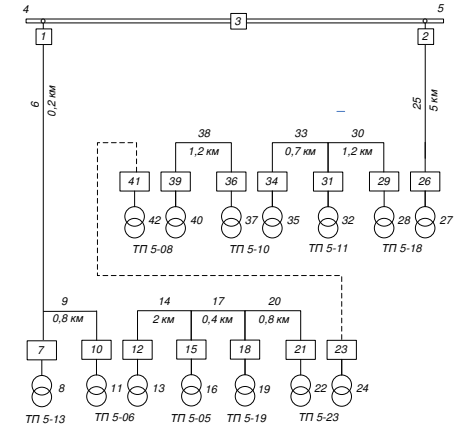
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

СХ
ВКР.134177.13.03.02.

Схемы замещения сети 10 кВ для определения надёжности существующей схемы



Схемы замещения сети 10 кВ для определения надёжности проектируемой схемы

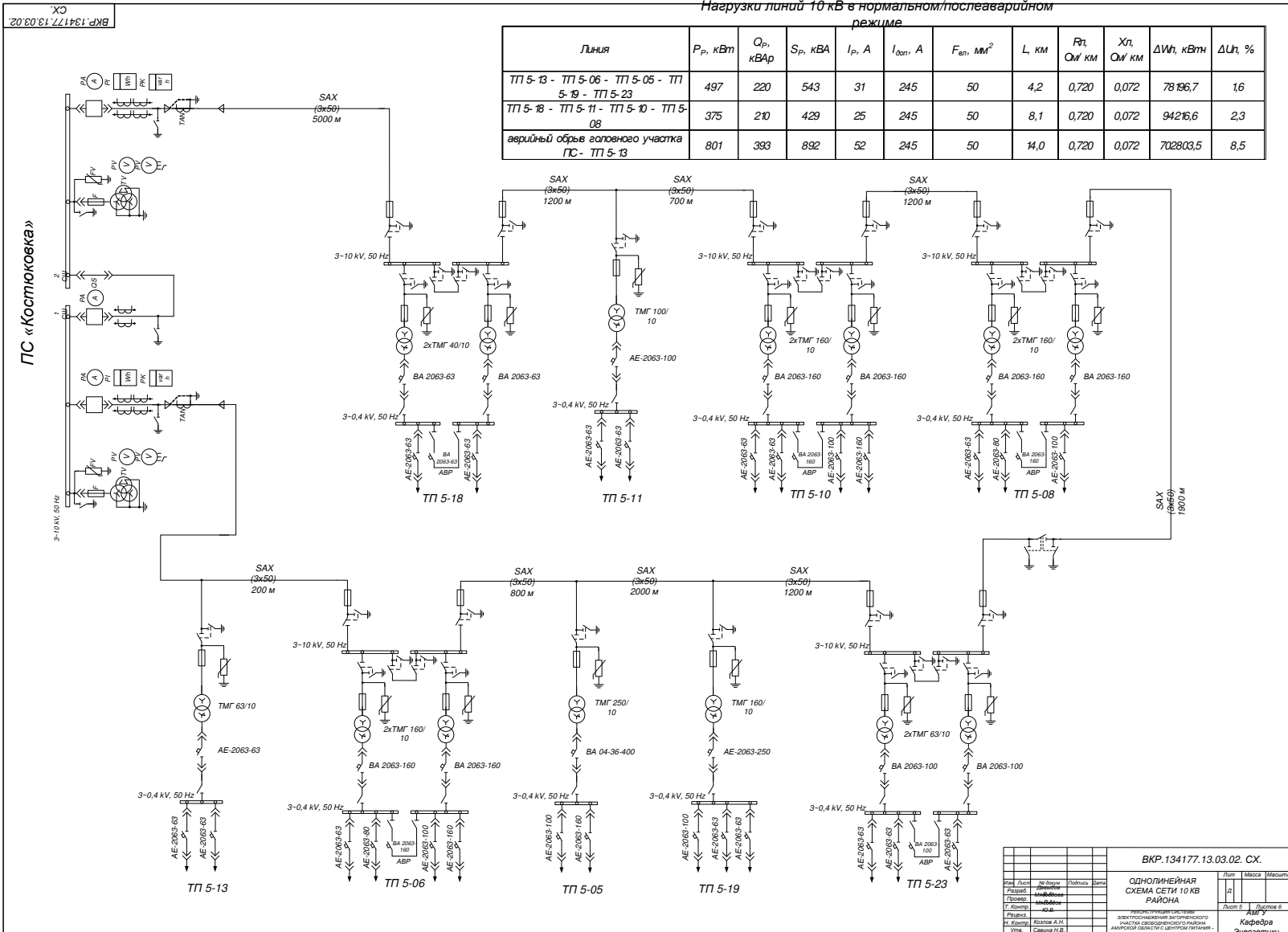


| | | | | | | | | | |
|---|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ВКР.134177.13.03.02. СХ. | | | | | | | | | |
| НАДЕЖНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОЙ И СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ 10 кВ | | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Лист | № | Масштаб | Масштаб | |
| Классиф. | Исполн. | Провер. | Исполн. | Провер. | Исполн. | Провер. | Исполн. | Провер. | Исполн. |
| Институт «Энергосбыт» филиал «Амур» ул. Коммунальная, 41/1 г. Благовещенск, Амурская область, 675000 | | | | | | | | | |
| Кафедра Энергетики | | | | | | | | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Нагрузки линий 10 кВ в нормальном/послеаварийном режиме

| Линия | P_p , кВт | Q_p , кВар | S_p , кВА | I_p , А | $I_{дон}$, А | $F_{вп}$, мм ² | L, км | R_l , Ом/км | X_l , Ом/км | ΔW_l , кВтч | ΔU_l , % |
|---|-------------|--------------|-------------|-----------|---------------|----------------------------|-------|---------------|---------------|---------------------|------------------|
| ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23 | 497 | 220 | 543 | 31 | 245 | 50 | 4,2 | 0,720 | 0,072 | 78 196,7 | 1,6 |
| ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08 | 375 | 210 | 429 | 25 | 245 | 50 | 8,1 | 0,720 | 0,072 | 94216,6 | 2,3 |
| аварийный обрыв головного участка ПС - ТП 5-13 | 801 | 393 | 892 | 52 | 245 | 50 | 14,0 | 0,720 | 0,072 | 702803,5 | 8,5 |



| | | | |
|-------------------------|------|----------|---------|
| ВКР 134177.13.03.02. СХ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись |
| Разработ. | Лист | № докум. | Подпись |
| Состав. | Лист | № докум. | Подпись |
| Г. Компр. | Лист | № докум. | Подпись |
| Листов: | 1 | из 1 | |
| И. Компр. | Лист | № докум. | Подпись |
| Утв. | Лист | № докум. | Подпись |

ОДНОЛИНЕЙНАЯ
СХЕМА СЕТИ 10 КВ
РАЙОНА

Инженер-проектировщик
электротехнической службы
закрытого акционерного общества
«АМГУ»
администрация области с центром платежей -
«Костюковское»

Лист 5 из 6
Листов 6
АМГУ
Кафедра
Энергетики

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

ВКР.134177.13.03.02
ПЛ.

Столбовая ТП общий вид

Столбовая ТП однолинейная схема

Устанавливается на отдельной опоре

| Поз. Обозн. | Наименование | Примечание |
|-------------|----------------------------------|-----------------------|
| 1 | Железобетонная стойка опоры в.п. | СВ105 |
| 2 | Трансформатор | ТМГ-10/0,4 40-160 кВА |
| 3 | Предохранитель | ПКТ-101-10-16-20 |
| 4 | Ограничитель перенапряжения | ОПН-Р-10 УХЛ1 |
| 5 | Проушины для СИП | |
| 6 | Гофрорукав | ПВХ 35 мм |
| 7 | Шкаф РУ 0,4 кВ | |
| 8 | Ошиновка | Провод СИП-3 |
| 9 | Траверса ВВ | |
| 10 | Траверса НН | |
| 11 | Балка | |
| 12 | Прижим профильный | |
| 13 | Балка под трансформатор | |
| 14 | Укосина | |
| 15 | Упор | |
| 16 | Рама под предохранители | |
| 17 | Уголок | L=800 |
| 18 | Шпилька | M12 L=295мм |
| 19 | Шпилька | M16 L=500мм |
| 20 | Заземляющий проводник | |

ВКР.134177.13.03.02. ПЛ.

| | | | | | | |
|---------|---------|----------|---------|---------|--------|---------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Лист | Масштаб |
| Разраб. | Исполн. | Провер. | Соглас. | Соглас. | д | |
| Листов | Листов | Листов | Листов | Листов | Листов | Листов |

СТОЛБОВАЯ ТП

Исполн. **АМ У**
Инженер **Кафедра**
Инженер **Энергетики**

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

