

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация распределительной сети 10 кВ села Кантон-Коммуна, в  
связи с перспективной застройкой села частными домами

Исполнитель

студент группы 842-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.Л.Горбачевский

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Горбачевского Л.Л.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация распределительной сети 10 кВ села Кантон-Коммуна, в связи с перспективной застройкой села частными домами.

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы

(проекта) 28.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: экспликация зданий и сооружений, данные контрольных замеров по трансформаторным подстанциям, данные о перспективной нагрузке села Кантон-Коммуна

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): расчет нагрузок, выбор сечений проводов, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, расчет заземления, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) работа содержит 99 стр ,19 рисунков , 21 таблицу,32 источника.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность , доцент, кандидат

техн.наук А.Б.Булгаков

7.Дата

задания 16.03.2022

выдачи

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович  
, профессор , канд техн наук

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

Задание принял к исполнению

(дата): 16.03.2022

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 с., 19 рисунков, 21 таблицу, 32 источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ.

Реконструкция распределительной и питающей сети села Кантон-Коммуна важна для дальнейшего безопасного и надежного электроснабжения людей активно переезжающих из города Благовещенск в село.

Для выполнения работ по реконструкции были сначала выполнены мероприятия по расчету нагрузок, определению перспективных районов застройки и их перспективных нагрузок, анализ существующих силовых трансформаторов и потребляемой мощности. Произведен выбор линий электропередачи и их проверка. Произведено проектирование распределительной сети 10/0,4 кВ питающей потребителей. Осуществлена проверка устанавливаемого оборудования на действие токов короткого замыкания.

Также были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и экологичности.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия

ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

ЛЭП – линия электропередачи

МТЗ – максимальная токовая защита

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

РУ – распределительное устройство

РЭС – район энергоснабжения

ТО – токовая отсечка

ТП – трансформаторная подстанция

ЭП – электроприёмник

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Характеристика села Кантон-коммуна Благовещенского района Амурской области	10
1.1. Характеристика села Кантон-Коммуна Благовещенского района Амурской области	10
1.2. Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3. Характеристика и анализ потребителей электроэнергии села	11
2. Анализ существующей системы электроснабжения села Кантон-коммуна	14
2.1. Источники питания и их анализ	14
2.2. Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП	15
2.3. Характеристика системы электроснабжения села и ее анализ	18
2.4. Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения	18
3. Расчет электрических нагрузок	19
3.1. Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников	19
3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников	23
4. Реконструкция системы низковольтного электроснабжения села Кантон-коммуна	26
4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения при реконструкции	26
4.2. Определение расчетных мощностей на участках линий	27
4.3. Выбор марок и сечений и количества линий	30
4.4. Расчет наружного освещения	36
4.5. Расчет электрических нагрузок ТП	39
5. Выбор трансформаторных подстанций	40

5.1. Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП с учетом компенсации реактивной мощности.	40
5.2. Выбор типа ТП и конструктивное исполнение	42
5.3. Определение места расположения ТП	44
6. Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения села и их анализ	45
6.1. Определение нагрузок по стороне 10 кВ	45
6.2. Определение суммарной нагрузки села Кантон-Коммуна	47
7. Реконструкция питающих сетей села Кантон коммуна	49
7.1. Обоснование целесообразности реконструкции питающих сетей	49
7.2. Выбор номинального напряжения питающих сетей	49
7.3. Выбор и проверка марки и сечений питающих линий и их конструктивное исполнение	51
8. Расчет токов короткого замыкания	56
9. Реконструкция подстанции 35 кВ Новотроицкая	64
9.1 Выбор плавких предохранителей.	65
9.2. Выбор выключателей нагрузки 10 кВ	66
9.3. Выбор вводного выключателя 0,4 кВ	68
9.4. Расчет контура заземления трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ	70
10. Релейная защита и автоматика, сигнализация в схеме электроснабжения после реконструкции	77
10.1. Выбор системы оперативного тока	77
10.2. Виды и типы релейной защиты	78
10.3 Релейная защита отходящего присоединения	79
10.4. Автоматика	80
10.5. Сигнализация	84
11 Безопасность и экологичность	87
11.1. Безопасность	87
11.2. Экологичность	88
11.3. Чрезвычайные ситуации	93

Заключение	96
Библиографический список	97

## ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрим основные аспекты реконструкции распределительной и питающей сети села Кантон-Коммуна, расположенного в Благовещенском районе Амурской области. При реконструкции учтены современные требования безопасности, предъявляемые к силовому оборудованию, рассмотрены вопросы экологичности.

Необходимость реконструкции села возникла в связи с перспективой роста нагрузки по причине выделения земельных участков под жилую застройку возле села Кантон-Коммуна. А также по причине роста износа оборудования и сетей в селе, которые были построены в разные годы без проекта по заявкам жителей. Сечения питающих проводов имеют различные показатели на различных участках сети.

При реконструкции распределительной сети проведены такие мероприятия как:

- расчет нагрузок,
- расчет и проектирование осветительной сети села для определения мощности трансформаторных подстанций с учетом перспективного роста нагрузок,
- рассчитаны сечения проводов и проведена их проверка по допустимой потере напряжения,
- рассчитаны токи короткого замыкания для последующего корректного выбора и проверки основного оборудования трансформаторных подстанций. Определена оптимальная конфигурация сети 10 кВ и конструктивные особенности трансформаторных подстанций.

Произведем также работы по определению безопасности производства работ и определению влияния трансформаторных подстанций и системы электроснабжения села на экологию.

Для решения вышеуказанных задач используются компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office, Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА КАНТОН-КОММУНА БЛАГОВЕЩЕНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

## 1.1 Характеристика села Кантон-Коммуна Благовещенского района Амурской области

Данный район является отличной рекреационной зоной. Что приводит к такому фактору как переезд жителей г. Благовещенска в сельскую местность с целью обретения спокойной жизни и отдыха. Данному фактору также способствуют такие обстоятельства, как близость к городу и хорошее дорожное покрытие автомобильной трассы Благовещенск – Свободный, путь по которой от города Благовещенск до села Кантон-Коммуна составляет всего порядка 15-20 минут. Поэтому все больше и больше людей среднего возраста с большей долей вероятности выбирают для строительства загородного дома и жизни именно село Кантон-Коммуна. Свежий воздух положительно действует на всех людей, соответственно, учитывая разный возраст и достаток, люди строят разные дома с разными электрическими нагрузками. Также необходимо учитывать активное заселение Дальнего Востока людьми из центральной части России и территорий, прилегающих к Украине, откуда народ стремится к более спокойной и безопасной жизни. Учитывая введенные в отношении нашей страны санкции, в настоящее время особенно актуальным становится развитие сельского хозяйства и животноводства. Что также ведет к оттоку людей в сельскую местность.

## 1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Климат выражен большими годовыми (45-50° С) и суточными (до 20° С) амплитудами температур воздуха, так как село расположено в резкоконтинентальном климате.

Преобладает высокая муссонность – почти исключительно северо-западными ветрами зимой, резким преобладанием летних осадков.

Средняя температура воздуха в январе - минус 27° С, в июле - плюс 24°С.

Годовое количество осадков 651 мм. Они выпадают преимущественно в тёплый период года. Дожди ливневые и обложные, бывает град. Зимой средний снежный покров 17 см. Средняя годовая скорость ветра – до 3,6 м/с. Весной и осенью в отдельные дни она достигает 20 м/с. Зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2-2,5 м, полностью оттаивающий к началу июля.

Чётко выражены времена года. Лето – преимущественно жаркое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая с маломощным снежным покровом, с большим количеством солнечного сияния.

Отопительный период составляет порядка 200 дней.

Грунт песчано-суглинистый.

### **1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии села**

В селе Кантон-Коммуна основными потребителями являются частные дома и сельхоз нагрузка. То есть население, проживающее в частных домах желающее уединиться и отрешиться от суеты городского ритма жизни. При этом люди не забывают о таком важном факторе жизни как уют. Соответственно, в каждом частном доме находится большое количество бытовых электроприемников. Рассмотрим основные электроприемников которые есть в настоящее время почти в каждом доме, каждой квартире.

Бытовые приемники:

- Электрический чайник;
- Электрическая плита;
- Микроволновка;
- Пылесос;
- Стиральная машина.

Так как мы имеем дело с частными домами, то сюда целесообразно добавить глубинные и перекачивающие насосы, электродвигатели.

Весь перечисленный объем нагрузок, конечно же, есть не в каждом доме, но во многих. Тут важную роль играет социальный статус населения, который напрямую влияет на достаток в семье. Учитывая наличие разных нагрузок по

разным жилым домам, суммирование нагрузок будем производить с учетом коэффициента одновременности. Проектирование данной системы электроснабжения для села с учетом выделенных администрацией Благовещенского района земельных участков под жилую застройку. План села Кантон-Коммуна изображён на рисунке 1. Существующие нагрузки по трансформаторным подстанциям приведены в таблице 1.

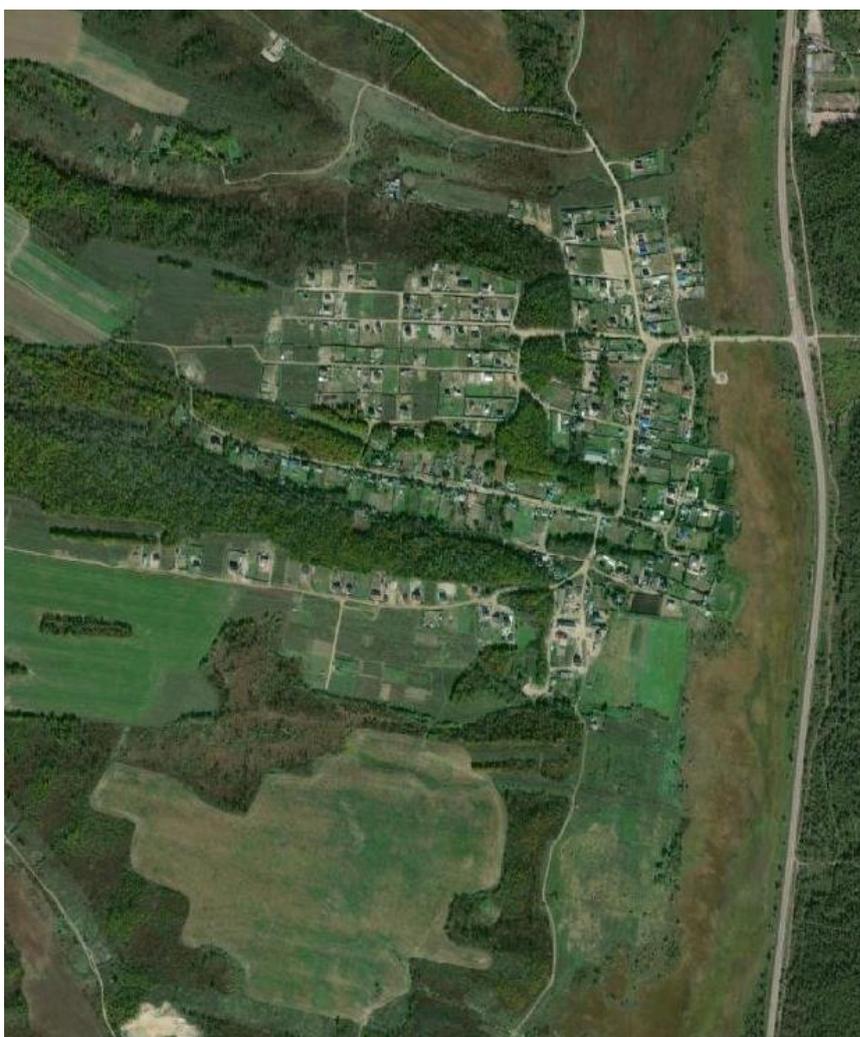


Рисунок 1 – План проектируемого района

Таблица 1 Экспликация существующих нагрузок села Кантон - Коммуна

№ ТП	Номинальная мощность, кВА	Фактическая нагрузка по данным контрольных замеров, кВт
1	2	3
ТП № 12-1	400	374
ТП № 12-2	250	198

Продолжение таблицы 1

1	2	3
ТП № 12-4	250	221
ТП № 12-5	630	589
ТП № 12-6	400	341
ТП № 12-7	160	95
ТП № 12-9	63	53
ТП № 12-11	63	42
ТП № 12-15	63	19

Также имеются данные от администрации Благовещенского района о размежевании земельных участков с целью образования дополнительных мест для расселения жителей близлежащего города Благовещенск в частные жилые дома.



Как видно из схемы, на подстанции установлено два трансформатора 35 на 10 кВ, при этом питание идет всего по одной линии 35 кВ от ПС 110 кВ Силикатная.

Схема подстанции Моховая приведена на рисунке 3.

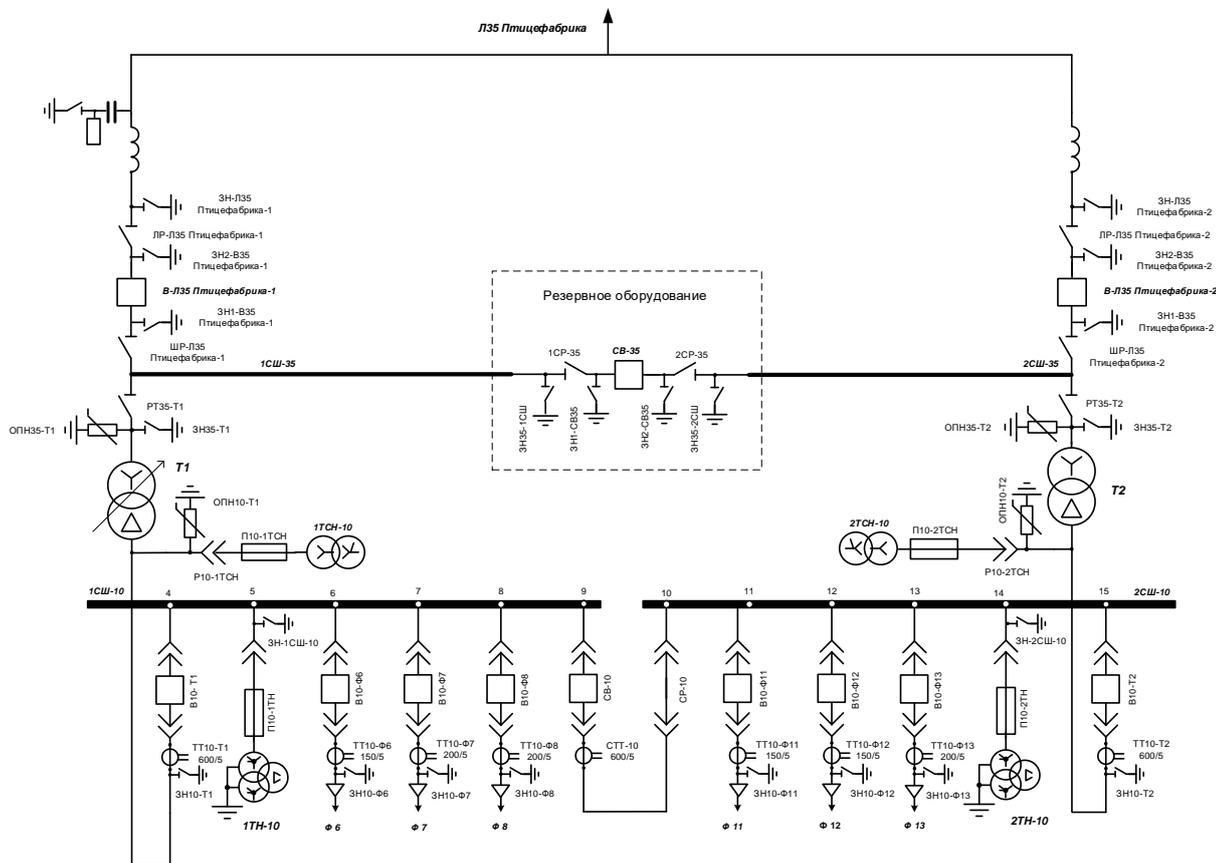


Рисунок 3 - Схема подстанции Моховая

Как видно со схемы, данная подстанция аналогично подстанции Новотроицкая, получает питание только по одной линии 35 кВ от подстанции 110 кВ Птицефабрика.

## 2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП

Проанализировав полученные данные в части особенностей характера нагрузки, можно сделать выводы, что в данном районе в основном преобладает частный сектор с бытовой нагрузкой с небольшим включением магазинов и сельскохозяйственной нагрузкой.

В данном районе застройки устанавливались в преобладающем большинстве комплектные трансформаторные подстанции киоскового типа, различной мощности в зависимости от заявляемых мощностей, предполагаемых

к потреблению. Трансформаторные подстанции малой мощности до 100 кВ устанавливались в основном в мачтовом исполнении, то есть на подвешенные на опорах линии электропередачи.

Перечень подстанций с указанием номинальных мощностей и данных контрольных замеров представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень ТП подключенных к ВЛ 10 кВ Ф-5 ПС 35 кВ Новотроицкая

№ ТП	Номинальная мощность, кВА	Фактическая нагрузка по данным контрольных замеров, кВт
1	2	3
ТП № 12-1	400	374
ТП № 12-2	250	198
ТП № 12-4	250	221
ТП № 12-5	630	589
ТП № 12-6	400	341
ТП № 12-7	160	95
ТП № 12-9	63	53
ТП № 12-11	63	42
ТП № 12-15	63	19

Проведем анализ данных контрольных замеров, указанных в таблице выше. Как видно из таблицы в данном районе разброс величин мощности очень высок, что подтверждается расчётом коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов.

Фактическая загрузка силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{факт}}{n \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (1)$$

где  $S_{\text{факт}}$  – фактическая нагрузка трансформаторов по данным контрольных замеров, кВА;

$n$  – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

$S_{\text{ном. тр.}}$  – номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

Рассчитаем для ТП № 12-1:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{\text{факт}}}{n \cdot S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{374}{1 \cdot 400} = 0,94$$

Получившийся коэффициент загрузки силового трансформатора превышает нормально допустимые и рекомендованные для нормальной эксплуатации трансформаторов. Посчитаем фактическую нагрузку для других трансформаторов, аналогичным способом, данные сведем в таблицу 3:

Таблица 3 – Фактическая нагрузка силовых трансформаторов

№ ТП	Номинальная мощность, кВА	Фактическая нагрузка по данным контрольных замеров, кВт	Кзф
1	2	3	4
ТП № 12-1	400	374	0,94
ТП № 12-2	250	198	0,79
ТП № 12-4	250	221	0,88
ТП № 12-5	630	589	0,93
ТП № 12-6	400	341	0,85
ТП № 12-7	160	95	0,59
ТП № 12-9	63	53	0,84
ТП № 12-11	63	42	0,67
ТП № 12-15	63	19	0,30

### 2.3 Характеристика системы электроснабжения села и ее анализ

Система электроснабжения села Кантон-Коммуна представляет собой несистематизированную застройку села опорами ВЛ различного типа и различного сечения проводом. В ряде случаев были протянуты и построены отдельные ТП в местах, где строились жилые дома и была необходимость подключения жилых домов. В некоторых местах после развала сельских хозяйств нагрузки снизились до минимальных величин. Учитывая отсутствие реконструкции и систематизированного ремонта существующей сети, при грозах и иных повреждениях питающей сети проводились восстановительные работы, представляющие собой установку соединительных зажимов, шлейфов. При изломах опор часто устанавливались пасынки. Это половинки опор, к которым впоследствии прикручиваются оставшиеся целыми части опор ВЛ. Анализируя полученные данные, можно сделать выводы, что нагрузка по трансформаторным подстанциям подключена очень неравномерно, но при этом очевидна сильная загрузка существующих ТП. Ряд ТП имеет недогруз, но их географическое расположение свидетельствует об удаленности от основных транспортных магистралей и неудобном расположении.

#### **2.4 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения**

Необходимость реконструкции распределительной сети 10 кВ села Кантон-Коммуна возникла из многих факторов, но, все-таки, одними из самых преобладающих является увеличение на существующую сеть нагрузки, с которой она не справляется, чему немало способствует решение Администрации Благовещенского района о выделении земельных участков возле села для перспективной жилой застройки частными домами.

Учитывая данные факторы и техническое состояние распределительной сети 10 кВ, в селе Кантон-Коммуна необходима полномасштабная реконструкция системы электроснабжения 0,4-10 кВ с заменой изношенных опор и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

## 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников

Расчет электрических нагрузок трансформаторных подстанций села Кантон-Коммуна будем проводить, основываясь на данных контрольных замеров, полученных у сетевой организации. При этом, учитывая необходимость масштабной реконструкции села Кантон-Коммуна, проведем проверку соответствия данных контрольных замеров расчету нагрузок по одной из трансформаторных подстанций. Расчет будет выполнен в соответствии с инструкцией по проектированию городских электрических сетей. Значительный рост частной и бытовой нагрузки приводит к необходимости проведения расчета городской нагрузки, но также учитываем, что данная инструкция распространяется как на вновь сооружаемые, так и на реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и сел современного типа до и выше 1 кВ.

Сначала разберем непосредственно сам порядок проведения расчетов существующих нагрузок. Расчет нагрузки частного дома  $P_{\text{дом}}$ , кВт по формуле:

$$P_p = P_{\text{дом}} + k_y P_c ; \quad (2)$$

где  $P_{\text{кв}}$  - расчетная электрическая нагрузка дома, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_c$  - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников,  $k_y = 0,9$ .

Расчетную реактивную мощность жилого дома  $Q_p$ , кВар, определяем следующим образом:

$$Q_p = P_{\text{дом}} \cdot \operatorname{tg} \varphi + k_y (P_{\text{р.л}} \cdot \operatorname{tg} \varphi + P_{\text{ст.у}} \cdot \operatorname{tg} \varphi); \quad (3)$$

где  $tg \varphi$  - коэффициенты реактивной мощности;

$P_{\text{дом}}$  - расчетная электрическая нагрузка электроприемников дома, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_{\text{р.л}}$  - мощность лифтовых установок зданий которые отсутствуют в селе, кВт;

$P_{\text{ст.у}}$  - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов, котла и других санитарно-технических устройств, кВт.

Суммарная полная электрическая нагрузка частного жилого дома  $S_p$ , кВА, вычисляется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (4)$$

где  $P_p$  - расчетная электрическая нагрузка жилого дома, определенная по формуле выше, кВт;

$Q_p$  - расчетная реактивная мощность жилого дома, определенная по формуле выше, кВар.

Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения.

Достаточно часто рассматриваемые учреждения располагаются в жилых домах. В результате нагрузка на вводе в жилой дом в этом случае определяется так:

$$P_{\text{ж.д.общ}} = P_{\text{ж.д}} + K_{\text{н.м.}} \cdot P_{\text{общ}}; \quad (5)$$

где  $P_{\text{ж.д. общ}}$  - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение;

$P_{\text{общ}}$  — расчетная нагрузка учреждения, встроенного в жилой дом;

$K_{\text{н.м.}}$  — коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.

Согласно справочной информации, расчетная электрическая нагрузка общественного здания  $P$ , кВт, определяется по формуле:

$$P = P_{уд} \cdot m; \quad (6)$$

где  $P_{уд}$  - удельная нагрузка здания:

- для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м<sup>2</sup>;

- для учреждений образования, предприятий общественного питания и коммунально-бытового обслуживания, клубов, больниц и т.п., кВт/место;

- для прачечных, кВт/кг вещей;

$m$  – соответственно:

- площадь, м<sup>2</sup>;

- количество мест, место;

- масса вещей, кг.

Расчетная реактивная мощность здания  $Q_p$  кВар, определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (7)$$

где  $P_p$  - расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$  - коэффициент мощности общественного здания.

Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий для ориентировочных расчетов принимаем по справочнику равными 7,5 кВт, тангенс реактивной мощности также берется по справочнику.

К трансформаторной подстанции 12-1 на данный момент подключено 5 отходящих линий 0,4 кВ, непосредственно к которым подключены потребители. Схема распределительной сети 0,4 кВ указана на листе графической части.

Определим количество потребителей от ТП 3 12-1 и сведем их в общую таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет жилой нагрузки

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	$P_p$ , кВт	$P_{сум}$ , кВт	$tq \varphi$	$Q$ , кВар	$S$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 0,4 кВ Ф-1 ТП 12-1						
Жилой дом	18	7,5	135	0,43	58,05	146,952
Почта	1	5	5	0,62	3,1	5,88303
Медицинский пункт	1	5	5	0,29	1,45	5,20601
ВЛ 0,4 кВ Ф-2 ТП 12-1						
Жилой дом	8	7,5	60	0,43	25,8	65,3119
ВЛ 0,4 кВ Ф-3 ТП 12-1						
Жилой дом	11	7,5	82,5	0,43	35,475	89,8038
ВЛ 0,4 кВ Ф-4 ТП 12-1						
Жилой дом	13	7,5	97,5	0,43	41,925	106,132
ВЛ 0,4 кВ Ф-5 ТП 12-1						
Жилой дом	2	7,5	15	0,43	6,45	16,328
Итого по ТП			400		172,25	435,616

Как видно из таблицы, основную нагрузку представляют из себя коммунально-бытовые потребители (коттеджи).

Распределим нагрузку по существующим трансформаторным подстанциям. Исходя из того, что в существующем законодательстве в России достаточно затруднительно произвести дополнительный выбор земельных участков, трансформаторные подстанции, места их расположения и количество оставим без изменения.

По остальным трансформаторным подстанциям расчет проводится аналогичным образом, но при этом, учитывая, что расчетные данные у нас практически совпадают с данными, полученными в результате контрольных замеров, для дальнейших расчетов будем пользоваться данными, полученными в результате контрольных замеров. Так как они являются более реальными и физически обоснованными.

Расчетные нагрузки по трансформаторным подстанциям приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет эл. нагрузок существующих потребителей

№ ТП	P <sub>p</sub> , кВт	tq φ	Q, кВар	S, кВА
ТП № 12-1	374	0,44	164,56	408,6
ТП № 12-2	198	0,43	85,14	215,5
ТП № 12-4	221	0,38	83,98	236,4
ТП № 12-5	589	0,4	235,6	634,4
ТП № 12-6	341	0,51	173,91	382,8
ТП № 12-7	95	0,25	23,75	97,9
ТП № 12-9	53	0,63	33,39	62,6
ТП № 12-11	42	0,42	17,64	45,6
ТП № 12-15	19	0,12	2,28	19,1

### **3.2 Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников**

Из вновь вводимых электроприемников у нас два района перспективной жилой застройки. Данные земельные участки для удобства строительства и организации застройки разбиты на прямоугольные участки размером от 6 до 10 соток, с заблаговременно отведенной землей для автомобильных дорог и инфраструктуры. Учитывая большие объемы строительства, запланируем на данных участках по 2 магазина - бытовые и хозяйственные. Для определения количества и мощности трансформаторных подстанций определим пиковую нагрузку одного жилого дома.

Для этого примем следующий перечень нагрузок в жилом доме:

- чайник – 1,5 кВт;
- электрическая плита – 5 кВт;
- холодильник – 0,8 кВт;
- стиральная машина – 1,5 кВт;
- насос – 0,5 кВт;
- компьютер и другая техника – 1 кВт;
- микроволновка – 0,8 кВт;
- электрический котел для поддержания тепла – 5 кВт.

Суммарная пиковая нагрузка на частный дом составляет: 16,1 кВт. При этом, учитывая коэффициент одновременности, равный 0,7, получаем среднюю нагрузку равную 11,3 кВт. В данном случае также целесообразно учитывать особенности технологического присоединения потребителей, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861, в соответствии с которыми, каждый человек имеет право на льготное подключение к электрическим сетям мощностью присоединения до 15 кВт и стоимостью 550 рублей.

Основываясь на данных факторах и учитывая человеческий фактор, нагрузку на вводе в коттедж примем равной 15 кВт. Нагрузку домов будем по мере расчетов распределять по трансформаторным подстанциям.

Перспективная нагрузка будет в основном распределена по 2 районам, которые на листе графической части обозначены как:

- Район перспективной застройки № 1;
- Район перспективной застройки № 2.

В район перспективной застройки № 1 будут входить вновь образованные земельные участки с домами по улицам Обувная, Солнечная, переулок Майский и улица Красивая.

В район перспективной застройки № 2 будут входить вновь образованные земельные участки с домами по улицам Заречная, переулок Майский и ул. Красивая.

Распределение новых домов по перспективным районам застройки указано на листе графической части. Так как это будет современное новое жилье, то застройку выберем вдоль улиц квадратно-гнездовым методом с одинаковыми участками определенного размера и предусмотренными на участках местами для дома, сада огорода и, возможно, бани. Все будет зависеть от будущих собственников.

В первом перспективном районе планируется разместить 21 жилой дом суммарной мощностью 315 кВт. Во втором перспективном районе планируется 17 жилых домов общей мощностью 255 кВт.

Соответственно, рассчитаем общую потребность в трансформаторных подстанциях на перспективную нагрузку.

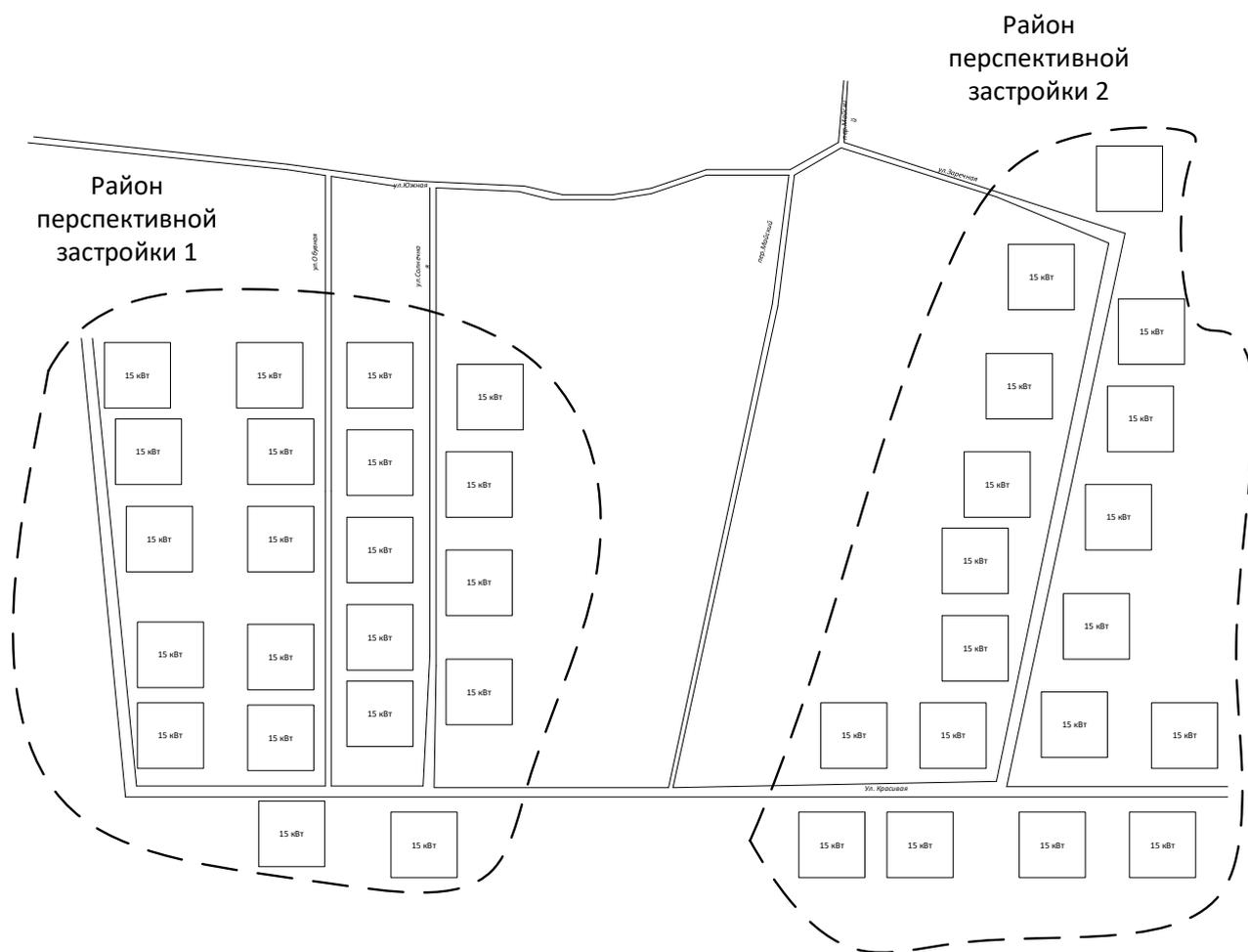


Рисунок 4 – Перспективная нагрузка села Кантон-Коммуна

## 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА КАНТОН-КОММУНА

### 4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения при реконструкции

Для определения основных технических характеристик низковольтного электроснабжения рассмотрим, какие в принципе существуют линии электроснабжения и какие есть особенности у села Кантон-Коммуна. Распределительные низковольтные сети по структуре сети могут быть магистральными, радиальными или петлевыми. Могут быть трехфазными или однофазными. А в зависимости от количества фаз могут быть четырехпроводными или двухпроводными. Иногда, как особенность, возможны трехпроводные сети или пятипроводные сети.

В нашем случае для электроснабжения села Кантон-Коммуна примем рабочее напряжение распределительной сети 0,4 кВ, которое будет выполнено трехфазным и четырехпроводным. В качестве схемы электроснабжения примем радиальную схему распределения как от существующих понижающих ТП 10/0,4 кВ так и от перспективных. Нейтральный провод сети 0,4 кВ, в соответствии с требованиями безопасности будет заземлен на ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ветви, или линии длиной более 200 м, или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

Потребители села Кантон-Коммуна в основном относятся к III категории надежности электроснабжения. В связи с этим слишком сложная структура сети не требуется, поэтому петлевые и магистральные сети не рассматриваются из-за их сложности и высокой стоимости. Третья категория надежности позволяет осуществить восстановление электроснабжения в течение суток. Этого времени более чем достаточно для замены, например, трансформатора в трансформаторной подстанции, или замены нескольких опор ВЛ.

## 4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

При определении расчетных мощностей необходимо учитывать невозможность простого суммирования нагрузок отдельных потребителей, так как это приведет к необоснованным завышениям нагрузок. Из-за характера электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и того, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки каждого отдельного фидера 0,4 кВ выполняется следующим образом: Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузка остальных потребителей вводится с соответствующим коэффициентом участия в максимуме нагрузок. Расчет проведем на основании ТП № 12-1, к которой подключено 5 отходящих фидеров, в основном нагрузка составляет частные дома, почта и медицинский пункт.

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{y_i} \cdot P_{зди}, \quad (8)$$

где  $P_{зд.max}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зди}$  – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{y_i}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников, [13 таб.2.3.1.].

$$Q_{p.l} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{y_i} \cdot Q_{зди}, \quad (9)$$

где  $Q_{зд.max}$  – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВар;

$Q_{зди}$  – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии, кВар;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Определим расчетную электрическую нагрузку для фидера 1 ТП № 12-1. Потребители, подключённые к данному фидеру указаны на рисунке 5.

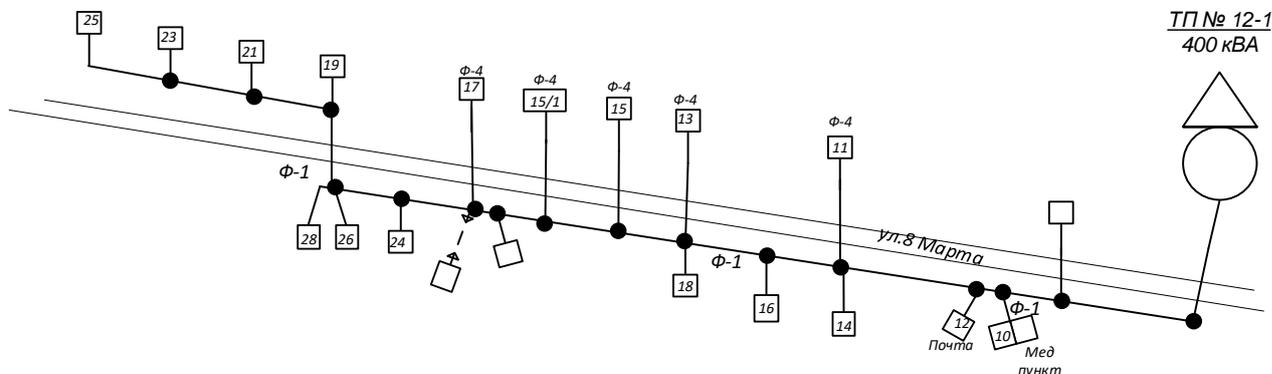


Рисунок 5 - Потребители Ф-2 ТП № 12-1

Произведем расчет:

Расчетная электрическая нагрузка равна:

$$P_{p.l} = 18 * 5,5 + 5 * 0,6 + 5 * 0,8 = 106 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.l} = 18 * 5,5 * 0,43 + 5 * 0,6 * 0,62 + 5 * 0,8 * 0,29 = 45,59 \text{ кВар},$$

$$S_{p.l} = 115,39 \text{ кВА}.$$

Расчеты по остальным фидерам ТП № 12-1 проведем аналогичным способом, результаты расчета приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	$P_p$ , кВт	$P_{сум}$ , кВт	$tq \varphi$	$Q$ , кВар	$S$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 0,4 кВ Ф-1 ТП 12-1						
Жилой дом	18	7,5	106	0,43	45,58	115,384
Почта	1	5	5	0,62	3,1	5,88303
Медицинский пункт	1	5	5	0,29	1,45	5,20601
ВЛ 0,4 кВ Ф-2 ТП 12-1						
Жилой дом	8	7,5	60	0,43	25,8	65,3119
ВЛ 0,4 кВ Ф-3 ТП 12-1						
1	2	3	4	5	6	7
Жилой дом	11	7,5	82,5	0,43	35,475	89,8038

ВЛ 0,4 кВ Ф-4 ТП 12-1						
Жилой дом	13	7,5	97,5	0,43	41,925	106,132
ВЛ 0,4 кВ Ф-5 ТП 12-1						
Жилой дом	2	7,5	15	0,43	6,45	16,328
Итого по ТП			371	0,43714	159,78	404,049

В итоге получилась нагрузка по существующей трансформаторной подстанции почти схожая с данными контрольных замеров, но при этом получается, что существующий силовой трансформатор работает на 100 % загрузки. Диспетчерские порядковые номера присвоим следующим ТП 13 и ТП14.

На перспективном участке как первом, так и втором установим по трансформаторной подстанции, на первом участке, примем их нагрузки в соответствии с расчетами, проведенными в п. 3.2.

Рассчитаем нагрузки 0,4 кВ по остальным трансформаторным подстанциям аналогичным образом, результаты расчетов сведем в таблицу 7.

Таблица 7 Расчеты мощностей по участкам линии

Наименование ТП	Наименование преобладающей нагрузки	Кол-во потребителей	Рсум, кВ	tq φ	Q, кВар	S, кВА
1	2	3	4	5	6	7
ТП № 12-1	Ф-1	20	371	0,43	159,78	403,94
	Ф-2	8				
	Ф-3	11				
	Ф-4	13				
	Ф-5	2				
ТП № 12-2	Ф-1	10	198	0,43	85,14	215,53
	Ф-2	7				
	Ф-3	3				
	Ф-4	6				
ТП № 12-4	Ф-1	10	221	0,43	95,03	240,57
	Ф-2	7				
	Ф-3	14				
ТП № 12-5	Ф-1	12	589	0,43	253,27	641,14
	Ф-2	16				
ТП № 12-6	Ф-1	6	341	0,43	146,63	371,19
	Ф-2	6				
	Ф-3	9				
ТП № 12-7	Ф-1	4	95	0,43	40,85	103,41

	Ф-2	3				
ТП № 12-9	Ф-1	2	53	0,43	22,79	57,69
	Ф-2	3				
ТП № 12-11	Ф-1	3	42	0,43	18,06	45,72
ТП № 12-15	Ф-1	2	19	0,43	8,17	20,68
	Ф-2	2				
	Ф-3	1				
ТП № 13	Ф-1	6	315	0,43	135,45	342,89
	Ф-2	5				
	Ф-3	10				
ТП № 14	Ф-1	9	255	0,43	109,65	277,58
	Ф-2	8				

### 4.3 Выбор марок и сечений и количества линий

Выбор марок сечений и количества линий в сети низковольтного электроснабжения проведем для ТП 12-1 и ее распределительной сети 0,4 кВ

При реконструкции низковольтной сети 0,4 кВ воспользуемся современными системами и техническими возможностями, предлагаемыми нам современным миром. А именно, реконструкцию будем выполнять с использованием самонесущего изолированного провода СИП. Положительные черты и преимущества провода СИП в сравнении с неизолированными проводами:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубki просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;
- сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;
- безопасность обслуживания - отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением;
- возможность работы под напряжением, простота ремонтов;

- практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;
- меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;
- безопасность работ вблизи линий с СИП;
- снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);
- возможность прокладки по фасадам зданий;
- возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 6-10 кВ.

Учитывая, что ранее мы приняли распределительную сеть с использованием радиальных цепей, где идет магистраль, от которой отпайками отходят провода для подключения потребителей, то сечение проводов магистрали ВЛИ примем постоянным по всей длине магистрали в соответствии с ПУЭ [п. 2.4.16]. На ВЛИ отпаечных и отходящих участках от одной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, следует предусматривать не более двух-трех сечений проводов.

По условиям механической прочности на магистралях ВЛ, на линейном ответвлении от ВЛ и на ответвлениях к вводам следует применять провода с минимальными сечениями:

- магистраль, линейные ответвления выполняются сечением не менее 50 мм<sup>2</sup>;
- ответвление к вводам выполняется сечением не менее 16 мм<sup>2</sup>. В соответствии с законодательством о технологическом присоединении.

Используя расчетную нагрузку головного участка каждой линии, определяем максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_l}, \quad (10)$$

где  $S_{р.л}$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{л}$  – номинальное напряжение, кВ.

На основании данной формулы выполним первичный выбор сечения СИП (изолированного алюминиевого провода) по условию нагрева  $I_{р.л} \leq I_{дл.доп}$ , где  $I_{дл.доп}$  - длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения.

Для основных магистралей и распределительных сетей используем провод марки СИП 2А. Особенностью данного провода является наличие изолированной несущей нейтрали, на которую подвешивается провод на опоры ВЛИ.

Определим расчетный ток для фидера 1 от ТП № 12-1:

$$I_{р.л} = \frac{126,43 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 182,55 \text{ А}$$

По таблице длительно допустимых токов для проводов СИП выбираем ближайшее большее значение равное 50 мм<sup>2</sup>.

Принимаем сечение 3х50+1х35мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 195 А.

Выбранные сечения по остальным линиям приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные нагрузки, сечение линий 0,4 кВ

Наименование ТП	Номер отходящего фидера	S, кВА	Ip, А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм <sup>2</sup>	Iдоп, А
1	2	3	4	5	6
ТП № 12-1	Ф-1	126,43	182,5	3х50	195
	Ф-2	61,83	89,2	3х16	100
	Ф-3	76,63	110,6	3х25	130
	Ф-4	93,83	135,4	3х35	160
	Ф-5	21,34	30,8	3х16	100
ТП № 12-2	Ф-1	81,64	117,8	3х25	130
	Ф-2	57,15	82,5	3х16	100
	Ф-3	24,49	35,4	3х16	100
	Ф-4	52,25	75,4	3х16	100
ТП № 12-4	Ф-1	78,92	113,9	3х35	160
	Ф-2	57,15	82,5	3х16	100
	Ф-3	104,50	150,8	3х35	160

1	2	3	4	5	6
ТП № 12-5	Ф-1	260,59	376,1	3x185	436
	Ф-2	380,55	549,3	3x240	600
ТП № 12-6	Ф-1	109,94	158,7	3x35	160
	Ф-2	106,13	153,2	3x35	160
	Ф-3	155,12	223,9	3x70	240
ТП № 12-7	Ф-1	65,31	94,3	3x16	100
	Ф-2	38,10	55,0	3x16	100
ТП № 12-9	Ф-1	16,33	23,6	3x16	100
	Ф-2	24,49	35,4	3x16	100
ТП № 12-11	Ф-1	24,49	35,4	3x16	100
ТП № 12-15	Ф-1	6,97	10,1	3x16	100
	Ф-2	6,97	10,1	3x16	100
	Ф-3	6,97	10,1	3x16	100
ТП № 13	Ф-1	153,48	221,5	3x70	240
	Ф-2	57,69	83,3	3x16	100
	Ф-3	131,71	190,1	3x70	240
ТП № 14	Ф-1	155,12	223,9	3x70	240
	Ф-2	122,46	176,8	3x50	195

Анализируя полученные данные можно сделать выводы о том, что на нескольких отходящих фидерах нагрузки превышают нормальные сечения проводов, применяемые в электроснабжающих организациях в связи с чем при реконструкции разделим большие нагрузки на несколько дополнительных фидеров, чтобы сечения провода по всему селу были примерно одинаковые, соответственно, на ТП 12-5, а по некоторым ТП можно наоборот объединить нагрузки и перераспределить нагрузку более равномерно по фидерам. Соответственно, пересчитанные сечения и мощности приведем в таблице 12. По отходящим фидерам где нагрузка минимальна сечение примем равное 35 мм<sup>2</sup>, так как по протяженности и расположению потребителей объединять их в один фидер нецелесообразно.

Результаты расчета сечений провода после перераспределения нагрузки, приведем в таблице 9.

Выбранные значения сечений проводов проверим на допустимую потерю напряжения. Для этого необходимо взять значение напряжения на шинах источника питания, и, подсчитав потери напряжения в сети, определить напряжение на конечных опорах, непосредственно у потребителей в домах.

Таблица 9 – Определение сечений провода

Наименование ТП	Номер отходящего фидера	Кол-во приемников электрической энергии	P	tq φ	Q, кВар	S, кВА	I <sub>р.л.</sub> , А	Данные СИП, шт. × мм <sup>2</sup>	I <sub>доп.</sub> , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП № 12-1	Ф-1	20	138	0,4	59,34	126,43	182,5	3x50	195
	Ф-2	8	56,8	0,4	24,42	61,83	89,2	3x35	160
	Ф-3	11	70,4	0,4	30,27	76,63	110,6	3x25	130
	Ф-4	13	86,2	0,4	37,07	93,83	135,4	3x35	160
	Ф-5	2	19,6	0,4	8,43	21,34	30,8	3x35	160
ТП № 12-2	Ф-1	10	75	0,4	32,25	81,64	117,8	3x25	130
	Ф-2	7	52,5	0,4	22,58	57,15	82,5	3x35	160
	Ф-3	3	22,5	0,4	9,68	24,49	35,4	3x35	160
	Ф-4	6	48	0,4	20,64	52,25	75,4	3x35	160
ТП № 12-4	Ф-1	10	72,5	0,4	31,18	78,92	113,9	3x35	160
	Ф-2	7	52,5	0,4	22,58	57,15	82,5	3x35	160
	Ф-3	14	96	0,4	41,28	104,50	150,8	3x35	160
ТП № 12-5	Ф-1	13	119	0,4	51,43	130,19	187,9	3x70	240
	Ф-2	19	142	0,4	61,28	155,12	223,9	3x70	240
	Ф-3	14	129	0,43	55,38	140,20	202,4	3x70	240
	Ф-4	19	142	0,43	61,28	155,12	223,9	3x70	240
ТП № 12-6	Ф-1	12	101	0,43	43,43	109,94	158,7	3x35	160
	Ф-2	13	97,5	0,43	41,93	106,13	153,2	3x35	160
	Ф-3	19	142,5	0,43	61,28	155,12	223,9	3x70	240
ТП № 12-7	Ф-1	8	60	0,43	25,80	65,31	94,3	3x35	160
	Ф-2	4	35	0,43	15,05	38,10	55,0	3x35	160
ТП № 12-9	Ф-1	3	22,5	0,43	9,68	24,49	35,4	3x35	160
	Ф-2	3	28,5	0,43	12,26	31,02	44,8	3x35	160
ТП № 12-11	Ф-1	6	42	0,43	18,06	45,72	66,0	3x35	160
ТП № 12-15	Ф-1	1	6,4	0,43	2,75	6,97	10,1	3x35	160
	Ф-2	1	6,4	0,43	2,75	6,97	10,1	3x35	160
	Ф-3	1	6,4	0,43	2,75	6,97	10,1	3x35	160
ТП № 13	Ф-1	15	112	0,43	48,38	122,46	176,8	3x70	240
	Ф-2	18	135	0,43	58,05	146,95	212,1	3x35	160
	Ф-3	16	120	0,43	51,60	130,62	188,5	3x70	240
ТП № 14	Ф-1	19	142	0,43	61,28	155,12	223,9	3x70	240
	Ф-2	15	112	0,43	48,38	122,46	176,8	3x50	195

Согласно ГОСТ Р 54149-2013, положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\%, \quad (11)$$

где  $I$  – рабочий максимальный ток;

$L$  – длина линии, км;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВ;

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Рассчитаем потерю напряжения на ТП 12-1 на линии Ф-1:

$$\Delta U = \frac{182.486 \cdot 2.22 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0.822 \cdot 0.92 + 0.0782 \cdot 0.4) \cdot 100\% = 1.45\%$$

Потери напряжения по линиям 0,4 кВ приведены в следующей таблице 10.

Таблица 10 – Потери напряжения по линиям 0,4 кВ

Наименование ТП	Номер отходящего фидера	, А	L, км	R0	X0	U,%
1	2	3	4	5	6	7
ТП № 12-1	Ф-1	182,486	2,22	0,822	0,0782	1,45
	Ф-2	89,24185	0,93	1,111	0,0816	0,40
	Ф-3	110,6096	1,15	1,111	0,0816	0,61
	Ф-4	135,4339	0,64	1,111	0,0816	0,42
	Ф-5	30,79472	0,89	1,111	0,0816	0,13
ТП № 12-2	Ф-1	117,837	0,33	1,111	0,0816	0,19
	Ф-2	82,48587	0,4	1,111	0,0816	0,16
	Ф-3	35,35109	0,31	1,111	0,0816	0,05
	Ф-4	75,41565	0,64	1,111	0,0816	0,23
ТП № 12-4	Ф-1	113,9091	0,53	1,111	0,0816	0,29
	Ф-2	82,48587	0,52	1,111	0,0816	0,21
	Ф-3	150,8313	0,82	1,111	0,0816	0,59
ТП № 12-5	Ф-1	187,9107	0,78	0,568	0,0746	0,37

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7
	Ф-2	223,8902	0,95	0,568	0,0746	0,54
	Ф-3	202,3653	0,45	0,568	0,0746	0,23
	Ф-4	223,8902	1,45	0,568	0,0746	0,82
ТП № 12-6	Ф-1	158,6871	0,97	1,111	0,0816	0,74
	Ф-2	153,188	1,1	1,111	0,0816	0,81
	Ф-3	223,8902	0,16	0,568	0,0746	0,09
ТП № 12-7	Ф-1	94,26956	0,28	1,111	0,0816	0,13
	Ф-2	54,99058	0,32	1,111	0,0816	0,08
ТП № 12-9	Ф-1	35,35109	0,55	1,111	0,0816	0,09
	Ф-2	44,77804	0,93	1,111	0,0816	0,20
ТП № 12-11	Ф-1	65,98869	0,31	1,111	0,0816	0,10
ТП № 12-15	Ф-1	10,05542	0,48	1,111	0,0816	0,02
	Ф-2	10,05542	0,41	1,111	0,0816	0,02
	Ф-3	10,05542	0,24	1,111	0,0816	0,01
ТП № 13	Ф-1	176,7554	0,92	0,568	0,0746	0,41
	Ф-2	212,1065	0,8	1,111	0,0816	0,82
	Ф-3	188,5391	0,75	0,568	0,0746	0,36
ТП № 14	Ф-1	223,8902	0,93	0,568	0,0746	0,52
	Ф-2	176,7554	0,89	0,822	0,0782	0,56

Проанализировав полученные данные, можно сделать выводы, что сечения выбраны верно, полученные значения потерь напряжения не превышают допустимые 5%.

#### 4.4 Расчет наружного освещения

Расчет освещения улиц является в последнее время неотъемлемой частью любого населенного пункта. В современном мире важна безопасность людей, а добиться максимальной безопасности можно только исключив из населенного пункта темные участки, которые так привлекают грабителей и воров. При хорошем освещении у людей возникает меньше мыслей о грабеже. Поэтому очень важно учитывать осветительную нагрузку при замене трансформаторных подстанций. В соответствии с соглашением между администрациями муниципальных образований и сетевыми организациями, магистральный провод СИП вешается 5 ти проводным и 5 й провод используется как провод освещения.

А так, как линии электропередачи 0,4 кВ, в основном, располагают вдоль улиц, то, соответственно, сколько у нас отходящих фидеров 0,4 кВ, столько же

будет линий освещения; соответственно длины участков освещения у нас известны.

Расчет уличного освещения производится приближенно, исходя из удельной мощности осветительной электроустановки на протяженность освещаемого участка.

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки /16/, длины дорожного полотна и ширины дорог:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (12)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные опоры со светодиодными фонарями для освещения улиц и освещения тротуаров.

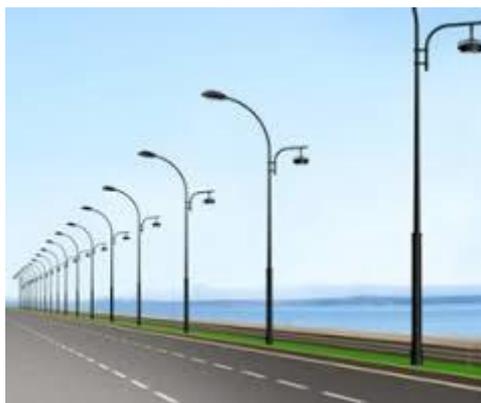


Рисунок 6 - Общий вид фонарей

Для освещения примем светодиодные уличные консольные светильники Feron 30W холодный свет (6400K) черный SP3031.



Рисунок 7 - Общий вид светильника

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета для уличного освещения

Наименование ТП	Номер отходящего фидера	Руд, кВт	L, км	Росв, кВт
1	2	3	4	5
<b>ТП № 12-1</b>				<b>22,737</b>
	Ф-1	3,9	2,22	8,658
	Ф-2	3,9	0,93	3,627
	Ф-3	3,9	1,15	4,485
	Ф-4	3,9	0,64	2,496
	Ф-5	3,9	0,89	3,471
<b>ТП № 12-2</b>				<b>6,552</b>
	Ф-1	3,9	0,33	1,287
	Ф-2	3,9	0,4	1,56
	Ф-3	3,9	0,31	1,209
	Ф-4	3,9	0,64	2,496
<b>ТП № 12-4</b>				<b>7,293</b>
	Ф-1	3,9	0,53	2,067
	Ф-2	3,9	0,52	2,028
	Ф-3	3,9	0,82	3,198
<b>ТП № 12-5</b>				<b>14,157</b>
	Ф-1	3,9	0,78	3,042
	Ф-2	3,9	0,95	3,705
	Ф-3	3,9	0,45	1,755
	Ф-4	3,9	1,45	5,655
<b>ТП № 12-6</b>				<b>8,697</b>
	Ф-1	3,9	0,97	3,783
	Ф-2	3,9	1,1	4,29
	Ф-3	3,9	0,16	0,624
<b>ТП № 12-7</b>				<b>2,34</b>
	Ф-1	3,9	0,28	1,092
	Ф-2	3,9	0,32	1,248
<b>ТП № 12-9</b>				<b>6,981</b>
	Ф-1	3,9	0,55	2,145
	Ф-2	3,9	0,93	3,627
<b>ТП № 12-11</b>	<b>Ф-1</b>	<b>3,9</b>	<b>0,31</b>	<b>1,209</b>
<b>ТП № 12-15</b>				<b>4,407</b>
	Ф-1	3,9	0,48	1,872
	Ф-2	3,9	0,41	1,599
	Ф-3	3,9	0,24	0,936
<b>ТП № 13</b>				<b>9,633</b>
	Ф-1	3,9	0,92	3,588

	Ф-2	3,9	0,8	3,12
	Ф-3	3,9	0,75	2,925
<b>ТП № 14</b>				<b>7,098</b>
	Ф-1	3,9	0,93	3,627
	Ф-2	3,9	0,89	3,471

#### 4.5 Расчет электрических нагрузок ТП

Расчет электрических нагрузок ТП представляет собой консолидацию всех существующих нагрузок, нагрузки освещения и перспективных нагрузок, предполагаемых на трансформаторных подстанциях.

Полная потребляемая нагрузка по ТП находится суммированием активных нагрузок по отходящим фидерам и нагрузке освещения, которая имеет только активную составляющую.

$$P_{ТП} = P_{сумм} + P_{осв} \quad (13)$$

Полная нагрузка на трансформаторной подстанции находится по формуле:

$$S_{ТП} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (14)$$

Результаты расчета по остальным трансформаторным подстанциям сведем в таблицу 12.

Таблица 12 Расчет электрических нагрузок ТП

Наименование ТП	Номер отходящего фидера	Рп	Qp, кВар	Росв, кВт	S, кВА
1	2	3	4	5	6
ТП № 12-1		371	159,53	22,737	424,83
ТП № 12-2		198	85,14	6,552	221,56
ТП № 12-4		221	95,03	7,293	247,28
ТП № 12-5		533,4	229,362	14,157	593,65
ТП № 12-6		341	146,63	8,697	379,19
ТП № 12-7		95	40,85	2,34	105,56
ТП № 12-9		93	39,99	6,981	107,68
ТП № 12-11		42	18,06	1,209	46,83
ТП № 12-15		19,2	8,256	4,407	25,01
ТП № 13		367,5	158,025	9,633	408,90
ТП № 14		255	109,65	7,098	284,11

## 5 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### 5.1 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП с учетом компенсации реактивной мощности.

Трансформаторная подстанция — это электротехническое устройство, предназначенное для приема, изменения уровня напряжения и распределения энергии.

В селе Кантон-Коммуна по категорийности потребители относятся к 3 категории, соответственно, в целях оптимизации затрат на реконструкцию и надежности сети достаточно одното трансформаторных ТП.

Одното трансформаторные ТП 10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле с учетом оптимального коэффициента загрузки.

Посчитаем мощность трансформатора для ТП № 12-1:

$$S_{ТП12-1} = \frac{S_{расч}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (15)$$

$$S_{ТП12-1} = \frac{424,83}{1 \cdot 0,7} = 606,9,$$

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

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$  - коэффициент загрузки трансформаторов.

Для потребителей третьей категории надежности при однострансформаторной подстанции коэффициент оптимальной загрузки должен быть в диапазоне от 0,65 до 0,85. Для удобства расчетов примем коэффициент загрузки равный 0,7

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом, номинальная мощность должна быть больше расчётной. Выбираем силовые трансформаторы 100 кВА.

Выбираем трансформатор типа: ТМГ мощностью 630 кВА, с верхним уровнем напряжения 10,5 кВ, нижним 0,4 кВ, схема соединения обмоток - D/Yн-11,

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

Наименование ТП	Sp, кВА	Kз	Стр, кВА	S ном, кВА	Тип трансформатора
1	2	3	4	5	6
ТП № 12-1	424,83	0,70	606,90	630	ТМГ
ТП № 12-2	221,56	0,70	316,52	400	ТМГ
ТП № 12-4	247,28	0,70	353,26	400	ТМГ
ТП № 12-5	593,65	0,70	848,08	1000	ТМГ
ТП № 12-6	379,19	0,70	541,71	630	ТМГ
ТП № 12-7	105,56	0,70	150,81	160	ТМГ
ТП № 12-9	107,68	0,70	153,83	160	ТМГ
ТП № 12-11	46,83	0,70	66,90	100	ТМГ
ТП № 12-15	25,01	0,70	35,73	63	ТМГ
ТП № 13	408,90	0,70	584,15	630	ТМГ
ТП № 14	284,11	0,70	405,87	400	ТМГ

Характеристики выбранных силовых трансформаторов для дальнейших расчетов сведем в таблицу 14.

Таблица 14 - Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4 кВ

Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	Z, мОм	X, мОм	R, мОм
ТМГ - 1000	1,6	10,8	5,5	8,8	8,63	1,73
ТМГ - 630	1,24	7,6	5,5	13,97	13,63	3,064
ТМГ - 400	0,83	5,6	4,5	18	17,01	5,9
ТМГ - 160	0,41	2,9	4,7	45	41,72	16,88

ТМГ - 100	0,27	1,97	4,7	72	64,5	32
ТМГ - 63	0,22	1,28	4,5	114,3	102	51,6

Для оценки правильности выбранных силовых трансформаторов проверим выбранные силовые трансформаторы и нагрузки на необходимость компенсации реактивной мощности.

Согласно [7 п.6.34] для трансформаторных подстанций, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется. В связи с тем, что у нас сельскохозяйственная нагрузка и потребители, искажающие качество электроэнергии, отсутствуют, то компенсация реактивной нагрузки не предусматривается. Необходимость компенсации реактивной мощности будет рассматриваться на шинах 10 кВ подстанции. Схему соединения обмоток примем «треугольник-звезда». В сети 10 кВ предусмотрен изолированный режим работы нейтрали.

## 5.2 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение

Для нужд сельских жителей и небольших объектов используются маломощные комплектные трансформаторные подстанции КТП. Они представляют собой одотрансформаторные подстанции с мощностью 25-1000 кВА, отпаечного или тупикового типа. Такие ТП могут принимать электрическую энергию с напряжением в 6-10 кВ, после чего преобразовывать ее в энергию с напряжением 400 или 230 В. Требования по эксплуатации таких КТП: эксплуатация в районах с умеренным климатом (с температурой от 45 до +40 градусов), высота над уровнем моря не выше 1000 м. Ввод электроэнергии в подстанцию со стороны высокого напряжения – воздушный, но выполненный изолированным проводом. Подключение к линиям электропередач осуществляется при помощи разъединителя, который обычно устанавливается на ближайшей опоре.

По строению выводов со стороны низкого напряжения бывают воздушные и кабельные выводы.

Основным преобразующим оборудованием в подстанции являются силовые трансформаторы, обеспечивающие передачу и распределение электроэнергии на переменном трехфазном токе от электрических станций к потребителям.

В справочных данных на силовые трансформаторы приводятся: тип, номинальная мощность, номинальные напряжения обмоток, потери мощности холостого хода и короткого замыкания, напряжение короткого замыкания, ток холостого хода.

В настоящее время отечественные КТП выпускаются с масляными и сухими трансформаторами мощностью до 2500 кВА. Силовой трансформатор ТМГ имеет естественное масляное охлаждение и герметичный бак с азотной защитой. Регулирование напряжения осуществляется при отключении от сети трансформатора. Бак повышенной прочности выдерживает избыточное давление до 120 кПа. Трансформаторы снабжаются электроконтактными мановакуумметрами, которые контролируют внутреннее давление. Для защиты трансформаторов при повышении давления внутри бака в результате бурного газообразования, вызванного внутренними повреждениями, служит реле давления. Трансформаторы снабжаются термосигнализаторами для измерения температуры верхних слоев масла. Уровень масла в баке контролируется маслоуказателями.

Принимаем комплектные трансформаторные подстанции 10/0.4 кВ типа «киоск» для трансформаторов мощностью 63-630 кВА марки КТП производства ЗАО «Алтайский трансформаторный завод», в местах, не требующих особого отношения к категоричности потребителя.

КТП выполняются в климатическом исполнении как УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

КТП состоит из единого модульного здания, разделённого на три отсека: общий отсек для размещения УВН и РУНН, а также два трансформаторных отсека. В отличие от обслуживаемого помещения отсека распределительных устройств, отсеки трансформаторов выполнены без утеплителя. При исполнении

КТП с высоковольтными воздушными вводами, подстанция комплектуется приёмными порталами от высоковольтной воздушной линии, а также, разъединителями типа РЛНДЗ-10, ввод осуществляется в ячейки УВН через воздушный портал кабелем [21].

РУНН формируется на базе шкафов НКУ-СЭЩ.

Стыковка УВН с силовым трансформатором осуществляется шинами расчетного сечения. Секционирование блоков УВН выполняется кабелем. Стыковка силового трансформатора с РУНН выполняется посредством шинпровода с жёсткой медной ошиновкой, подсоединение вводов трансформатора к шинпроводу осуществляется гибкой медной ошиновкой.

### **5.3 Определение места расположения ТП**

В соответствии с рекомендациями на проектирование понизительные трансформаторные подстанции устанавливаются в центрах электрических нагрузок. При этом необходимо учитывать природные особенности района и застройку села Кантон-Коммуна. В нашем случае вся земля в селе Кантон-Коммуна и близлежащих окрестностей распределена между собственниками. Соответственно, возникает необходимость установки ТП на места, которые в соответствии с существующим законодательством отведены для размещения объектов электроэнергетики. Также на существующие месторасположения установлены охранные зоны ВЛ, в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 160.

## 6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА И ИХ АНАЛИЗ

В мире существует несколько различных типовых уровней распределительной сети. В Российской Федерации основным распределительным напряжением потребителей принято напряжение трехфазное 380 В однофазное 220 В. Поэтому вся техника изготавливается на данное напряжение и в нашей выпускной квалификационной работе мы примем низшее напряжение 380/220 В.

Распределительное питающее напряжение села принимается по напряжению существующей питающей подстанции; ПС 110 кВ Новотроицкая имеет напряжение 10 кВ как распределительное, его и примем за основное питание с. Кантон-Коммуна.

Распределительная сеть села Кантон-Коммуна принята радиальной без петлевых схем и без резервирования нагрузки. Так как категория надежности потребителей 3-я в, не требуется резервирование электроснабжения. Третья категория позволяет в течение суток восстановить питание потребителей. С целью оперативного восстановления электроснабжения в сетевой организации создается резервный запас оборудования и материалов, который возможно использовать для замены вышедшего из строя.

Расчет точек потокораспределения необходим для обеспечения экономически целесообразного режима, соответствующего режиму минимума потерь электроэнергии, или близкого к нему для петлевых схем.

Так как петлевых схем нет, соответственно и расчет точек потокораспределения не требуется.

### **6.1 Определение нагрузок по стороне 10 кВ**

Перед определением сечений и конструктива линий электропередачи 10 кВ необходимо определить потери в силовых трансформаторах для того, чтобы правильно посчитать нагрузки по стороне 10 кВ и выбрать сечения линий 10 кВ. Схема электрической сети определена с наименьшими затратами,

обеспечивающая необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, а также, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для определения электрических нагрузок Кантон-Коммуны по стороне 10 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери — это потери в обмотках трансформатора, и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно, часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода — это потери в магнитной системе трансформатора, зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (16)$$

$$\Delta Q_T = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{Т.НОМ}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{Т.НОМ}}{100}, \quad (17)$$

где  $S_{ТП}$  — полная мощность нагрузки ТП;

$\Delta P_{xx}$  — потери активной мощности на холостом ходу;

$I_{xx}$  — ток холостого хода трансформатора;

$U_{к\%}$  — напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{трном}$  — номинальная мощность трансформатора.

Все основные данные трансформаторов указаны в таблице 14 раздела 5.1 ВКР.

Для примера определим потери мощности для ТП № 12-1 база:

$$\Delta P_T = 2 \cdot 1.24 + \frac{1}{2} \cdot 7.6 \cdot (630 / 606.9)^2 = 6.01 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \frac{5.5 \cdot 606.9^2}{100 \cdot 630} + \frac{1}{2} \frac{11.1 \cdot 630}{100} = 67.46$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{(P_{\text{р.ТП}} + \Delta P_T)^2 + (Q_{\text{р.ТП}} + \Delta Q_T)^2}, \quad (18)$$

Рассчитанные полные мощности трансформаторных подстанций, приведенные к высокой стороне, представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

Наименование ТП	Стр, кВА	S ном, кВА	P <sub>тр</sub> , кВт	Q <sub>тр</sub> , кВар	ΔP <sub>т</sub> , кВт	ΔQ <sub>т</sub> , кВар	S <sub>тп</sub> , КВА
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП № 12-1	606,90	630	393,737	159,53	6,01	67,78	459,85
ТП № 12-2	316,52	400	204,552	85,14	3,41	24,54	235,12
ТП № 12-4	353,26	400	228,293	95,03	3,84	30,08	263,70
ТП № 12-5	848,08	1000	547,557	229,362	7,08	84,12	637,10
ТП № 12-6	541,71	630	349,697	146,63	5,29	54,39	407,95
ТП № 12-7	150,81	160	97,34	40,85	2,11	14,16	113,65
ТП № 12-9	153,83	160	99,981	39,99	2,16	14,70	115,86
ТП № 12-11	66,90	100	43,209	18,06	0,98	4,71	49,71
ТП № 12-15	35,73	63	23,607	8,256	0,65	2,14	26,39
ТП № 13	584,15	630	377,133	158,025	5,75	62,73	441,96
ТП № 14	405,87	400	262,098	109,65	4,54	39,06	305,31

## 6.2 Определение суммарной нагрузки села Кантон-Коммуна

Расчетные электрические нагрузки сети 10 кВ Кантон-Коммуны определяются произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов

отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [таблице 54.15 Суммирование нагрузок в сетях 6-35 кВ ЭТС].

Рассчитаем полную нагрузку сети, расчет производится аналогичным образом, как и для сети 0.4 кВ. Выбирается наибольшая нагрузка, к ней прибавляется надбавка от остальных нагрузок. Основной нагрузкой будет нагрузка ТП-12-5, от остальных нагрузок возьмем надбавки согласно [7].

$$S_{\text{контон-коммуны}} = 637 + 357 + 178 + 204 + 323 + 86 + 86 + 36,5 + 17,5 + 348 + 243 = 2516 \text{ кВА.}$$

Полная нагрузка села Кантон-Коммуна составляет 2516 кВА.

## 7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ СЕЛА КАНТОН КОММУНА

### **7.1 Обоснование целесообразности реконструкции питающих сетей**

Питающая сеть Кантон-Коммуны напряжением 10 кВ на данный момент реализована разными проводами разными сечениями, используется голый провод АС сечениями 35, 50, 70 мм<sup>2</sup>, а также изолированный провод СИПЗ сечениями 35, 50, 70 мм<sup>2</sup>. Учитывая различные сечения в питающей сети, на данный момент затруднительно посчитать потери в сети, которые довольно высоки в связи с наличием узких мест в данной сети. Также использование различных сечений провода сети 10 кВ влияют на общую пропускную способность сети, значительно ее уменьшая. В сети после повреждений также имеется большое количество соединительных зажимов и скруток. Опоры линии 10 кВ имеют большие наклоны, сколы трещины, в связи с чем им требуется замена.

### **7.2 Выбор номинального напряжения питающих сетей**

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на ее технические характеристики и технико-экономические показатели. Так, при повышении номинального напряжения снижаются потери электроэнергии, уменьшаются сечения линий, растут предельные передаваемые мощности, снижаются эксплуатационные расходы, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение питающей сети села Кантон Коммуна.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов. Ориентировочно его можно определить по значениям передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается.

Для определения сечения питающих линий, необходимо рассчитать номинальное напряжение электрической сети. Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Сейчас высшее напряжение

диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как поверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{\text{п}}}}} \quad (19)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$S_{\text{п}}$  – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

Расчет производится для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения села Кантон-Коммуна, получающего электроснабжение от подстанции 35 кВ Новотроицкая. Для определения рационального напряжения необходимо учесть всю нагрузку подстанции.

При этом приходится учитывать, что от данной подстанции питается нагрузка сел Новотроицкое, Белогорье, и других близлежащих к г. Благовещенску сел. Так как подстанция существующая, то у нее уже есть низший класс напряжения, который равен 10 кВ. Также приходится учитывать, что в питающих сетях Благовещенского района огромное количество существующих понизительных подстанций классом напряжения 10/0,4 кВ. Берется в расчеты и тот факт, что основное оборудование, выпускаемое в Российской Федерации, рассчитано на стандартные классы напряжений 3, 6, 10, 35 кВ.

Учитывая все данные факторы, а также отсутствие информации по полной суммарной нагрузке и протяженности питающих линий от ПС 35 кВ Новотроицкая, принимаем напряжение соответственно существующему 10 кВ.

### 7.3 Выбор и проверка марки и сечений питающих линий и их конструктивное исполнение

В целях приведения системы к современным решениям и по требованиям надежности и безопасности реконструкцию будем проводить самонесущим изолированным проводом СИПЗ. Этот единственный провод на напряжение 10 кВ, который зарекомендовал себя с положительной стороны. Сечение линии 10 кВ выбирается по расчетному длительно допустимому току. Проверка осуществляется на термическую стойкость к токам короткого замыкания, по допустимой потере напряжения.

Произведем расчет схемы, учитывая, что в послеаварийном режиме сечение линии должно выдерживать всю нагрузку петли, поддерживая при этом допустимый уровень напряжения. Поэтому выбирается сечение на головном участке при условии питания всех потребителей по этой сети. Сечение остальных участков принимается таким же, как и на головном участке.

Находится рабочий ток, проходящий по линии при условии, что нагрузка фаз распределена равномерно:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (20)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность линии;

$U_H$  – номинальное напряжение, кВ.  $U_H=10$  кВ.

По полученному рабочему току проводится выбор сечения линии, при этом должно соблюдаться условие:

$$I_{расч} \leq I_{доп}, \quad (21)$$

где  $I_{доп}$  - длительно допустимый по условиям нагрева ток линии;

В нашем случае схема сети 10 кВ магистральная, соответственно, полная нагрузка поселка подключена к одной линии, мощность с. Кантон-Коммуна мы находили в разделе выше, и она составляет 2516 кВА.

Рабочий ток будет равен:

$$I_p = \frac{2516}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 169,44 \text{ A},$$

Так как на данном фидере 10 кВ помимо села Кантон-Коммуна подключены и другие потребители то выбираем провод марки СИП-3 с длительно допустимым током 370 А, сечением 95 мм<sup>2</sup>.

Выбранное сечение провода проверим на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяем напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 13-109-97 нормально допустимое значение отклонения напряжения – 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях 10 кВ, определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{1}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \sum P_m \cdot l_m + x_0 \cdot \sum Q_m \cdot l_m) \cdot 100\%, \quad (22)$$

где  $P_m$  – активная мощность в наиболее отдаленной точке сети , кВт;

$l_m$  – длина линии от ЦП до точки  $m$ , км;

$U_n$  - номинальное напряжение, кВ;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивление, для провода СИП3.[«Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 – 20 кВ с СИП. Книга 4» от компании «ENSTO» таблицы 2.6 и 2.7.] активное сопротивление для провода сечением 95 мм<sup>2</sup> составляет 0,363 Ом/км, индуктивное сопротивление составляет 0,284 Ом/км.

Длина линии до наиболее удаленной точки ТП 12-5 составляет 15,2 километра.

$$\Delta U = \frac{1}{10} \cdot (0,363 \cdot \sum 19,2 \cdot 15,2 + 0,284 \cdot \sum 8,256 \cdot 15,2) \cdot 100\% = 1.42\%;$$

Отклонение напряжения не превышает нормально допустимое отклонение.

По трассе опоры распределяются в зависимости от назначения; в начале и в конце линии устанавливаются анкерные концевые опоры, на прямых участках линии в створе устанавливаются промежуточные опоры, на поворотах трассы устанавливаются угловые промежуточные, или угловые анкерные опоры. В местах, где необходимо сформировать ответвление, в том числе к ТП, устанавливаются ответвительные анкерные опоры.

В качестве токоведущей части применяется провод СИП 3, который имеет следующие преимущества:

1. Высокая надежность в обеспечении электрической энергией.
2. Применение провода СИП обеспечивает значительное снижение (до 80%) затрат на эксплуатацию.
3. При прокладке воздушных линий с использованием кабеля СИП нет необходимости прокладывать широкие просеки в лесных массивах. Следовательно, исключаются и затраты времени и финансовых средств на последующую расчистку просек. Кроме того, кабель СИП отличается большой надежностью и обеспечивает бесперебойное электроснабжение.
4. Проводам СИП не страшен гололед и мокрый снег. В отличие от традиционных проводов, материал, из которого они изготовлены, не образует ни электрических, ни химических связей с контактирующим с ним веществом в отличие, например, от ПВХ. Поэтому, мокрый снег не задерживается на поверхности провода.
5. Простота монтажа. При монтаже проводов СИП требуется прокладка только узкой просеки, в городских условиях. Немаловажно, что используются более короткие опоры, нет необходимости в изоляторах и дорогостоящих траверсах.
6. Изолированные самонесущие провода позволяют значительно снизить потери электроэнергии на воздушных линиях за счет уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления.

7. Сокращение сроков монтажа и ремонта. Можно подключать новых абонентов под напряжением, без отключения остальных.

8. При использовании проводов СИП на воздушных линиях существенно снижается число незаконных, несанкционированных подключений, а также, случаев воровства.

9. Эстетические преимущества и безопасность. Применение самонесущего изолированного провода значительно снижает статистику поражений электрическим током при монтаже, ремонте и эксплуатации линии.

Характеристики СИП- 3:

- токопроводящая жила свернута из круглых проводов из алюминиевого сплава, имеет круглую форму, уплотняющая;
- изоляция черных цветов;
- провод стойкий к изгибу при температуре минус 40°С;
- гарантийный срок эксплуатации - 3 года со дня ввода провода в эксплуатацию;
- срок службы провода не меньше 40 лет.

Прокладка и монтаж проводится при температуре окружающей среды не ниже минус 20°С. Допустимое усилие при натяжке провода не больше 45 Н/мм<sup>2</sup> перереза жилы. Минимальный радиус изгиба провода при монтаже не менее 10 внешних диаметров провода. Провод стойкий к монтажным изгибам, и действию солнечного излучения. Удельное объемное сопротивление защитной изоляции при длительно допустимой температуре нагрева токопроводящей жилы не менее 1·10 Ом·см [26].

Напряжение пробоя защитной изоляции после выдержки в воде при температуре (+20 ±5°С) в течение времени не менее часа - не менее 24 кВ, частотой 50 Гц. Допустимое нагревание токопроводящей жилы провода - не больше 90°С при нормальном режиме эксплуатации и 250°С - при коротком замыкании; критически допустимая температура нагрева жил провода в аварийном режиме работы (перегрузке) – 130°С. Допустимые токовые нагрузки

проводов, рассчитанные при температуре окружающей среды плюс 25°C, скорости ветра 0,6 м/с и интенсивности солнечной радиации 1000 Вт/м<sup>2</sup>, а также, допустимые токи КЗ длительностью 1 с.

Номенклатура типов опор ВЛ 10 кВ, их определения, назначения и области применения, а также, предлагаемые к ним требования, аналогичные требованиям к опорам ВЛ с неизолированными проводами, регламентированными действующими ПУЭ.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

После определения общей схемы сети, мест расположения трансформаторных подстанций, мощностей трансформаторов и питающих подстанций. необходимо выбрать оборудование, устанавливаемое в проектируемой сети села Кантон-Коммуна и на питающей подстанции. Для правильного выбора оборудования необходимо посчитать токи короткого замыкания (КЗ) в сети. А после этого только выбрать основное силовое оборудование и проверить его на соответствие рассчитанному режиму токов короткого замыкания.

По данным токов КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 10 кВ ПС Новотроицкая;
- шины 10 кВ наиболее приближенной и наиболее удаленной трансформаторной подстанции;
- шины 0,4 кВ наиболее приближенной и наиболее удаленной трансформаторной подстанции
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

Остальные токи короткого замыкания будут находится в данном диапазоне.

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);

– метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

Расчет токов КЗ в селе Кантон-Коммуна произведем с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например, 100 МВА.

Основные допущения:

1 Отсутствие насыщения магнитных систем (то есть нелинейную систему заменяют линейной), что позволяет использовать при расчетах принцип наложения;

2 Пренебрежение намагничивающими токами трансформаторов и автотрансформаторов;

3 Отсутствие несимметрии трехфазной системы;

4 Пренебрежение ёмкостными проводимостями;

5 Приближенный учет нагрузок (в зависимости от стадии переходного процесса нагрузку заменяют постоянным сопротивлением, обычно индуктивным);

6 Отсутствие активных сопротивлений (это допущение неприемлемо для низковольтных сетей, оно может применяться только для определения расчетных величин в начале и в конце переходного процесса при соблюдении

условия  $\frac{x}{R} \geq 3$ );

Дополнительные допущения:

1 Закон изменения периодической составляющей тока КЗ установленный для схемы с 1 генератором можно использовать для приближенной оценки этой составляющей тока в схеме с произвольным количеством генераторов;

2 Закон изменения аperiodической составляющей тока КЗ во всех случаях можно оценивать приближенно;

3 При расчете ударного тока КЗ принято считать, что ударный ток наступает через полпериода с момента возникновения КЗ;

4 Амплитуда периодической составляющей тока КЗ в момент времени 0.01 секунды равен амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ.

Параметры элементов схемы замещения можно определить в именованных или относительных единицах. В целях упрощения расчетов вместо действительных напряжений на отдельных ступенях трансформации допустимо принимать среднее номинальное напряжение по шкале  $U_{\text{ср.ном.}}$  кВ: 230; 115; 37; 10.5; 6.3; 0.4.

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

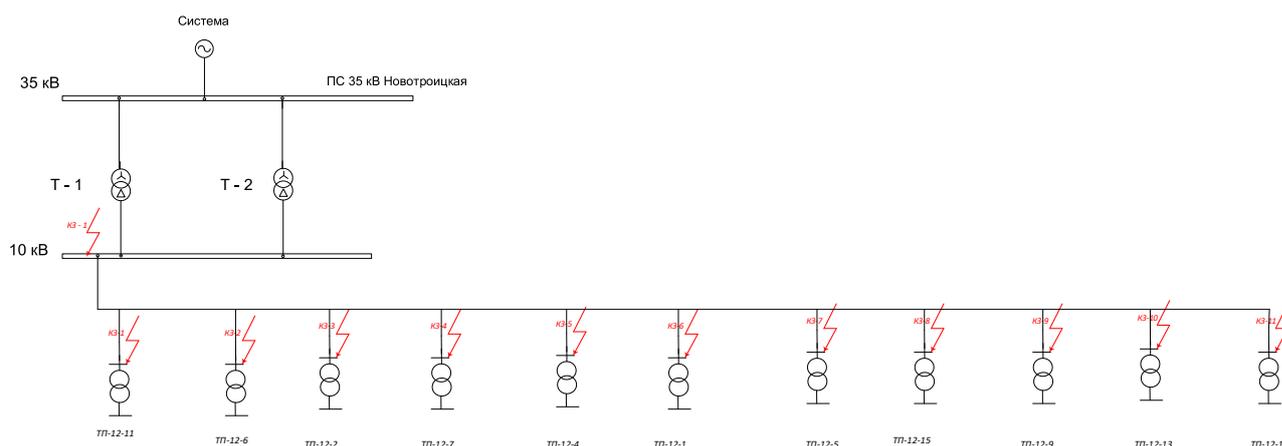


Рисунок 13 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения для расчета токов короткого замыкания составляется по расчетной схеме сети. Расчет токов короткого замыкания производится в относительных единицах, для чего выбираются базовые величины и условия: мощность, напряжение, ток и сопротивление.

Выбираем:

$$S_B = 10 \text{ МВА} \text{ – базисная мощность;}$$

$$U_{BI} = 35 \text{ кВ} \text{ – базисное напряжение;}$$

$$U_{BII} = 10.5 \text{ кВ} \text{ – базисное напряжение;}$$

$$U_{BIII} = 0.4 \text{ кВ} \text{ – базисное напряжение.}$$

Находим базисный ток для разных уровней напряжения:

$$I_{\text{БИ}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БИ}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,16 \text{ кА}; \quad (23)$$

$$I_{\text{БИ}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БИ}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,55 \text{ кА};$$

$$I_{\text{БИV}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БИ}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 14,43 \text{ кА};$$

Приблизённо сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_{\text{С}} = \frac{S_{\text{Б}}}{I_{\text{отк}} \cdot U_{\text{БИ}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{10}{12,5 \cdot 10,5 \cdot \sqrt{3}} = 0,04, \quad (24)$$

где  $I_{\text{отк}}$  – отключающая способность выключателя на ПС 35 кВ Новотроицкая Ф-5  $I_{\text{отк}}=12,5$  кА.

По расчетной схеме составляется схема замещения рисунок 14. Схема замещения — это расчетная схема, под которой понимают, упрощенную однолинейную схему с указанием всех элементов электроустановки и их параметров, которые влияют на величину тока КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

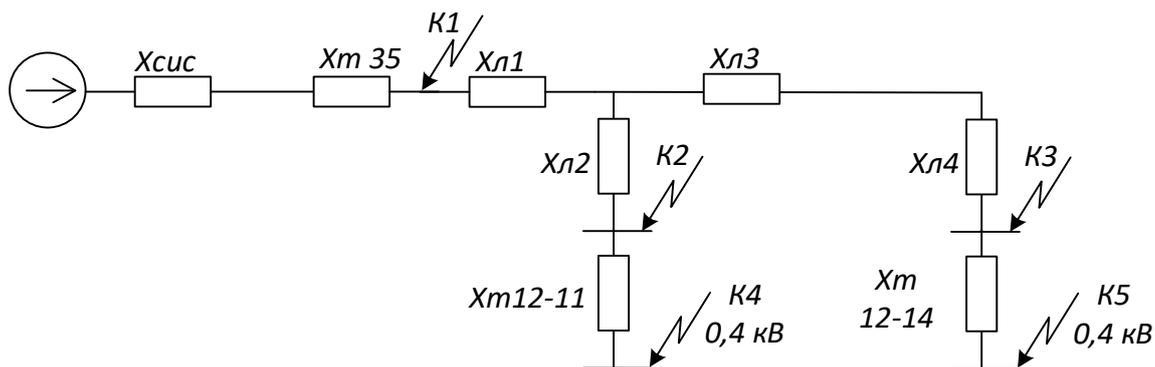


Рисунок 14 - Схема замещения

Точки для расчетов токов КЗ берем на шинах 10 кВ Новотроицкая, на шинах 10 кВ наиболее приближенной и наиболее удаленной ТП, а также на шинах 0,4 кВ наиболее приближенной и наиболее удаленной ТП.

Определим сопротивления элементов до каждой точки КЗ

Сопротивления трансформаторов находятся по формуле:

$$X_T = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.тр}} \quad (25)$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л}^* = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{1}{n_{ц}} \cdot \frac{S_6}{U_B^2}; \quad (26)$$

где  $L$  - длина линии,

$n_{ц}$  - число цепей, для линий 1 и 6  $n=2$ ;

$X_{уд}$  - удельное сопротивление линии для провода СИП 3 1x95 составляет 0,284 Ом/км, а активное сопротивление  $r=0.363$  Ом/км [<https://raschet.info/aktivnye-i-induktivnye-soprotivleniya-provodov/>].

Активные сопротивления линии находятся по аналогичной формуле для индуктивных сопротивлений.

Результаты расчета сопротивлений сведем в таблицу, при этом необходимо учитывать, что сопротивления Хл3 это сумма сопротивлений магистрали до ТП 12-14.

Таблица 16 – Результаты расчета сопротивлений

Хс	0,04
Хтр35	0,002
Хл1	0,31
Хтр12-11	0,011
Хл3	0,15
Хл4	0,01
Хтр 12-14	0,003

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_*^{//}}{Z_*} \cdot I_B; \quad (27)$$

где  $Z$  — полное сопротивление до точки короткого замыкания.

$$Z_* = \sqrt{(\sum x_{Л} + x_{сист})^2 + (\sum r_{Л})^2}; \quad (28)$$

где  $\sum r_{Л}$  — активное сопротивление провода до точки короткого замыкания;

$\sum x_{д}$  — реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания;

$x_{сист}$  — реактивное сопротивление системы.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}; \quad (29)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)}; \quad (30)$$

где  $K_{уд}$  — ударный коэффициент, который определяется по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (31)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания, определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\Sigma x}{\omega \cdot \Sigma \cdot r}; \quad (32)$$

Рассчитывается ток короткого замыкания в точке К1, схема для расчета показана на рисунке 15.

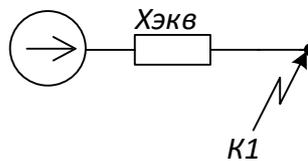


Рисунок 15 – Схема для расчета точки К1

Полное сопротивление схемы до точки К1:

$$Z = x_{mp} + x_{суст} = 0,04 + 0,002 = 0,042 \text{ о.е.};$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_*''}{X_*} \cdot I_B = \frac{1}{0,042} \cdot 0,55 = 11,99 \text{ кА};$$

Находится ток двухфазного КЗ:

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,99 = 10,38 \text{ кА};$$

Находится постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{mp} + x_C}{\omega} = \frac{0,04 + 0,002}{314} = 0,00015;$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00015}} = 1;$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 11,99 = 16,95 \text{ кА};$$

Для остальных точек короткого замыкания расчет ведется аналогично.

Основные параметры рассчитанных токов приводятся в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Параметр	К1	К2	К3	К4	К5
1	2	3	4	5	6
Ток трехфазного КЗ, кА	11,99	1,55	1,08	26,80	18,39
Ток двухфазного КЗ, кА	10,38	1,34	0,93	23,21	15,92
Постоянная времени затухания, с	0,00015	0,00113	0,00163	0,00172	0,00250
Ударный коэффициент	1	1	1,002	1,003	1,018
Ударный ток, кА	16,95	2,19	1,53	38,01	26,47

## 9 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ 35 КВ НОВОТРОИЦКАЯ

После того как определены токи короткого замыкания в питающей сети 10 кВ села Кантон-Коммуна, определены мощности и основной тип трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, а также сечения длины питающих линий можно перейти к выбору оборудования. При этом необходимо учитывать, что в данной выпускной квалификационной работе ведется реконструкция распределительной сети села Кантон-Коммуна, реконструкция подстанции 35 кВ Новотроицкая нецелесообразна, так как там установлено современное оборудование, а также учитывая, что от фидера 5 ПС 35 кВ Новотроицкая питается еще большое количество близлежащих сел, то точных данных достаточных для проведения реконструкции подстанции у нас нет. В связи с чем, в данном разделе проведем выбор оборудования понизительных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ устанавливаемых на территории села Кантон-Коммуна.

КТПН представляют собой металлические корпуса, произведенные заводом-изготовителем, в которые встроено высокотехнологичное оборудование и состоят, в целом, из трех отсеков: отсек РУВН, трансформаторный отсек и отсек РУНН. В отсеке РУВН необходимо проверить и выбрать предохранители, разъединители и выключатели нагрузки.

Условия выбора оборудования:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном}; \quad (33)$$

По номинальному рабочему току:

$$I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.наиб}. \quad (34)$$

По отключающей способности для выключателей, выключателей нагрузки, разъединителей токов КЗ:

$$I_{\text{вкл.норм}} \geq I_{\text{П0}} ; \quad (35)$$

По динамической стойкости к ударным токам короткого замыкания:

$$i_{\text{вкл.норм}} \geq i_{\text{уд}} ; \quad (36)$$

По стойкости к сквозным токам КЗ:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{П0}} ; \quad (37)$$

Где  $i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$  (38)

По термической стойкости к токам КЗ:

$$I_{\text{терм.норм}}^2 t_K \geq B_K \text{ при } t_K = t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер.норм}} \quad (39)$$

где  $B_{\text{тер}} = I_{\text{терм.норм}}^2 t_K \geq B_K \text{ при } t_K < t_{\text{тер.норм}}$  (40)

Оборудование должно выдерживать полную нагрузку установленных силовых трансформаторов, соответственно номинальный ток должен быть равный рабочему максимальному току силовых трансформаторов.

Произведем расчет на примере № 12-1.

### 9.1 Выбор плавких предохранителей.

Для защиты трансформаторов по высокой стороне устанавливаются предохранители. Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} , \quad (41)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10,5 \text{ кВ};$$

- по длительному току:

$$I_{\text{рмах}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (42)$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном} ; \quad (43)$$

Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию:

$$I_{ном.пл.вст.} = \frac{S_{ТП12-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{606,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 33,37; \quad (44)$$

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего большего стандартного значения.

Выбираются предохранители для трансформаторов с номинальной мощностью 630 кВ·А; для упрощения расчетов будем проверять предохранители на ТП с минимальным значением тока КЗ, на шинах 10 кВ всех ТП ток КЗ не превышает значения 10 кА, поэтому, на все предохранители выбирается номинальный ток отключения равный 12,5 кА.

Принимается предохранитель типа ПКТ101-10-40-12,5У3. Результаты выбора остальных предохранителей занесем в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор плавких вставок предохранителей на ТП

Наименование ТП	Стр, кВА	S ном, кВА	I, А	Iном. пл.вст.	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6
ТП № 12-1	606,90	630	33,37	40	ПКТ101-10-40-12,5 У2
ТП № 12-2	316,52	400	17,40	25	ПКТ101-10-25-12,5 У2
ТП № 12-4	353,26	400	19,42	25	ПКТ101-10-25-12,5 У2
ТП № 12-5	848,08	1000	46,63	50	ПКТ101-10-50-12,5 У2
ТП № 12-6	541,71	630	29,79	40	ПКТ101-10-40-12,5 У2
ТП № 12-7	150,81	160	8,29	12,5	ПКТ101-10-12,5-12,5 У2
ТП № 12-9	153,83	160	8,46	12,5	ПКТ101-10-12,5-12,5 У2
ТП № 12-11	66,90	100	3,68	8	ПКТ101-10-8-12,5 У2
ТП № 12-15	35,73	63	1,96	8	ПКТ101-10-8-12,5 У2
ТП № 13	584,15	630	32,12	40	ПКТ101-10-40-12,5 У2
ТП № 14	405,87	400	22,32	25	ПКТ101-10-25-12,5 У2

## 9.2 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

Выключатель нагрузки это простейший высоковольтный выключатель. Он используется для отключения и включения цепей, находящихся под

нагрузкой. Дугогасительных устройства выключателей рассчитаны на гашение маломощной дуги, возникающей при отключении тока нагрузки. Их нельзя применять для отключения токов короткого замыкания. Чтобы разорвать цепь в случае возникновения короткого замыкания, последовательно с выключением нагрузки устанавливаются высоковольтные предохранители соответствующей способности.

Выбор и проверка выключателей нагрузки производится аналогично выбору выключателей по той же методике. Производится выбор выключателей нагрузки для ТП 12-1 с номинальной мощностью 630 кВА.

Рабочий ток для выключателя нагрузки равен:

$$I_p = \frac{606,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 33,37;$$

Выбирается выключатель нагрузки марки ВНА-10,5/630-12,5, с номинальным рабочим током равным 630 А. Причина в том, что в современной России производителями не выпускаются выключатели нагрузки на меньшие токи.

Производится проверка на термическую стойкость выключателя к токам КЗ:

$$B_K = 1,55^2 \cdot (0,055 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,017) = 4,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Расчет номинального значения апериодической составляющей для момента времени  $\tau$ :

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 0,4 = 7,07 \text{ кА};$$

Расчет апериодической составляющей в отключаемом токе в момент времени  $\tau$ :

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,55 \cdot e^{\frac{0,025}{0,057}} = 3,4 \text{ кА};$$

Значение номинального термического импульса находится по формуле:

$$B_{K_{ном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} \geq U_{ном} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А} \geq I_{рmax} = 33,37 \text{ А};$$

$$B_{к.ном} = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{к.} = 4,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} \geq I_{п.о} = 1,55 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном} = 7,07 \text{ кА} \geq i_{ат} = 3,4 \text{ кА};$$

Как видно по результатам сравнения характеристик выбранных выключателей нагрузки с номинальными параметрами реконструируемой сети, номинальные значения выключателей нагрузки значительно превышают расчетные, исходя из чего, на остальные ТП ставим аналогичные выключатели нагрузки.

### **9.3 Выбор вводного выключателя 0,4 кВ**

Выключатель в сети 0,4 кВ - это электрический аппарат, предназначенный для отключения электроустановок при протекании аварийных токов и для нечастых коммутаций рабочих токов. Энергия для разрыва контактов автомата при отключении запасается в отключающей пружине. Отключающая пружина сжимается или растягивается в процессе включения. Конструкция автомата предусматривает быстрое замыкание контактов при включении и быстрый разрыв контактов при отключении.

Преимущества автоматов по сравнению с предохранителями:

- 1) при КЗ и перегрузках разрываются три фазы сети, что исключает работу двигателя на двух фазах;
- 2) отключение автомата при КЗ, или при перегрузке определяется по среднему положению рукоятки;
- 3) автомат - это аппарат многократного действия, готовность к повторному включению определяется временем остывания теплового расцепителя (обычно несколько минут).

Недостатки:

- 1) сложность изготовления, ремонта и высокая стоимость;
- 2) желательно устанавливать в отапливаемых помещениях, иначе из-за увлажнения возможны междуфазные перекрытия изоляции и выход из строя автомата;
- 3) автомат не обеспечивает защиту электродвигателя от перегрузки из-за несоответствия защитной характеристики перегрузочной способности электродвигателя и из-за разброса характеристик.

На вводе в ТП № 12-1 выбираем вводной автомат на напряжение 0.4 кВ, с номинальным током 600 А. Произведем проверку выключателя на воздействие токов КЗ.

$$B_K = 26,38^2 \cdot (0,5 + 0,0021) = 349,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Значение номинального термического импульса находится по формуле:

$$B_{Kном} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Таблица 19 – Выбор вводного автомата

Справочные данные HYUNDAI UBC/1000- 1000AF	Условия выбора	Расчётные данные
$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 876 \text{ А}$ $B_{к.ном} = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{откл} = 100 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $B_{к.ном} \geq B_K$ $I_{откл} \geq I_{п.о}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 1000 \text{ А}$ $B_K = 349,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{п.о} = 26,8 \text{ кА}$

Данные выключатели имеют электромагнитные расцепители с регулируемыми уставками теплового и электромагнитного расцепителя, соответственно в случае уменьшения нагрузки или изменения конфигурации сети и соответственно изменения величин токов короткого замыкания имеется возможность подстроить выключатели под реальную картину для возможности их селективной работы.

На остальных ТП вводные выключатели выбираются аналогично; результаты выбора выключателей сведём в таблицу 20.

Таблица 20 – выбор выключателей на стороне 0,4 кВ ТП

Наименование ТП	Стр, кВА	S ном, кВА	I, А	Ином. Выключателя	Тип выключателя
1	2	3	4	5	6
ТП № 12-1	606,90	630	875,98	1000	HYUNDAI UBC/1000-1000AF
ТП № 12-2	316,52	400	456,86	500	HYUNDAI UBC/630-500AF
ТП № 12-4	353,26	400	509,89	630	HYUNDAI UBC/630-630AF
ТП № 12-5	848,08	1000	1224,09	1600	HYUNDAI UBC/1600-1600AF
ТП № 12-6	541,71	630	781,89	1000	HYUNDAI UBC/1000-1000AF
ТП № 12-7	150,81	160	217,67	250	HYUNDAI UBC/400-250AF
ТП № 12-9	153,83	160	222,04	250	HYUNDAI UBC/400-250AF
ТП № 12-11	66,90	100	96,56	125	HYUNDAI UBC/125-125AF
ТП № 12-15	35,73	63	51,57	75	HYUNDAI UBC/125-75AF
ТП № 13	584,15	630	843,14	1000	HYUNDAI UBC/1000-1000AF
ТП № 14	405,87	400	585,82	630	HYUNDAI UBC/630-630AF

#### 9.4 Расчет контура заземления трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Определение характеристик контура заземления подстанции необходимо по многим факторам, а именно для корректной работы сети, так как сеть у нас имеет глухозаземленную нейтраль, для безопасности эксплуатирующего персонала, и для безопасности населения, так как ТП стоит в селе Кантон-Коммуна, где возможно приближение к ТП сторонних лиц на недопустимые расстояния.

Заземление трансформаторной подстанции осуществляется преднамеренным специальным электрическим соединением частей ТП подлежащих заземлению с заземляющим устройством (контуром), которое представляет собой единую сеть включающую в себя заземлители и заземляющие проводники. На рисунке 16 показан типовой план заземляющего устройства КТПН:

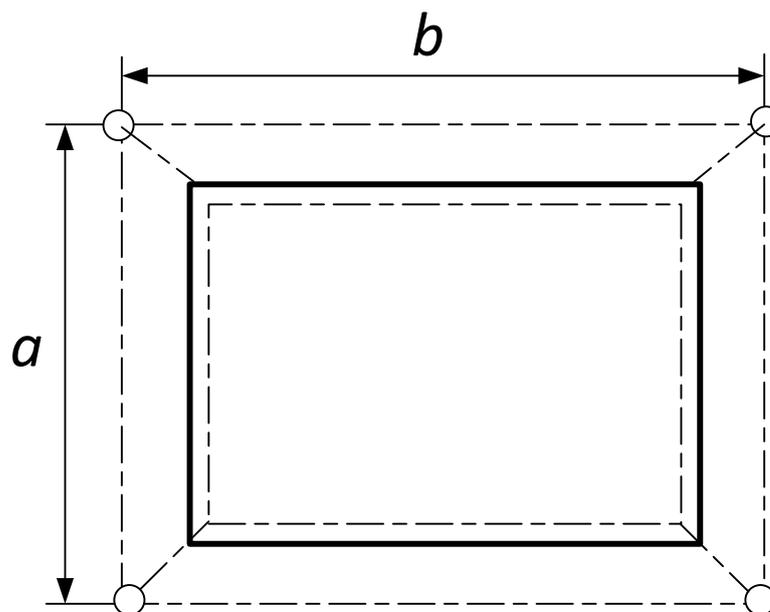


Рисунок 16 – План заземляющего устройства КТП

На данном плане присутствует заземлитель который представляет собой проводник, или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- Защитное - служит для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановку, выполняется путем заземления металлических частей установки, которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

- Рабочее - для обеспечения нормальных режимов работы установки; к ним относятся заземление нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов, а также, заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

- Молниезащитное - служит для отвода тока молнии в землю, от молниеотводов, или других конструкций.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно [10].

Заземление ТП 10/0,4 кВ осуществляется прокладкой горизонтального замкнутого контура, к которому присоединяется заземляемое оборудование, имеющего сопротивление не более 10 Ом. Также, в непосредственной близости от трансформатора должен быть установлен искусственный вертикальный заземлитель, сопротивление которого не должно быть более 30 Ом. Общее сопротивление заземляющего устройства для ТП, используемого одновременно на напряжение до 1 кВ и выше 1 кВ, должно быть не более, чем:

$$R = \frac{125}{I_{\text{знз}}} \quad (42)$$

где  $I_{\text{знз}}$  – ток замыкания на землю в сети 10 кВ [10], определяется по формуле:

$$I_{\text{знз}} = U_{\text{ном}} \left( \frac{l_{\text{вл}}}{350} + \frac{l_{\text{кл}}}{10} \right) \quad (43)$$

где  $U_{\text{ном}}=10$  кВ – номинальное напряжение сети;

$l_{\text{вл}}$ ,  $l_{\text{кл}}$  – длина соответственно воздушных и кабельных линий 10 кВ, электрически соединённых между собой.

В данном случае  $l_{\text{кл}}=0$ , а общая длина ВЛ 10 кВ, отходящих от шин ПС Новотроицкая до ТП 12-1 составляет 12 км. Тогда:

$$I_{\text{знз}} = 10 \cdot \frac{12}{350} = 0,35 \text{ А};$$

$$R = \frac{125}{0,35} = 357,1 \text{ Ом.}$$

Так как к заземляющим устройствам на ТП 10/0,4 кВ присоединена также нейтраль трансформатора, то, согласно ПУЭ, сопротивление этих заземляющих устройств (с учётом заземлителей повторных заземлений не менее двух ВЛ 0,38 кВ) должно быть не более 4 Ом [10]. Выполним подробный расчёт заземления КТП №12-1 при условии, что ВЛ, идущая от ТП 12-1 до ПС Новотроицкая, находится в ремонте.

Примем к исполнению заземляющее устройство в виде прямоугольного контура из горизонтально проложенной на глубине 0,8 м круглой стали диаметром 10 мм и расположенных по этому контуру вертикальных стержней из угловой стали 40×40×4 мм длиной 3 м, которые отстоят друг от друга на равные расстояния  $a=3$  м. Село Кантон-Коммуна расположено во второй климатической зоне, удельное сопротивление чернозёмного грунта  $\rho=40$  Ом·м.

Расчётное значение удельного сопротивления грунта:

$$\rho_p = K \cdot \rho, \quad (44)$$

где  $K$  – коэффициент сезонности, зависящий от климатической зоны.

В данном случае для вертикальных электродов  $K=1,45$ ,  $\rho=48$  Ом·м, для горизонтальных электродов  $K=3,5$ ,  $\rho=140$  Ом·м.

Сопротивление одного стержня из угловой стали, верхний конец которого находится на глубине  $t=0.8$  м при длине стержня 3 м и ширине полки уголка 0,04 м.:

$$R_{\text{серж}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right); \quad (45)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта, Ом\*м;

$L$  - длина заземлителя, м;

$t$  - расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

$d$  - диаметр принимаемого заземлителя, м.

Если в качестве заземлителя используется угловая сталь, то диаметр можно посчитать по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b \quad (46)$$

где  $b$  - ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475;$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня можно посчитать:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{зоп}} ; \quad (47)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 1,5 + 0,7 = 2,2 \text{ м};$$

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,047} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом.}$$

Формула для расчёта сопротивления одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{гор}}} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_{\text{гор}}^2}{b \cdot t} \right), \quad (48)$$

где  $b$  - ширина полосы, м;

$t_{\text{зоп}}$  - глубина заложения, м;

$L_{\text{гор}}$  - длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя равна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)), \quad (49)$$

где  $a$  и  $b$  - длина и ширина устанавливаемой КТП. Согласно проекту завода-изготовителя:

$$a = 4,92 \text{ м},$$

$$b = 4,97 \text{ м.}$$

$$P = 2 \cdot ((4,92 + 2) + (4,97 + 2)) = 27,78 \text{ м}$$

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{100}{27,78} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 27,78^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 4,24 \text{ Ом}$$

Рассчитаем ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \cdot k_\epsilon}, \quad (50)$$

$R_3$  - требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

$k_\epsilon$  - коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4,$$

Определим сопротивление всей горизонтальной полосы:

$$R_{\text{гор.пол.}} = \frac{R_{\text{гор}}}{k_{\text{гор}}}, \quad (52)$$

$$R_{\text{гор.пол.}} = \frac{4,24}{0,45} = 9,4,$$

Сопротивление вертикальных заземлителей необходимо уточнить с учетом сопротивления горизонтальных заземлителей:

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(R_{\text{гор}} \cdot R_3)}{(R_{\text{гор}} - R_3)}, \quad (53)$$

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(9,4 \cdot 4)}{(9,4 - 4)} = 6,9,$$

Пересчитаем число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{8,6}{6,9 \cdot 0,65} = 4,$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{\text{верт.}\delta} = \frac{R_{\text{верт}}}{n \cdot k_6}, \quad (54)$$

$$R_{\text{верт.}\delta} = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 6,6 \text{ Ом},$$

Сопротивление всего заземляющего контура рассчитывает по формуле:

$$R_{3.\delta} = \frac{R_{\text{верт.}\delta} \cdot R_{\text{гор.пол}}}{R_{\text{верт.}\delta} + R_{\text{гор.пол}}}, \quad (55)$$

$$R_{3.\delta} = \frac{6,6 \cdot 9,4}{6,6 + 9,4} = 3,87,$$

Рассчитанное сопротивление не превышает допустимого значения 4 Ом.

$$R_{3.\delta} \leq R_3.$$

Помимо внешнего контура заземления, в помещениях КТП также выполняется внутренний контур, к которому подключают все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением в нормальном режиме работы. Полоса внутреннего контура должна крепиться вдоль стен.

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

После реконструкции питающей и распределительной сети села Кантон-Коммуна необходимо проверить и определиться с работой и защитой линии, питающей село Кантон-Коммуна на ПС 35 кВ Новотроицкое. Релейная защита — это специальные устройства, состоящие из реле, автоматов и других аппаратов, обеспечивающих автоматическое отключение повреждённого участка электрической сети, или приводящие в действие только сигнальные устройства. Современные релейные устройства должны выполнять следующие основные требования:

- а) Быстродействие;
- б) Селективность;
- в) Чувствительность;
- г) Надёжность.

Для нормальной работы релейной защиты первоначально необходимо определиться с системой ее питания, это система оперативного тока.

### **10.1. Выбор системы оперативного тока**

Для производства переключений с помощью выключателей, разъединителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также, для возможности работы устройств защиты и автоматики, необходим вспомогательный источник энергии - источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей и приводов разъединителей и т. д.).

Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов.

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН) [29].

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий [29].

На подстанции Новотроицкая применен постоянный оперативный ток, его и будем применять для дальнейших расчетов релейной защиты и оперирования выключателем 10 кВ Ф-5 питающим село Кантон-Коммуна.

## **10.2. Виды и типы релейной защиты**

После реконструкции питающей сети 10 кВ Кантон-Коммуны необходимо произвести проверку релейной защиты силового трансформатора и защиты отходящей линии 10 кВ питающей село.

Согласно ПУЭ, для силовых трансформаторов подстанции предусматриваются следующие защиты:

а) от повреждений внутри трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла - газовая защита;

б) от повреждений на выводах трансформатора, а также, от внутренних повреждений - продольная дифференциальная защита, установка которой является обязательной для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше.

в) От токов, обусловленных внешними короткими замыканиями -

максимальная токовая защита, устанавливаемая со стороны питания, которая может иметь пуск по напряжению;

г) от токов, обусловленных перегрузкой (если она возможна) - максимальная токовая защита от перегрузки, включенная на ток одной фазы.

Дифференциальная защита и отсечка действуют на отключение выключателя со стороны 10 кВ. Первая степень газовой защиты и защита от перегрузки выполняются с действием на сигнал. Вторая ступень газовой защиты и максимальная токовая защита действуют на отключение выключателя со стороны питания (или на отключение выключателей всех сторон).

Для защиты отходящих линий 10 кВ от междуфазных КЗ и двойных замыканий на землю предусматривается максимальная токовая защита, которая может дополняться токовой отсечкой.

д) От однофазных замыканий на землю на отходящих линиях 10 кВ предусматривают устройства контроля изоляции или секционные защиты с действием на сигнал или отключение.

### 10.3 Релейная защита отходящего присоединения

Для защиты отходящих линий 10 кВ от междуфазных КЗ и двойного замыкания на землю предусматриваются МТЗ, выполняемые по двухфазной двухрелейной схеме (неполная звезда) [7]. На линиях 10 кВ также предусматриваем указатели протекания токов короткого замыкания. Защита линий 10 кВ от замыканий на землю, выполняется с действием на сигнал. Расчет для Ф-5 ПС 35 кВ Новотроицкая.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.маx} \quad (56)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1.3 \cdot 2}{0.8} \cdot 169,44 = 550,68 \text{ А};$$

где  $I_{раб.маx}$  - первичный номинальный ток, согласно таблице 2;

$K_n$  - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$  - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

$K_B$  - коэффициент возврата, для микропроцессорной защиты берется типовой из диапазона (0.8 - 0.85);

Определяется чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)} \cdot 0.87}{I_{\text{с.з.}}}; \quad (57)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{11990 \cdot 0.87}{550,68} = 18,94 \geq 1.5;$$

где  $I_{K2}^{(2)}$  - минимальный ток двухфазного КЗ на шинах противоположной по отношению к защите подстанции.

Ток срабатывания реле по формуле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА}}}; \quad (58)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{550,68 \cdot 1}{110} = 5,007 \text{ A.}$$

Таким образом, для защиты трансформатора от перегрузки применим коэффициент трансформации 110/5.

Выдержка времени МТЗ:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{np}} + \Delta t = 0.55 + 0.5 = 1.05 \text{ с.} \quad (59)$$

По выдержке времени с учетом вида оперативного тока и его напряжения устанавливаем уставку на микропроцессорной защите в диапазоне установок 0,1÷1,3 с.

#### 10.4. Автоматика

Использование автоматики повышает надежность электроснабжения, позволяет уменьшить эксплуатационные расходы, снизить себестоимость

электроэнергии и дает возможность сократить эксплуатационный персонал. Для этого в сетях применяют следующие устройства:

- защита линии и трансформаторов от всех видов повреждений и ненормальных режимов (релейная защита);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматическое включение резервного питания (АВР) и т.д.;

Автоматическое повторное включение.

Автоматическое повторное включение (АПВ) относят к устройствам автоматики аварийного режима, обеспечивающим ликвидацию аварий в схемах электроснабжения. АПВ - одно из основных средств повышения надежности электроснабжения потребителей.

Установлено, что число успешных АПВ на воздушных линиях электропередач всех напряжений в среднем составляет 70-80 %. В соответствии с ПУЭ, все воздушные и воздушно-кабельные линии напряжением выше 1 кВ оснащают АПВ.

В системе электроснабжения поселка Кантон-Коммуна применим трехфазные электрические устройства АПВ двукратного действия.

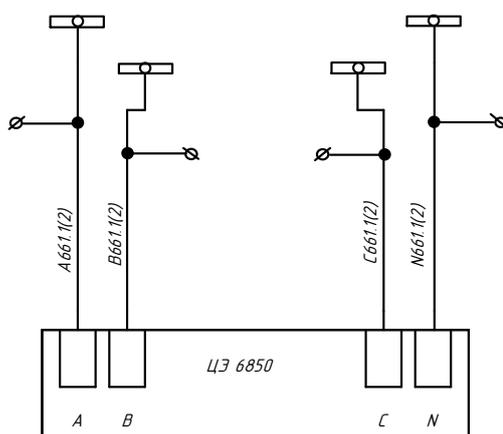


Рисунок 17 - Схема АПВ однократного действия для выключателей напряжением 10 кВ [5].

К устройствам АПВ предъявляют следующие основные требования.

1. АПВ должно происходить при всех аварийных отключениях выключателя, за исключением случая, когда отключение произошло сразу же

после его оперативного включения персоналом. АПВ не должно происходить также при оперативном отключении выключателя.

2. АПВ должно обеспечиваться с заранее установленной выдержкой времени (бестоковой паузой до АПВ), которую выбирают, исходя из условий, рассмотренных ниже.

3. АПВ должно происходить с заданной кратностью. Возможность многократных включений должна быть исключена.

4. Устройство АПВ должно иметь автоматический возврат в состояние готовности к новому действию после успешного цикла повторного включения.

Продолжительностьестоковой паузы до АПВ однократного действия определяется следующими условиями:

$$t_{АПВ} \geq t_{д} + t_{зап}; \quad (60)$$

$$t_{АПВ} \geq t_{г.п.} + t_{зап}; \quad (61)$$

$$t_{АПВ} \geq t_{г.в.} - t_{г.в.} + t_{зап}; \quad (62)$$

где  $t_{д}$  - время деионизации среды в месте КЗ после его отключения, для сетей напряжением 6...35 кВ  $t_{д} \leq 0,2$  с;

$t_{зап} = 0,4 - 0,5$  с - время запаса, учитывающее неточность исходных данных, погрешности;

$t_{г.п.}$  - время готовности привода;  $t_{г.п.} = 0,1 \dots 0,2$  с;

$t_{г.в.}$  - время готовности выключателя;  $t_{г.в.} = 0,2 \dots 2$  с;

$t_{в.в.}$  - время включения выключателя.

Время срабатывания принимают равным  $t_{АПВ} = 2 \dots 3$  с.

Время автоматического возврата устройства АПВ определяют из условия:

$$t_{г} \geq t_{с.з. \max} - t_{АПВ} + t_{зап} \quad (63)$$

где  $t_{с.з. \max}$  - наибольшее время срабатывания защиты, действующее на

выключатель (в сетях 6...10 кВ тс.з.  $\max \leq 2$  с);

$$t_{АПВ} = 2...3 \text{ с};$$

$$t_{зап} = 2...3 \text{ с}.$$

При использовании двукратного АПВ продолжительность бестоковой паузы перед вторым повторным включением принимают обычно равной 10-20 с.

Автоматическое включение резервного питания.

В сети села Кантон-Коммуна предусматриваются схемы одностороннего питания потребителей, в которых имеющиеся источники электроснабжения (питающие линии, силовые трансформаторы на подстанциях, подстанции) работают раздельно.

Для обеспечения нормативных показателей надежности электроснабжения при отключениях основного (рабочего) источника питания к независимому резервному источнику питания подключают потребители с помощью специальных устройств автоматического включения резерва (АВР).

По направлению действия различают устройства АВР одностороннего и двухстороннего действия. АВР одностороннего действия применяют в случаях, когда один из вводов питания служит постоянно рабочим, а второй - только резервным. Если оба ввода являются одновременно и рабочими, и резервными по отношению друг к другу, то используют АВР двухстороннего действия.

Устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. АВР должно обеспечиваться при исчезновении напряжения у потребителя из-за аварийного, самопроизвольного или ошибочного отключения выключателя рабочего ввода питания или при исчезновении напряжения со стороны рабочего (основного) источника питания.

2. Устройство АВР не должно приходить в действие до отключения выключателя рабочего ввода, во избежание включения резервного источника на устойчивое КЗ в основном источнике питания.

3. В случае исчезновения напряжения со стороны основного источника,

выключатель рабочего ввода до АВР должен отключаться специальным пусковым органом минимального напряжения.

4. АВР должно происходить с возможно минимальной выдержкой времени.

5. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допустить многократных включений резервного источника на устойчивое КЗ.

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на устойчивое КЗ, должно предусматриваться ускорение защиты после АВР.

7. В схеме АВР должен существовать контроль исправности цепи включения выключателя резервного ввода питания [29].

### **10.5. Сигнализация**

В нашем случае на щитах управления предусматриваются следующие виды сигнализации: положения коммутационных аппаратов, аварийная, предупреждающая и командная.

Сигнализация положения коммутационных аппаратов предназначена для информирования оперативного персонала о состоянии схемы электрических соединений в нормальных и аварийных условиях и может осуществляться различными способами.

Сигнализация положения выключателей выполняется, как правило, с помощью сигнальных ламп. Сигнализация лампы располагают непосредственно у ключа управления.

Для привлечения внимания оперативного персонала при автоматическом включении или отключении выключателей выполняется мигающее свечение сигнальных ламп (если происходит включение выключателя, мигает красная лампа, а при автоматическом отключении - зеленая).

Сигнализация аварийного отключения выключателя. Применяется для извещения персонала об отключении выключателя релейной защиты и выполняется сочетанием светового и звукового сигнала. Назначение светового сигнала - привлечь внимание персонала к происшедшему отключению, светового – светового указать отключивший аппарат.

Индивидуальная аварийная сигнализация построена на принципе несоответствия положения ключа управления (реле фиксации) положению выключателя. Для подачи светового аварийного сигнала используются цепи световой сигнализации положения выключателя. До аварии выключатель включен и схема сигнализации положения фиксирует это ровным горением красной лампы. При аварийном отключении выключателя меняется положение его вспомогательных контактов в схеме с образованием цепей несоответствия миганием зеленой лампы. Одновременно с индивидуальным световым сигналом действует общий аварийный звуковой сигнал. Выполненный с помощью реле титульной сигнализации РИС-Э2М. Основными элементами которого является поляризованное сигнальное реле, трансформатор и два защитных переключателя. Реле РИС-Э2М обеспечивают возможность подачи повторного сигнала, если до ключа управления первого выключателя также аварийно отключается второй и т.д. Новая цепь несоответствия подключается параллельной первой, сопротивление общей цепи меняется, что приводит к возрастанию тока в обмотке трансформатора. Импульс приходного процесса трансформируется во вторичную цепь, обуславливая новый запуск поляризованного сигнального реле.

#### Предупреждающая сигнализация.

Этот вид сигнализации извещает персонал о ненормальном режиме контролируемых объектов и частей электроустановки, или о ненормальном состоянии вторичных цепей защиты и автоматики.

Принцип действия - аналогичный принципу действия аварийной сигнализации (со световым и звуковым сигналом) звуковой предупреждающей сигналом от аварийного сигнала, как правило, выполняется отличным по току (обычно применяется звонок). При малом количестве контролируемых параметров допускается иметь только световую сигнализацию.

Кроме рассмотренных видов сигнализаций на электростанциях и подстанциях применяется также сигнализация, контролирующая действие устройств релейной защиты и автоматики, и командная сигнализация,

предназначенная для передачи наиболее важных команд обслуживающему персоналу аварийных щитов управления в процессе эксплуатации.

Совокупность всех этих видов сигнализаций составляет общую схему управления и сигнализации выключателя.

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 11.1 Безопасность

В данном разделе рассмотрим меры безопасного производства работ при оперировании коммутационными аппаратами на питающей ПС 35 кВ Новотроицкая, с целью отключения электроэнергии в селе Контон-Коммуна. Перед допуском к работе на коммутационных аппаратах с дистанционным управлением должны быть:

- отключены вспомогательные цепи (управления, сигнализации, подогрева и прочие) и силовые цепи привода;
- закрыты задвижки на трубопроводе подачи воздуха и бак выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух, при этом спускные пробки (клапаны) оставляются в открытом положении;
- приведены в нерабочее положение выключающий груз или выключающие пружины;
- вывешены плакаты «Не включать! Работают люди» на ключах дистанционного управления и «Не открывать! Работают люди» на закрытых задвижках.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке допускается временное включение вспомогательных цепей и силовых цепей привода, а также подача воздуха и на привод и на выключатель. При этом должны быть сняты плакаты «Не включать! Работают люди» и «Не открывать! Работают люди» [19].

С разрешения дежурного работник, ведущий наладку и регулировку, может дистанционно включать и отключать коммутационный аппарат для опробования. В электроустановках без местного дежурного персонала такого разрешения не требуется.

При работе в отсеке шкафов КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под

напряжением, запереть на замок и вывесить плакат «Стой! Напряжение»; в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь» [19].

При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ или КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить из шкафа, шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакат «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

При этом допускается:

- устанавливать тележку в контрольное положение при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем после включения этих ножей;

- при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и выкачанным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в целях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ [19].

## **11.2 Экологичность**

В данной выпускной квалификационной работе мы осуществляем реконструкцию и проектирование высоковольтных сетей напряжением 10 кВ и низковольтных - 0,4 кВ и подстанций 10/0,4 кВ распределительной сети с. Контон-Комунна.

Акустическое действие шума на территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений нормируется, [24]:

$L_{a_{max}} = 55$  дБА с 7<sup>00</sup>-23<sup>00</sup> часов;

$L_{a_{max}} = 45$  дБА с 23<sup>00</sup>-7<sup>00</sup> часов.

Трансформаторы разной мощности с естественным масляным охлаждением (марки ТМГ) имеют скорректированные уровни звуковой мощности, в соответствии с [24].

Для трансформаторов мощностью 400 кВА -  $L_{pa} = 68$  дБА;

Для трансформаторов мощностью 630 кВА -  $L_{pa} = 70$  дБА;

Для трансформаторов мощностью 1000 кВА -  $L_{pa} = 73$  дБА.

Произведем расчет шума для трансформаторной подстанции №12-1, приведенной на рисунке 39.

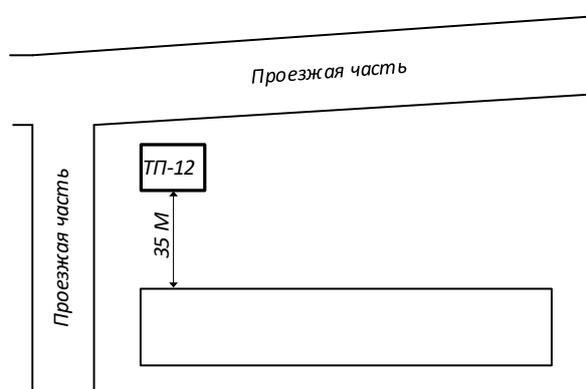


Рисунок 39 - План для расчета шумового воздействия

Для того, чтобы произвести оценку шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте, необходимо рассчитать минимальные расстояния по шуму для ТП по следующей формуле:

$$R_{мин} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L - L_{PA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (1)$$

$$R_{мин} = \sqrt{\frac{10^{\frac{68-45}{10}}}{2 \cdot \pi}} = 5,64$$

$$R_{мин} \leq R_{факт},$$

$$5,64 \leq 35 \text{ м.}$$

То есть минимальное расстояния для ТП с трансформатором мощностью 400 кВА составить 5,64 метра. Соответственно для ТП 12-1 расстояния до жилых домов соблюдаются.

Рассчитаем для ТП с другими мощностями силовых трансформаторов:

$$R_{\text{мин}630\text{кВА}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{70-45}{10}}}{2 \cdot \pi}} = 7,1$$

$$R_{\text{мин}1000\text{кВА}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{73-45}{10}}}{2 \cdot \pi}} = 10,02$$

По результатам расчета мы определили минимальные расстояния для трансформаторных подстанций мощностей 400, 630, 1000 кВА, которые составляют 5,64, 7,1, 10,02 метра соответственно. На расстояниях от источника шума выше полученных в расчетах уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормам, так как не превышает допустимого уровня звукового давления.

Как видно уровень звукового давления от источников шума не выходит за рамки санитарно – гигиенических норм. Следовательно, все расстояния от ТП до ближайших жилых домов были выбраны, верно.

Отвод земель под ТП.

Для осуществления задач реконструкции электрических сетей, рассматриваемых в данном дипломном проекте необходим отвод земельных территорий, на которых и будут смонтированы рассчитанные и выбранные конструкции [18].

Для трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ отводится следующая площадь земельных участков, согласно [18]:

для комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 100 – 250 кВА – 50 м<sup>2</sup>;

для комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 250 – 400, 630 и 1000 кВА – 100 м<sup>2</sup>;

для мачтовых трансформаторных подстанций с трансформаторами 250 кВА – 50 м<sup>2</sup>.

Защита от загрязнения трансформаторным маслом.

На современном этапе развития защита окружающей среды от загрязнения помимо задачи повышения общественной производительности труда включает так же задачу улучшения условий жизни человека и сохранение его здоровья.

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом.

При подготовке фундамента под установку трансформаторов нужно предусмотреть варианты приспособлений или сооружений, препятствующие распространению масла при разрушении бака трансформатора.

Для того чтобы предотвратить растекание масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов выполняются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники, в соответствии с [21] с соблюдением следующих требований:

- габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на расстояние не менее, чем на 0,6 м (при массе трансформаторного масла до 2 т);

- маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли);

- устройство маслоприемников и маслоотводоов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. д.

Так как масса трансформаторного масла выбранных к установке трансформаторов составляет меньше 20 т, то маслоприемник выполняется без отвода масла, заглубленный, т.е. устройство бортовых ограждений не требуется, при этом обеспечивается объём маслоприемника, рассчитанный на единовременный приём 100% масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течении получаса.

Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объём масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Масло и вода из маслоприемника без отвода масла должны удаляться при помощи передвижных средств. Рекомендуется при этом выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объём масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учётом получасового запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Так же они должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприёмника, ограждений и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

В существующей системе электроснабжения микрорайона все эти мероприятия предусмотрены и выполнены, и конечно же будут предусмотрены

в реконструируемых трансформаторных подстанциях. На реконструируемых ТП установленные трансформаторы будут оборудованы незаглубленными маслоприемниками.

### 11.3 Чрезвычайные ситуации

Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара на трансформаторных подстанциях, вводах и в электропроводке зданий и сооружений, что в свою очередь может привести к пожару кабельных линий, взрыву трансформаторов тока, разрушению масляных выключателей, разрушению опорных колонок распределителя и т.д.

Пожары на оборудовании, находящимся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) необходимо осуществить заземление пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен работать в диэлектрических перчатках и ботах.

При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 1. Допускается использование других видов огнетушителей, имеющих сертификаты и соответствующих техническим условиям заводов-изготовителей. Тушение пенными огнетушителями не допускается.

Таблица 1- Виды огнетушителей, применяемые для тушения оборудования, находящегося под напряжением.

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Вид огнетушителей
----------------	---	-------------------

до 10 кВ	не менее 1 метра	углекислотные
до 1 кВ	не менее 1 метра	порошковые
до 0,4 кВ	не менее 1 метра	хладоновые

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений Государственной противопожарной службы МВД России, ведомственной пожарной охраны и персонал энергопредприятий обязан выполнять следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении – в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;
- находится на безопасном расстоянии до электроустановок;
- заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Личный состав подразделений Государственной противопожарной службы МВД России, ведомственной пожарной охраны и персоналу запрещается:

- самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием;
- осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;
- использовать в качестве огнетушащего вещества морскую воду, а также воду с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей.

Необходимое количество электрозащитных средств на объекте для подразделений пожарной охраны, привлекаемых к тушению пожаров, определяется при разработке планов пожаротушения (оперативных карточек).

Личный состав подразделений Государственной противопожарной службы должен не реже одного раза в год проходить инструктаж и участвовать в противопожарных тренировках на специальных полигонах (тренажерах) для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на электроустановках, находящихся под напряжением.

Боевые позиции пожарных, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических занятий, а затем заносятся в план пожаротушения (оперативные карточки) [20].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполнена полная реконструкция питающей и распределительной сети села Кантон-Коммуна с целью минимизации потерь электрической энергии повышения надежности электроснабжения потребителей и возможности подключения новых потребителей. Возле села Кантон-Коммуна выделены земельные участки под строительство частных домов, возможность подключения которых отсутствовала. Для возможности подключения новых потребителей в выпускной квалификационной работе произведены расчеты нагрузок и проверка мощностей существующих силовых трансформаторов. Проведена работа по замене ряда трансформаторов и трансформаторных ТП в целом.

Выбрано и проверено на допустимую потерю напряжения сечение распределительных и питающих линий по селу Кантон-Коммуна. Произведен расчет токов короткого замыкания и проверка выбранного на подстанциях оборудования. Рассмотрен вопрос защиты отходящей линии, питающей село на подстанции 35/10 кВ Новотроицкая.

Также в данной выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

Практическая ценность данной работы заключается в возможности подключения новых потребителей к сетям села Кантон-Коммуна после проведения реконструкции сети в соответствии с техническими решениями, принятыми в данной выпускной квалификационной работе.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Алиев И.И. Электротехнический справочник 4 издание испр./ И.И. Алиев. – М.: 2004. – 384 с.

2 Балаков Ю.Н. Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. Учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ 2006 г. – 288 с.

3 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.

4 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: пособие /А.Б. Булгаков; АмГУ ИФФ. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. 90 с.

5 Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учебное пособие для вузов. М.: Издательский центр «Академия». 2003 г.-176 с.

6 Википедия [Электронный ресурс] Кантон-Коммуна, <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D0%BD%D1%82%D0%BE%D0%BD-%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%BC%D1%83%D0%BD%D0%B0>).

7 Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. - 517 с.

8 Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.3. Электротехнические изделия и устройства/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. - 840 с.

9 Государственный стандарт СССР «Шум трансформаторы масляные силовые» ГОСТ 12.2.024—87. от 01.01.89 (2001).

10 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.

- 11 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.- М.: Издательство МЭИ, 2004.- 57 с.
- 12 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 от 31.05 94, с изм. от 29. 06.99 №213.
- 13 Киреева Э.А. Справочник электрика. /Киреева Э.А., Гусев Л.В., Харитон А.Г., Чохонелидзе А.Н., Цырук С.А. М.: Колос, 2007. – 464 с.
- 14 Крючков И.П. Старшинов В.А. «Короткие замыкания и выбор электрооборудования». Учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.
- 15 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ том 6/ Е.Ф. Макаров – М: ИД «Энергия», 2006. – 624 с.
- 16 Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. Справочное пособие. СПб. НОУ ДПО «УМИТЦ «ЭлектроСервис». 2010. - 664 с.
- 17 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения».
- 18 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т ,2007. - 139 с.
19. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, 14278тм-т1 1994 год.
- 20 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения Справочник учебное пособие./Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
- 21 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н.
- 22 Правила устройств электроустановок, М.: «Энергоатомиздат», 2000.
- 23 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД-153-34.0-20.527-98. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2001г., с.151

24 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.

25 Санитарные нормы СН 2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки". от 31 октября 1996.

26 Санитарные нормы и правила СНиП 23-05 -95 «Естественное и искусственное освещение» от 01.01 1996.

27 Справочная книга для проектирования электрического освещения/ под ред. Г.М. Кнорринга Л.: «Энергия». 1999. – 384 с.

28 Торговый дом ООО РЕЖПРОМСЕРВИС Прайс-лист. – Режим доступа: <https://transformator-energum.ru/ktp-pv/ktp-pv-250-10-0-4-333.html>. - 22.04.2022.

29 Трансформатор.чат.ру [Электронный ресурс] Допустимый длительный ток для неизолируемых проводов. – Режим доступа: <http://transformator.chat.ru/Page-8.html>. – 10.04.2022.

30 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2005. - 320 с.

31 Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 4-е, перераб и доп. - СПб.: "ПЭИПК", 2003. - 350 с.

32 Электрооборудование среднего напряжения 10-6 кВ/ Каталог 2006 г.: г Минск, Изд-во «ЮНИПАК», 2006. – 58 с.