**Костромская Государственная сельскохозяйственная академия**

**Факультет электрификации и автоматизации**

**сельского хозяйства**

**Кафедра электроснабжения**

Пояснительная записка

к дипломному проекту

**Реконструкция электроснабжения зоны подстанции "Рождественское" Шарьинских электрических сетей с обоснованием использования однофазных трансформаторов**

**Кострома 2007г.**

**Костромская Государственная сельскохозяйственная академия**

Факультет электрификации и автоматизации   
сельского хозяйства

**Задание**

на дипломное проектирование студенту

Тема дипломного проекта:

(утверждена приказом по академии № \*\*\*\*\*\*\*\*).

Срок сдачи студентом законченной дипломной работы

Исходные данные к дипломной работе**:** данные ДОАО “Костромаэнерго” о схемных и режимных параметрах подстанции «».

**Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)**

Введение.

1. Технические условия района проектирования.
2. Обоснование нагрузок на сторонах 35/10 кВ.
3. Построение графиков нагрузок по режимным дням и выбор мощности трансформатора.
4. Технико-экономическое сравнение вариантов трансформаторов.
5. Расчет токов короткого замыкания.
6. Выбор и проверка оборудования подстанции.
7. Релейная защита трансформаторов.
8. Разработка схем управления наружным освещением.
9. Экономическая часть.
10. Техника безопасности.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей).**

1. Однолинейная схема ПС «Рождественское».
2. Графики нагрузок ПС «Рождественское».
3. Молниезащита ПС «Рождественское».
4. Результаты расчетов экономической части.

Релейная защита

Генеральный план

Схема ФР-2

Схема ФР-75

**Дата выдачи задания** \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(подпись)

**Задание принял к исполнению** (дата) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(подпись студента)

**АННОТАЦИЯ**

В дипломном проекте рассмотрены вопросы необходимости и возможности реконструкции трансформаторной подстанции.

В специальной части рассматривается вопрос разработки схем управления наружным освещением.

Рассмотрены вопросы экологичности и безопасности проекта.

Записка состоит из 62 страниц печатного текста, 12 иллюстраций, 23 таблиц.

**СОДЕРЖАНИЕ**

Пояснительная записка.

Введение

1. Технические условия района проектирования

2. Обоснование нагрузок на сторонах 35/10 кВ

3. Построение графиков нагрузок по режимным дням и выбор мощности трансформаторов

4. Технико-экономическое сравнение вариантов трансформаторов

4.1 Проверка трансформаторов на систематическую и аварийную перегрузку

4.2 Выбор трансформаторов на основе технико-экономического сравнения вариантов

4.2.1 Расчет исходного варианта

4.2.2 Расчет проектированного варианта

5. Расчет токов короткого замыкания

5.1 Составление расчетной схемы подстанции 110/35/10 кВ и ее схемы замещения с нанесением точек короткого замыкания

5.2 Определение сопротивления элементов сети

5.3 Преобразование расчетной схемы с приведением значений сопротивления к напряжению короткого замыкания

5.4 Определение значений полного суммарного сопротивления в точках короткого замыкания на стороне 10 кВ

5.5 Определение значений полного суммарного сопротивления в точках короткого замыкания на стороне 35 кВ

5.6 Определение значения тока трехфазного короткого замыкания на проектируемой подстанции

5.7 Определение значения ударного тока трехфазного короткого замыкания на проектируемой подстанции

5.8 Определение значения теплового действия тока трехфазного короткого замыкания на проектируемой подстанции

6. Выбор и проверка оборудования подстанции

6.1 Выбор источника оперативного тока и трансформаторов собственных нужд подстанции

6.2 Проверка аппаратуры подстанции.

7. Безопасность и экологичность проекта

7.1 Анализ показателей состояния охраны труда

7.2 Характеристика опасных и вредных факторов

7.3 Правила безопасности при монтаже электрооборудования

7.4 Пожарная безопасность

7.5 Средства пожаротушения

7.6 Защита от прямых ударов молнии

7.7 Организационно-правовые меры по безопасности и экологичности

7.8 Выводы по разделу

1. Экономическая часть

8.1 Определение капитальных вложений.

8.2 Расчет эксплуатационных издержек

Вывод по проекту

Приложения

Список использованной литературы

**Введение**

Перед энергетикой России, как и перед другими отраслями народного хозяйства, стоит важная задача - обеспечить такой темп роста производства, который в процессе создания материально - технической базы вывел бы Россию на первое место в мире по производству продукции на душу населения.

Важнейшим показателем работы промышленности труда является уровень производительности труда. Производительность труда в свою очередь в значительной степени определяется уровнем энерговооруженности и электровооруженности, которые за последние годы значительно выросли. Решением правительства России была разработана энергетическая программа на длительную перспективу. Ее основные положения, в частности, предусматривают:

- ускорение технического прогресса в отраслях топливно-энергетического комплекса;

- обеспечение опережающих темпов роста производства электроэнергии по сравнению с темпами роста добычи и производства первичных энергоресурсов;

- обеспечение стабильного высокого уровня добычи первичных энергоресурсов;

- форсирование развития ядерной энергетики;

- повышение надежности топливо- и энергоснабжения путем создания необходимых резервов производственных мощностей в отраслях топливно-энергетического комплекса.

С целью повышения надежности электроснабжения потребителей и получения определенного народнохозяйственного экономического эффекта электростанции объединяются на параллельную работу в районные энергосистемы, которые в свою очередь при развитии объединяются в объединенные энергосистемы. Объединение электростанций в энергосистемы дает ряд преимуществ:

- повышается надежность электроснабжения потребителей;

- уменьшается требуемый резерв в энергосистеме;

- улучшается условия загрузки агрегатов благодаря выравниванию графика нагрузки и снижению максимума нагрузки энергосистемы;

- появляется возможность более полного использования генерирующих мощностей электростанций;

- улучшаются технико-экономические показатели энергетики из-за возможности использования более мощных и экономичных агрегатов;

- улучшаются условия эксплуатации энергохозяйства;

- создаются условия для оптимального управления развитием и режимами работы энергетики в целом как подсистемы народного хозяйства страны, для создания автоматизированной системы (АДСУ), а также для создания автоматизированной системы управления энергетикой как отраслью народного хозяйства.

Электрификация, то есть производство, распределение и применение электроэнергии во всех отраслях народного хозяйства и быта населения, ─ один из важных факторов технического прогресса.

На базе электрификации стала развиваться промышленность, электроэнергия начала проникать в сельское хозяйство и транспорт. Весь опыт развития электрификации показал что, надежное, высококачественное и дешевое электроснабжение можно получить только от крупных районных электростанций, объединенных между собой в мощные энергетические системы. На крупных электростанциях районного масштаба с линиями электропередачи большого радиуса действия вырабатывается наиболее дешевая электроэнергия, прежде всего из-за высокой концентрации ее производства, а также благодаря возможности размещать электростанции непосредственно у дешевых источников электроэнергии ─ угля, сланцев, на больших реках.

Электроснабжение производственных предприятий и населенных пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленности и городов. Главная из них ─ это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории страны. В результате протяженность сетей (в расчете на единицу мощности потребителя) во много раз превышает эту величину в других отраслях народного хозяйства, а стоимость электроснабжения в сельском хозяйстве составляет до 75% общей стоимости электрификации, включая затраты на приобретение рабочих машин.

Сказанное выше наглядно показывает, какое большое значение имеет проблема электроснабжения сельского хозяйства. От ее рационального решения в значительной степени зависит экономическая эффективность применения электроэнергии в сельском хозяйстве и быту сельского населения. Поэтому первостепенная задача правильного электроснабжения заключается в доведении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого следует добиваться при соблюдении всех правил, требований и норм и прежде всего необходимого качества электроэнергии то есть постоянства частоты и напряжения, а также надежности ее подачи.

1. **ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

При проектировании рассмотрены вопросы реконструкции подстанции “Рождественское” 35/10. Подстанция находится в поселке Рождественское Костромской области Шарьинского района, предназначена для снабжения электрической энергией сельских потребителей.

Шарьинский район находится в зоне дерново-подзолистых почв. Исходными породами для образования почв послужили породы ледникового периода. По механическому составу почвы представлены песчаными, супесчаными, суглинистыми разновидностями.

Дерново-подзолистые почвы характеризуются непрочной структурой.

Более сложным природным фактором является климат. Он изучается по элементам: осадки, температура, ветры.

Климат Шарьинского района умеренно-континентальный: лето сравнительно короткое, умеренно теплое, зима продолжительная, умеренно холодная и достаточно снежная. Самым холодным месяцем является январь, а самым теплым июль. Преобладающим направлением ветра зимой является юго-западное и южное; весной - юго-западное и северо-западное; летом западное; осенью юго-западное.

Краткая характеристика района расположения подстанции:

1. Сейсмичность пункта (в баллах по ГОСТ 6249-52) – ниже 6 баллов.
2. Среднегодовое количество осадков – 568 мм.
3. Среднегодовая продолжительность безморозного периода – 185 дней.
4. Средняя высота снежного покрова – 57 мм.

Нормативный скоростной напор ветра на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 10 лет – 40 .



1. Толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 10 лет – для первого района по гололеду- 15 мм.
2. Нормативная глубина промерзания грунта – 1,7 м.
3. Среднегодовое число грозовых дней – 19 дней продолжительностью 43 часа в год.

Окружающая атмосфера не загрязнена, концентрация пыли в окружающей среде – 10 .



1. Температура наружного воздуха:

средняя наиболее холодной пятидневки – 35.



максимальная – +32.



минимальная – - 49.



гололеде – -7.



1. Основанием фундаментов служат насыпные супесчаные грунты подстилаемые суглинками. Грунтовые воды скрыты на глубине 5 м. В весенний период возможен подъем на 1 м по сравнению с замеренным. Грунтовые воды агрессивными свойствами не обладают.

# **2. ОБОСНОВАНИЕ НАГРУЗОК НА СТОРОНАХ 35/10 кВ**

В качестве исходных материалов используются данные диспетчерской службы, службы подстанций, службы релейной защиты – Электрические сети ОАО “Костромаэнерго”.

Исходные данные заданы:

а). В виде значений полных мощностей на сторонах 10, 35 кВ; токов на этих же сторонах и на каждом из фидеров 10 кВ. Эти данные приведены в ведомостях режимных дней для двух случаев: режимный день максимальной нагрузки 20 декабря 2006 года и режимный день минимальной нагрузки 20 июня 2006 года (табл. приложения 1 и 2).

б). В виде однолинейной схемы подстанции “Рождественское” с обозначением существующего оборудования.

Обработка информации режимных дней производится с помощью математического пакета “Mathcad” с последующим построением соответствующих графиков нагрузки трансформаторов (на сторонах 10, 35кВ) и графиков нагрузки подстанции в целом.

По данным планового отдела Электрические сети ОАО “Костромаэнерго”, район, питающийся от подстанции “Рождественское”, находится в экономическом кризисе. В районе не развивается производство, подстанция питает только сельских потребителей, нагрузка на подстанции очень маленькая (таблицы приложений 1,2), трансформаторы работают с существенным недогрузом. Рост нагрузки прогнозируется 2% в год.

# **3. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПО РЕЖИМНЫМ ДНЯМ И ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

Согласно графикам нагрузки необходимость уменьшения мощности трансформаторной подстанции “Рождественское” обусловлена снижением нагрузки. Уменьшение нагрузки вызвано прекращением работ сельских хозяйств (которые питает данная подстанция), снижением нагрузки сельских потребителей (уменьшение численности населения).

Данные существующей нагрузки в зимний и летний периоды представлены в приложении: таблицы 1,2,3 и таблица 4; по данным которых, строится график существующей нагрузки подстанции. Эти данные получены при проведении мероприятий контроля нагрузки в режимные дни, которые для определения значений нагрузки в зимний период были выполнены 20 декабря 2006 года (табл. 1 и 2 приложения), а для значений в летний период 20 июня 2006 года (табл. 3 и 4 приложения).

Построим графики нагрузки в зимний период для трансформатора Т1 (S1=1,6 МВА) и Т2 (S2=1,6 МВА). Для этого из таблицы 1 приложения строим графики нагрузок для стороны 10 кВ (рис.1.1.).



Рис.1.1. Графики нагрузки трансформатора Т1 и Т2 в зимний режимный день для стороны 10 кВ.

И из таблицы 2 приложения строим графики нагрузок для стороны 35 кВ в зимний режимный день (рис.1.2.).



Рис.1.2. График нагрузки трансформаторов Т1 и Т2 в зимний режимный день для стороны 35 кВ.

Для летнего режимного дня графики строятся аналогично, поэтому сразу приведем график суммарной (существующей ) нагрузки первого и второго трансформатора для зимнего и летнего режимного дней (рис.1.3.).



Рис.1.3. График существующей нагрузки подстанции за зимний и летний период на стороне 35 кВ.

Из графика существующей нагрузки можно сделать вывод, что два трансформатора мощностью 1,6 МВА, установленных на подстанции, обеспечивают необходимый уровень электроснабжения.

Перспектива нагрузки в системе по “Костромаэнерго”, составляет 2% в год.

Строим график перспективной нагрузки за летний и зимний периоды (рис1.4.) Эти данные получены с учетом 10% увеличения фактической нагрузки в перспективе ее роста за пять лет.



Рис.1.4. График перспективной () нагрузки подстанции в летний и зимний период.



Из графика нагрузки по значениям перспективной нагрузки можно сделать вывод, что два трансформатора мощностью 1,6 МВА способны обеспечить потребителя необходимым уровнем электроснабжения. Из графика нагрузки суммарной мощности трансформаторов в зимний период можно сделать следующий вывод: установленные на подстанции трансформаторы большей мощности, чем необходимо (суммарная мощность трансформаторов равна 3,2 МВА, а наибольшая мощность нагрузки 0,16 МВА). На основании этого заключения принимаем решение о замене трансформаторов на подстанции “ Роджественское ” на менее мощные. Из [11] выбираем трансформатор для класса напряжения 35 кВ. Для этого класса напряжения наименьший трансформатор 0,56 МВА. Мощность этого трансформатора также выше, чем необходимо, но так как на класс напряжения 35 кВ трансформаторов с меньшей мощностью нет, а вопроса перевода сетей подстанции на пониженное напряжение (10 кВ) техническое задание на проектирование не предусматривает, то намечаем к установке трехобмоточные трансформаторы марки ТМ 560/35: Sн.тр = 560 кВА

Uв = 35 кВ Uн = 10 кВ

Uк % в-н = 6,5

Pхх = 3,35 кВт Pкз =9,4 кВт

Необходимость установки на подстанции двух трансформаторов продиктована ПУЭ из-за наличия потребителей 1 категории [9].

Так как максимальное значение нагрузка достигает в зимний период, то дальнейшие расчеты и обоснования будем производить относительно значения перспективной нагрузки в зимний период.

# **4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

В данном разделе выполняется сравнение вариантов на основе технических и технико-экономических показателей. Рассматриваем два варианта выбора трансформаторов: существующий и проектный.

Существующий вариант представлен установленными на подстанции в настоящее время двумя двухобмоточными трансформаторами ТМН – 1600/35, мощностью 1600 кВА.

Uв = 35 кВ;

Uн = 10 Кв;

Pхх = 2,9кВт;

Pкз =16,5 кВт.

Проектный вариант представлен установкой, в связи с уменьшением роста нагрузки, на подстанции двух двухобмоточных трансформаторов ТМ – 560/35 мощностью 560 кВА

Uв = 35 кВ;

Uн = 10 кВ;

Pхх = 3,35кВт;

Pкз =9,4 кВт.

## **4.1 Проверка трансформаторов на систематическую и аварийную перегрузку**

Техническое сравнение вариантов производим на основе сопоставления сравниваемых вариантов по графику перспективного роста нагрузки представленного на рисунке 1.4.

Проверка на систематическую перегрузку производится следующим образом: на заданном графике нагрузки наносится прямая, соответствующая номинальной мощности подстанции. Верхняя часть графика, отсекаемая указанной прямой, является зоной перегрузки. Если график нагрузки расположен ниже прямой, то систематическая перегрузка отсутствует [12].

При параллельно работающих трансформаторах (в нормальном режиме работы), в перспективной нагрузке мощность подстанции составляет 1,12 МВА при существующем варианте (мощность одного трансформатора 1,6 МВА). Максимальное значение перспективной нагрузки (рис.1.4.) составляет 1,915 МВА. Таким образом, силовые трансформаторы не перегружаются при существующем варианте (S=1,6МВА). Так как график нагрузки целиком расположен ниже номинальной мощности трансформаторов, то систематическая перегрузка отсутствует, а следовательно нет необходимости в проверке трансформаторов на этот режим работы.

При замене на подстанции трансформаторов на мощность 0,56 МВА мощность всей подстанции составит 1,12 МВА. Максимальное значение перспективной нагрузки (рис.1.4.) составляет 0,16 МВА. Таким образом, силовые трансформаторы не перегружаются и при трансформаторах с мощностью 0,56 МВА. Так как график нагрузки целиком расположен ниже номинальной мощности трансформаторов, то систематическая перегрузка отсутствует, следовательно нет необходимости в проверке трансформаторов на этот режим работы.

Рассмотрим работу трансформаторов в аварийном режиме.

Проверка трансформаторов на аварийную перегрузку производится следующим образом: на заданном графике нагрузки наносится прямая, соответствующая номинальной мощности трансформатора. Верхняя часть графика, отсекаемая этой прямой, является зоной перегрузки трансформатора. Если график нагрузки расположен ниже, то аварийная перегрузка отсутствует [12].

Из графика нагрузки, представленного на рисунке 1.4., максимальное значение нагрузки составляет 0,16 МВА. При мощности трансформатора 1,6 МВА график нагрузки целиком расположен ниже номинальной мощности трансформатора, следовательно аварийная перегрузка отсутствует, нет необходимости в проверке трансформатора на этот режим.

При мощности трансформатора 0,56 МВА график нагрузки так же целиком расположен ниже номинальной мощности трансформатора, следовательно аварийная перегрузка отсутствует и нет необходимости в проверке трансформатора на этот режим.

## **4.2 Выбор трансформаторов на основе технико- экономического сравнения вариантов**

Экономическим критерием по которому определяют наилучший вариант является минимум расчетных затрат.



руб. (4.1)



где: Pн = 0.12 , нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений [5];

К - суммарные капитальные вложения, руб.;

И - ежегодные эксплуатационные издержки, руб.;

У - стоимость недоотпущеной энергии, руб.;

К=a\*Kзав, (4.2)

где: Kзав - заводская стоимость трансформатора, руб.;

а = 1.7 - коэффициент для пересчета от заводской стоимости к расчетной стоимости трансформатора [5];

(4.3)



где:

а = 8.8% - отчисления на амортизацию, техническое обслуживание и ремонт [5];

Ипот - стоимость ежегодно потерянной электроэнергии трансформаторов, руб;

Ипот = Сст\*Эст + См \*Эм; (4.4)



где: Сст - стоимость потерь электроэнергии в магнитопроводе, 0.01руб/кВт\*ч [5];

См-стоимость потерь электроэнергии в обмотках трансформатора, 0.012 руб/кВт\*ч [5]

Эст - количество потерянной электроэнергии в магнитопроводе,кВт;

Эм - количество потерянной электроэнергии в обмотках трансформатора, кВт.

Эст = 8760\*n\*Рх.х, (4.5)

где: n- количество параллельно работающих трансформаторов;

Рх.х - потери в трансформаторе при холостом ходе, кВт,

(4.6)



где: Pк - потери в трансформаторе при коротком замыкании, кВт;



Si-мощность нагрузки на каждой ступени, МВА (см. рис.1.5.);

Sн - номинальная мощность трансформатора, МВА;

ti - время данного участка , ч (рис.1.5.) .

У = Энед\*У0 , (4.7)

где: Энед- количество недоотпущенной электроэнергии, кВт\*ч;

У0- стоимость одного кВА\*ч недоотпущенной электроэнергии, руб/кВА\*ч.

Количество недоотпущенной электроэнергии определяем по формуле.

, (4.8)



где: Fэ - количество недоотпущенной энергии за сутки при отключении одного трансформатора, кВт;

- параметр потока отказов , 1/год;



Тв - среднее время восстановления после отказа, ч.

Количество недоотпущенной за сутки энергии определяем по формуле.

FЭ = cos(Si-Sпер.), (4.9)

где: cos - коэффициент мощности.

После окончания всех расчетов, проводим сравнение двух вариантов по формуле:

(4.10)



если ДЗ>5% , то принимаем вариант с минимальными расчетными затратами;

если ДЗ<5% , то варианты равноэкономичные.

*3.2.1 Расчёт исходного варианта с трансформаторами Sном= 10 МВА.*

Количество потерянной электроэнергии в обмотке высшего напряжения трансформатора по (4.6).

ДЭм110 = 0.5\*365\*0,076\*37,92 / 102 = 190,9 МВт\*ч

Количество потерянной электроэнергии в магнитопроводе по (4.5).

ДЭст = 8760\*2\*0,023 = 402,9 МВт\*ч

Стоимость ежегодно потерянной электроэнергии трансформаторов по (4.4).

Ипот = 0.01\*402,9+0.012\*190,9 = 6,319 тыс.руб.

Ежегодные эксплуатационные издержки по (4.3).

И = 0.088\*640000\*1.7+6319 = 102,063 тыс.руб.

Так как трансформатор не перегружается количество недоотпущенной электроэнергии за сутки равно нулю.

Fэ = 0

Следовательно количество недоотпущенной электроэнергии за год так же равно нулю.

Эн = 0

Стоимость недоотпущенной электроэнергии за год не учитываем, т.к. Эн=0.

Минимум расчетных затрат по исходному варианту по (4.1).

З = 0.12\*640000\*1.7+102063 = 232,623 тыс.руб.

Данные расчета сводим в табл. 4.1.

*3.2.2 Расчет проектируемого варианта с трансформаторами*

*Sном = 6,3 МВА*

Количество потерянной электроэнергии в обмотке высшего напряжения трансформатора по (4.6).

ДЭм110 = 0.5\*365\*0.058\*37,092 / 6,32 = 367,07 МВт\*ч

Количество потерянной электроэнергии в магнитопроводе по (4.5).

ДЭст = 8760\*2\*0.017 = 297,8 МВт\*ч

Стоимость ежегодно потерянной электроэнергии трансформаторов по (4.4).

Ипот = 0.01\*297800+0.012\*367070 = 7,382 тыс.руб.

Ежегодные эксплуатационные издержки по (4.3).

И = 0.088\*550000\*1.7+7382 = 89,662 тыс.руб.

Количество недоотпущенной электроэнергии за сутки равно нулю, т.к. трансформатор не перегружается.

Fэ = 0 МВт

Следовательно количество недоотпущенной электроэнергии за год так же равно нулю.

Эн = 0 МВт

Стоимость недоотпущенной электроэнергии за год не учитываем, т.к. Эн=0.

Минимум расчетных затрат по проектному варианту по (4.1).

З = 0.12\*550000\*1.7+89662 = 201,862 тыс.руб.

Данные расчета сводим в табл. 4.1.

Годовой экономический эффект составит:

(4.12)



(руб)



## Таблица 4. 1.

Сводная таблица расчетных параметров.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметр | Исходный вариант | Проектный вариант |
| Капитальные вложения, руб. | 640000 | 550000 |
| Стоимость ежегодно потерянной эл.эн., руб. | 6319 | 7382 |
| Эксплуатационные издержки, руб. | 102063 | 89662 |
| Расчетные затраты, руб. | 232623 | 201862 |
| Годовой экономический эффект, руб. |  | 30761 |

Производим сравнение двух вариантов по (4.10).

ДЗ = (232623 - 201862)\*100% / 232623 = 13,2 %

З > 5% , минимальные расчетные затраты в проектном варианте, принимаем вариант с трехобмоточными трансформаторами мощностью 6,3 МВА.

# **5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ**

Исходные данные для расчета:

Сопротивление системы берем из данных ДОАО “Костромаэнерго”.



*Трансформаторы:*

Трансформатор 1: ТМТН 6300/110

кВА; кВт; кВт;



кВ; кВ; кВ;



%; %; %



Трансформатор 2: ТМТН 6300/110

кВА; кВт; кВт;



кВ; кВ; кВ;



%; %; %



*Линии:*

Линия 1: АС70

I1=28,2 км; Ro1=0,42 Ом/км; Xo1=0,341 Ом/км; В.



Линия 2: АС50

I2=27 км; Ro2=0,592 Ом/км; Xo1=0,377 Ом/км; В.



Линия 3: А50

I3=9,6 км; Ro3=0,576 Ом/км; Xo3=0,325 Ом/км; В.



Расчет токов короткого замыкания выполняем при нормальном режиме параллельно работающих трансформаторов с целью:

выбора электрического оборудования подстанции и проверки их на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ. Расчет выполняем в именованных единицах, так как подстанция расположена далеко от электростанции и подключена к общей энергосистеме. В этом случае сопротивление от генератора электростанции до точки короткого замыкания в относительных единицах во много раз больше 3, что делает нецелесообразным расчет в относительных единицах. При расчете учитывается активное сопротивление, так как мощность трансформаторов подстанции превышает 1000 кВА, а напряжение в точках короткого замыкания превышает 500В. [12].

## **5.1 Составление расчетной схемы подстанции 110/35/10 кВ и ее схемы замещения с нанесением точек короткого замыкания**



**5.2 Определение сопротивления элементов сети**

Так как расчет выполняется в именованных единицах, то для всех элементов сети определяем значение полного сопротивления.

*5.2.1 Определение полного сопротивления трансформаторов Т1 и Т2 со всех сторон напряжения:*

Так как трансформаторы имеют одинаковую мощность и марку, то расчет выполняем только для трансформатора Т1.

Перед определением полного сопротивления трехобмоточного трансформатора необходимо привести значение его напряжений короткого замыкания к расчетным величинам;

Uкн = 0,5(Uквн+Uксн-Uквс) = 0,5(17,5+6,5-10,5) = 6,75 %

Uкв = 0,5(Uквн+Uквс-Uксн) = 0,5(17,5+10,5-6,5) = 10,75 %

Uкс = 0,5(Uквс+Uксн-Uквн) = 0,5(10,5+6,5-17,5) = 0,25 %

Расчет полного сопротивления выполняем по формуле:

(5.1)



где: Sm-полная мощность трансформатора (кВА);

Uк %-напряжение короткого замыкания выраженное в процентах;

Um-напряжение на обмотке трансформатора, для которой производится расчет полного сопротивления (кВ).

5.2.1.1 Определение полного сопротивления трансформатора Т1 на стороне высокого напряжения 110 кВ:



5.2.1.2 Определение полного сопротивления трансформатора Т1 на стороне среднего напряжения 35 кВ:



5.2.1.3 Определение полного сопротивления трансформатора Т1 на стороне низкого напряжения 10 кВ:



*5.2.2 Определение сопротивлений воздушных линий выполняется по формулам:*

(5.2)



(5.3)



(5.4)



где: Ro и Xo-активное и индуктивное сопротивление 1км провода (Ом/км) [2];

l-длинна линии (км);

5.2.2.1Определение активного, индуктивного и полного сопротивления линии 110 кВ:

Ом



Ом



Ом



5.2.2.2 Определение активного индуктивного и полного сопротивления линии 35 кВ:

Ом



Ом



Ом



5.2.2.3 Определение активного индуктивного и полного сопротивления линии 10кВ:



5.2.2.4 Определение полного эквивалентного сопротивления на стороне высокого напряжения трансформатора Т1:



**5.3 Преобразование расчетной схемы с приведением значений сопротивления к напряжению короткого замыкания**

Приведение значений полного сопротивления схемы выполняется через коэффициент трансформации к стороне, на которой считается напряжение короткого замыкания и выражается формулой:

(5.5)



где: Z-приводимое полное сопротивление (Ом);

U1-напряжение на высокой стороне (кВ);

U2-напряжение на низкой стороне (кВ).

*5.3.1 Приведение значений полного сопротивления схемы при возникновении короткого замыкания на стороне 10 кВ:*



Приведение значения полного сопротивления системы:



*5.3.2 Приведение значения полного эквивалентного сопротивления со стороны высокого напряжения трансформатора Т1:*



*5.3.3 Приведение значения полного сопротивления системы:*



*5.3.4 Приведение значения полного эквивалентного сопротивления со стороны высокого напряжения трансформатора Т1:*



**5.4 Определение значений полного суммарного сопротивления в точках короткого замыкания на стороне 10 кВ**

*5.4.1 Определение значения полного эквивалентного сопротивления со стороны низкого напряжения трансформатора Т1:*

Ом



*5.4.2 Определение значения полного эквивалентного сопротивления подстанции на шинах 10кВ (в точке К4):*

Ом



Ом



*5.4.3 Определение значения полного суммарного сопротивления подстанции на стороне 10 кВ (в точке К5):*



**5.5 Определение значений полного суммарного сопротивления в точках короткого замыкания на стороне 35 кВ**

*5.5.1Определение значения полного эквивалентного сопротивления со стороны среднего напряжения трансформатора Т1:*

Ом



*5.5.2 Определение значения полного эквивалентного сопротивления подстанции на шинах 35 кВ (в точке К2):*

Ом



Ом



*5.5.3 Определение значения полного суммарного сопротивления подстанции на стороне 35 кВ (в точке К3):*

Ом



*5.5.4 Определение значений полного сопротивления в точке короткого замыкания на стороне 110кВ:*

Ом



**5.6 Определение значения тока трехфазного короткого замыкания на проектируемой подстанции**

Значение тока трехфазного короткого замыкания определяем по формуле:

(5.6)



где: U-напряжение в точке короткого замыкания (В):

Z-полное сопротивление в точке короткого замыкания (Ом):

*5.6.1 Определяем значение тока трехфазного короткого замыкания в точке К1:*

А



*5.6.2 Определяем значение тока трехфазного короткого замыкания в точке К2:*

А



*5.6.3 Определяем значение тока трехфазного короткого замыкания в точке К3:*

А



*5.6.4 Определяем значение тока трехфазного короткого замыкания в точке К4:*

А



*5.6.5 Определяем значение тока трехфазного короткого замыкания в точке К5:*

А



## **5.7 Определение значения ударного тока трехфазного короткого замыкания на проектируемой подстанции**

Ударный ток трехфазного короткого замыкания определяем по формуле:

(5.7)



где: Iк-ток короткого замыкания (А);

kу-ударный коэффициент равный 1,8 для подстанций с высшим напряжением 110кВ; [2]

*5.7.1 Определяем значение ударного тока трехфазного короткого замыкания в точке К1:*

A



*5.7.2 Определяем значение ударного тока трехфазного короткого замыкания в точке К2:*

A



*5.7.3 Определяем значение ударного тока трехфазного короткого замыкания в точке К3:*

A



*5.7.4 Определяем значение ударного тока трехфазного короткого замыкания в точке К4:*

A



*5.7.5 Определяем значение ударного тока трехфазного короткого замыкания в точке К5:*

A



## **5.8 Определение значения теплового действия тока трехфазного короткого замыкания на проектируемой подстанции**

Учитывая что проектируемая подстанция питается от централизованной энергосистемы и короткие замыкания, происходящие на ней, находятся на удаленных участках от источника, тепловой импульс тока трехфазного короткого замыкания определяем по формуле:

(5.8)



где: Iк-ток короткого замыкания (кА);

tрз- время срабатывания релейной защиты

tрз=0,1 при 35...110 кВ;

tрз=0,15 при 0.4...10 кВ;

Ta- время затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ

Ta=0,04 при 35...110 кВ;

Ta=0,04 при 0.4...10 кВ;

*5.8.1 Определяем значение теплового импульса тока трехфазного короткого замыкания в точке К1:*



*5.8.2 Определяем значение теплового импульса тока трехфазного короткого замыкания в точке К2:*



*5.8.3 Определяем значение теплового импульса тока трехфазного короткого замыкания в точке К3:*



*5.8.4 Определяем значение теплового импульса тока трехфазного короткого замыкания в точке К4:*



*5.8.5 Определяем значение теплового импульса тока трехфазного короткого замыкания в точке К5:*



Результаты расчета токов короткого замыкания сведены таблицу 5.1.

Таблица 5.1.

Результаты расчета токов короткого замыкания

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Точка короткого зам-ния. | Номинальное  напряжение в точке к.з.  Uн (кВ) | Ток трехфазнго  к.з.  Iк (А) | Ударный  ток к.з.  i у (кА) | Тепловой импульс тока к.з.  Bк (кАІс) |
| 1 | 110 | 3244,8 | 8,259 | 1,47 |
| 2 | 35 | 3583,9 | 9,0314 | 1,79 |
| 3 | 35 | 844,9 | 2,1291 | 0,1 |
| 4 | 10 | 12796 | 32,245 | 31,1 |
| 5 | 10 | 933,8 | 2,353 | 0,16 |

# **6. Выбор и проверка оборудования подстанции**

Выбор и проверку оборудования подстанции выполняем на основе произведенного в разделе 5 расчета токов короткого замыкания результаты которого сведены в таблицу 5.1.

## **6.1 Выбор источника оперативного тока и трансформаторов собственных нужд подстанции**

*6.1.1* Для дистанционного управления (отключения, включения) выключателями, в том числе автоматического отключения их релейной защитой, а также действия различных вспомогательных реле, устройств автоматики, аппаратуры сигнализации, обогрева шкафов КРУН, освещения подстанции и т.п. требуются источники энергии, которые называются источниками оперативного тока. Так как проектируемая подстанция подключена к сети с напряжением на высокой стороне 110 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток.

Производим выбор источников оперативного тока.

*6.1.2* Тансформаторы собственных нужд подстанции устанавливаются на стороне 10 кВ и подключаются до вводного выключателя 10 кВ, что позволяет иметь оперативный ток при отключенной системе сборных шин 10 кВ.

*6.1.3* Определим мощность трансформаторов собственных нужд и выберем марку трансформатора.

Мощность трансформатора собственных нужд зависит от количества и мощности его потребителей.

На подстанции к потребителям собственных нужд относятся: обогрев шкафов КРУН, освещение подстанции, подогрев приводов разъединителей, отделителей и короткозамыкателей и другие устройства.

Состав потребителей собственных нужд представлен в таблице 6.1; взято из однолинейной схемы и данных “Службы подстанций” ДОАО “Костромаэнерго”.

Для определения мощности трансформаторов собственных нужд необходимо определить суммарную мощность потребителей собственных нужд.

Определим суммарную мощность потребителей:

Sсн =78+43,8+5+3+6,5+9+23+36+9,4+9+12+10,6 = 245,9 кВА

Так как на подстанции установлено два трансформатора собственных нужд, то их мощность определяем из условия:

Sтсн  0.5 Sсн Sтсн  123 кВА

Выбираем два трансформатора марки ТМ-160/10 мощностью 160 кВА,

Uвн=10кВ Uнн=0,4кВ Pх=0,82 кВт Pк=3,7 кВт 11

*6.1.4* Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения также являются источниками оперативного тока. К их потребителям относятся системы релейной защиты, измерительные приборы и устройства контроля изоляции.

Таблица 6.1.

Расчетная таблица потребителей собственных нужд.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Потребители собственных нужд | Sпот  кВА | Количество, шт | Sполн  кВА |
| Подогрев шкафов КРУН-10 | 6 | 13 | 78 |
| Подогрев шкафов КРУН-35 | 7,3 | 6 | 43,8 |
| Освещение подстанции | 5 | — | 5 |
| Аварийное освещение | 3 | — | 3 |
| Подогрев ВК-10 | 0,5 | 13 | 6,5 |
| Подогрев ВТ-35 | 1,8 | 5 | 9 |
| Подогрев привода разъединителя 35кВ | 2,3 | 10 | 23 |
| Подогрев привода разъединителя 110кВ | 4,5 | 8 | 36 |
| Подогрев привода короткозамыкателя 110кВ | 4,7 | 2 | 9,4 |
| Подогрев привода отделителя110кВ | 4,5 | 2 | 9 |
| Система пожаротушения | 12 | — | 12 |
| Система охлаждения трансформатора | 5,3 | 2 | 10,6 |

Произведем расчет и выбор трансформаторов тока и напряжения.

*6.1.5* а.) Трансформаторы тока выбираются из условия [13];

- по напряжению установки Uуст  Uн

* по току Iраб.max  Iн ; I уст н  Iн
* по динамической стойкости iу  iдин
* по термической стойкости Bк  Bн
* по значению вторичной нагрузки S2  Sн2
* по конструкции и классу точности

На подстанции, которая представляет собой электроустановку открытого типа, конструкция трансформаторов тока должна быть наружного исполнения, либо встроенные. Необходимый класс точности трансформатора зависит от класса точности приборов, которых он будет питать.

На проектируемой подстанции применяются встроенные трансформаторы тока в изоляторы силовых трансформаторов и трансформаторы тока ячеек КРУН. Замены существующих трансформаторов тока не производим, а лишь выполняем проверку на соответствие их условию перспективной нагрузки.

Произведем расчет рабочих величин трансформаторов тока.

Значение вторичной нагрузки трансформатора тока определяем из формулы:

S2=Iн22·Z2 (6.1)

где: Iн2- номинальный ток вторичной обмотки

трансформатора (5А).

Z2- полное сопротивление вторичной нагрузки: Z2 ≈ R2

R2 = Rприб + Rконт + Rпров (6.2)

где: Rприб – сопротивление приборов, Ом;

Rконт – сопротивление контактов (принимается равным 0,1 [11]);

Rпров- сопротивление соединительных проводов, Ом;

Сопротивление соединительных проводов определяется по формуле:

Rпров = с· l / s (6.3)

где: с- удельное сопротивление проводника (Ом·ммІ / м);

l- длинна провода (м);

s- площадь сечения провода (ммІ);

Сопротивление приборов определяем из заданого значения полной мощности приборов питаемых трансформатором тока:

Rприб = Sприб / IІн2 (6.4)

В ОРУ 110 кВ установлен трансформатор тока наружного исполнения, классом точности 0,5 при мощности приборов 10 ВА (Sприб=10 ВА), номинальным током вторичной цепи 5 А. Соединительные провода выполнены из алюминия (с =0,0283 Ом·ммІ / м [11] ), длинной l =75 м и сечением s = 4 ммІ (из данных АО “Западные электрические сети”:

Rконт = 0,1 Ом

Rпров = 0,0283· 75 / 4 = 0,53 Ом

Rприб = 10 / 5І = 0,4 Ом

Z2 = R2 = 0,1+0,53 +0,4 = 1,03 Ом

S2 = 5І ·1,03 = 25,75 ВА, выбираем трансформатор с Sн2 =30 ВА

Произведем проверку трансформатора тока марки ТВТ-110, 150/5.

Ток нормальный определяется по формуле



А



I уст.н  Iн

33,1 А  150 А

Ток максимальный определяется по формуле



А



Iраб.max  Iн

34,1 А  150 А

Ударный ток и тепловое действие трехфазного тока короткого замыкания приведены в разделе 5.

Технические характеристики трансформатора и электроустановки, для сопоставления параметров выбора представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2.

Трансформатор тока ТВТ - 110, 150/5.

|  |  |
| --- | --- |
| **Параметры ОРУ-110 кВ** | **Параметры трансформатора тока** |
| Uуст н = 110 кВ  I уст н = 33,1 А  iу1 = 8,259 кА  Bк1= 1,47 кАІс  S2 = 25,75 ВА | U н = 110 кВ  I н = 150 А  iдин = 20 кА  Bн = 10 кАІс  Sн2 =30 ВА |

Из таблицы 6.2. видно, что установленные на подстанции трансформаторы тока на стороне 110 кВ пригодны для эксплуатации при замене силовых трансформаторов на менее мощные.

Проверим трансформаторы тока на стороне 35 кВ.

Ток нормальный определяется по формуле



А



I уст.н  Iн

59,4 А  300 А

Ток максимальный определяется по формуле



А



Iраб.max  Iн

62,6 А  300 А

Параметры существующих трансформаторов тока на стороне 35 кВ представлены в таблице 6.3. Так как они не требуют замены, сопоставим их рабочие параметры с условиями выбора.

Таблица 6.3.

Трансформатор тока ТВ – 35, 300/5.

|  |  |
| --- | --- |
| **Параметры РУ-35 кВ** | **Параметры трансформатора тока** |
| Uуст н = 35 кВ  I уст н = 59,4 А  iу2 = 9,0314 кА  Bк2 = 1,79 кАІс  S2 = 25,75 ВА | U н = 35 кВ  I н = 300 А  iдин = 20 кА  Bн = 10 кАІс  Sн2 =30 ВА |

Из таблицы 6.3. видно, что установленные на подстанции трансформаторы тока на стороне 35 кВ пригодны для эксплуатации при замене силовых трансформаторов на менее мощные.

Проверим трансформаторы тока на стороне 10 кВ.

Ток нормальный определяется по формуле



А



I уст.н  Iн

363,7 А  1000 А

Ток максимальный определяется по формуле



А



Iраб.max  Iн

382,9 А  1000 А

Параметры существующих трансформаторов тока на стороне 10 кВ установленных в ячейках КРУН-10 представлены в таблице 6.4. Так как они не требуют замены, сопоставим их рабочие параметры с условиями выбора.

Таблица 6.4.

Трансформатор тока ТЛМ- 10 0.5/ 10P, 1000 / 5

|  |  |
| --- | --- |
| **Параметры РУ-10 кВ** | **Параметры трансформатора тока** |
| Uуст н = 10 кВ  I уст н = 363,7 А  iу4 = 32,245 кА  Bк4 = 31,1 кАІс  S2 = 25,75 ВА | U н = 10 кВ  I н = 1000 А  iдин = 100 кА  Bн = 80 кАІс  Sн2 =30 ВА |

Из таблицы 6.4. видно, что установленные на подстанции трансформаторы тока на стороне 10 кВ пригодны для эксплуатации при замене силовых трансформаторов на менее мощные.

*6.1.6* б) Трансформаторы напряжения подключенные на напряжение 10 и 35 кВ установлены в качестве источника питания измерительных приборов, измеряющих фазные и линейные напряжения и мощность, и для контроля за состоянием изоляции электрооборудования подстанции.

Трансформаторы напряжения выбирают исходя из условий [11];

- по напряжению установки Uуст  Uн

- по значению вторичной нагрузки S2  Sн2

Вторичной нагрузкой трансформаторов напряжения являются электроизмерительные приборы, технические данные которых представлены в таблице 6.5, которые взяты из данных ДОАО “Костромаэнерго”.

Таблица 6.5.

Технические данные измерительных приборов.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Приборы | Кол-во  шт | P  Вт | Q  ВАр |
| Счетчик активной энергии | 5 | 20 | 48,7 |
| Ваттметр Д-305 | 3 | 6 | — |
| Вольтметр Э-378 | 3 | 6 | — |

Вторичную нагрузку трансформатора определяем по формуле [13]:

(6.5)



где: Pприб – сумарная активная нагрузка приборов (Вт);

Qприб - сумарная активная нагрузка приборов (ВАр);

Pприб = 5·20+3 ·6+3 ·6 = 136 Вт

Qприб = 5·48,7 =243,5 ВАр

ВА



На стороне напряжения 10 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НТМИ – 10

Uвн = 10 кВ

Uнн = 100 В

Sн2=320 ВА

S2max =640 ВА

На стороне напряжения 35 кВ установлены трансформаторы напряжения типа ЗНОМ – 35

Uвн = 35 кВ

Uнн = 100 В

Sн2= 600 ВА

S2max =1200 ВА

## **6.2 Проверка аппаратуры подстанции**

Выбор аппаратуры подстанции не выполняется, так как значение номинальных токов и напряжений установленной аппаратуры соответствует рабочим токам при уменьшении нагрузки. Поэтому производим только проверку аппаратуры, установленной на подстанции, на соответствие ее режима работыпри уменьшении нагрузки.

*6.2.1 Разъединители:*

Разъединителипроверяются из условия [13]:

- по напряжению установки Uуст  Uн

- по току Iраб.max  Iн ; I уст.н  Iн

- по динамической стойкости iу  iдин

- по термической стойкости Bк  Bн

Произведем проверку разъединителей установленных на подстанции в настоящее время на всех сторонах рабочего напряжения. В случае не прохождения какого-либо разъединителя по условию выбора, он будет заменен на приемлемый вариант.

*6.2.1.1* Проверка разъединителей на стороне 110 кВ.

Технические данные, необходимые для осуществления проверки разъединителей установленных на стороне 110 кВ представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6.

Разъединитель РНДЗ – 2 - 110/1000.

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры ОРУ-110 кВ | Параметры разъединителя |
| Uуст н = 110 кВ  I уст н = 33,1 А  iу1 = 8,25 кА  Bк1 = 1,47 кАІс | U н = 110 кВ  I н = 1000 А  iдин = 80 кА  Bн = 31,5/3 кАІс |

Из таблицы 6.6. видно, что установленные на подстанции на стороне 110 кВ разъединители пригодны для эксплуатации при замене силовых трансформаторов на менее мощные.

*6.2.1.2* Проверка разъединителей на стороне 35 кВ.

Технические данные необходимые для осуществления проверки разъединителей установленных на стороне 35 кВ на вводах представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7.

Разъединитель РНДЗ - 35/600.

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры РУ-35 кВ | Параметры разъединителей |
| Uуст н = 35 кВ  I уст н = 59,4 А  iу2 = 9,0314 кА  Bк2 = 1,79 кАІс | U н = 35 кВ  I н = 600 А  iдин = 50 кА  Bн = 28,1/3 кАІс |

Из таблицы 6.7. видно, что установленные на подстанции на стороне 35 кВ разъединители пригодны для эксплуатации при замене силовых трансформаторов на менее мощные.

*6.2.2 Отделители*

Отделители проверяются из условия [13]:

- по напряжению установки Uуст  Uн

- по току Iраб.max  Iн ; I уст.н  Iн

- по динамической стойкости iу  iдин

- по термической стойкости Bк  Bн

Произведем проверку отделителей установленных на подстанции в настоящее время на стороне 110 кВ. В случае не прохождения какого-либо отделителя по условию выбора, он будет заменен на приемлемый вариант.

Технические данные необходимые для осуществления проверки отделителей установленных на стороне 110 кВ представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8.

Отделитель ОД – 110/1000.

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры ОРУ-110 кВ | Параметры отделителя |
| Uуст н = 110 кВ  I уст н = 33,1 А  iу1 = 8,25 кА  Bк1 = 1,47 кАІс | U н = 110 кВ  I н = 1000 А  iдин = 80 кА  Bн = 31,5/3 кАІс |

Из таблицы 6.8. видно, что установленные на подстанции на стороне 110 кВ отделители пригодны для эксплуатации при замене силовых трансформаторов на менее мощные.

*6.2.3 Короткозамыкатели*

Короткозамыкатели проверяются из условия [13];

- по напряжению установки Uуст  Uн

- по динамической стойкости iу  iдин

- по термической стойкости Bк  Bн

Произведем проверку короткозамыкателей установленных на подстанции в настоящее время на стороне 110 кВ. В случае не прохождения какого-либо короткозамыкателя по условию выбора, он будет заменен на приемлемый вариант.

Технические данные необходимые для осуществления проверки короткозамыкателей представлены в таблице 6.9.

Таблица 6.9.

Короткозамыкатель КЗ - 110

|  |  |
| --- | --- |
| **Параметры ОРУ-110 кВ** | **Параметры короткозамыкателя** |
| Uуст н = 110 кВ  iу1 = 8,25 кА  Bк2 = 1,47 кАІс | U н = 110 кВ  iдин = 32 кА  Bн = 12,5/3 кАІс |

Из таблицы 6.9. видно, что установленные на подстанции на стороне 110 кВ короткозамыкатели пригодны для эксплуатации при замене силовых трансформаторов на менее мощные.

*6.2.4 Выключатели*

На проектируемой подстанции установлены масляные выключатели на стороне среднего и низкого напряжения. Выполним проверку на пригодность в эксплуатации этих выключателей при увеличении мощности проектируемой подстанции. Не прошедшие условия проверки выключатели будут заменены на приемлемый вариант.

Проверка и выбор выключателей выполняются из условий [13]:

- по напряжению установки Uуст  Uн

- по току Iраб.max  Iн ; I уст н  Iн

- по динамической стойкости iу  iдин

- по термической стойкости Bк  Bн

*6.2.4.1* Проверка выключателей на стороне 35 кВ.

Технические данные необходимые для осуществления проверки вводных и секционного выключателей установленных на стороне 35 кВ представлены в таблице 6.10.

В РУ 35 кВ установлены масляные выключатели марки ВТ –35-630-12,5 с приводом ПП-67, на вводах, в секционных шкафах и распределительных фидерах.

Таблица 6.10.

Выключатель ВТ-35-630-12,5 с приводом ПП-67

|  |  |
| --- | --- |
| **Параметры РУ-35 кВ** | **Параметры выключателя** |
| Uуст н = 35 кВ  I уст н = 59,4 А  iу2 = 9,0314 кА  Bк2 = 1,79 кАІс | U н = 35 кВ  I н = 630 А  iдин = 25 кА  Bн = 10/4 кАІс |

Из таблицы 6.10. видно, что установленные на подстанции на стороне 35 кВ выключатели пригодны для эксплуатации при замене силовых трансформаторов на менее мощные.

*6.2.4.2* Проверка выключателей на стороне 10 кВ.

На стороне 10 кВ меняем установленный маломасленный выключатель ВК-10 на вакуумный ВВ-10-630/1000 с данными:

Номинальное напряжение- 10 кВ.

Наибольшее рабочее напряжение- 12 кВ.

Номинальный ток- 1000 А.

Динамический ток- 31,5 кА.

Номинальный ток отключения- 31,5 кА.

Тепловой импульс тока- 20 кАІс.

Причины замены масляного выключателя на вакуумный.

Вакуумные выключатели на много экономичнее чем масляные, они не нуждаются в масле, что дает экономию денег и рабочего времени.

Большим достоинством вакуумных выключателей является большой срок службы. Механическая износостойкость достигает операций. Число коммутаций с номинальным током около 600 А равно . Практически без ревизий выключатель может работать до 25 лет. У вакуумных выключателей высокая надежность, быстродействие, пожаро- и взрывоопасность, дешевизна эксплуатации, большие токи отключения.



Технические данные необходимые для осуществления проверки вводных и секционного выключателей установленных на стороне 10 кВ представлены в таблице 6.11.

Таблица 6.11.

Выключатель ВВ – 10-630/1000

|  |  |
| --- | --- |
| **Параметры РУ- 10 кВ** | **Параметры выключателя** |
| Uуст н = 10 кВ  I уст н = 363,7 А  iу4 = 32,245 кА  Bк4 = 31,1 кАІс | U н = 10 кВ  I н = 1000 А  iдин = 80 кА  Bн = 50 кАІс |

Из таблицы 6.11. видно, что проектируемые к установке на подстанции на стороне 10 кВ вакуумные выключатели проходят по всем условиям.

Как видно из результатов проверки выполненной в разделе 6 оборудование, установленное на подстанции в настоящее время, не нуждается в замене при уменьшении мощности проектируемой подстанции.

**7. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА.**

**ОХРАНА ТРУДА НА ПОДСТАНЦИИ “ВАСИЛЕВО”**

**7.1 Анализ состояния безопасности на подстанции**

Под охраной труда понимается система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия. На практике под охраной труда нередко подразумевают технику безопасности, производственную санитарию и т.п. Такая позиция ошибочна. Охрана труда - это система мероприятий, где техника безопасности и гигиена труда являются ее составляющими.

Конституция РФ в главе "Основы конституционного строя" провозглашает, что в РФ охраняются труд и здоровье людей, обеспечиваются государственная поддержка семьи, материнства, отцовства и детства, инвалидов и пожилых граждан, развивается система социальных служб, устанавливаются государственные пенсии и иные гарантии социальной защиты.

Федеральный закон "Об основах охраны труда в Российской Федерации" был принят 17 июля 1999 г. Все принципиальные его положения воспроизведены в тексте нового Трудового кодекса.

Законодательство РФ об охране труда основывается на Конституции РФ и состоит из Федерального закона от 17 июля 1999 г., других федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов РФ.

Федеральный закон от 23 июня 1999 г. (17 июля 1999 г.) N 181-ФЗ устанавливает гарантии осуществления права трудящихся на охрану труда и обеспечивает единый порядок регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками на предприятиях, в учреждениях и организациях всех форм собственности независимо от сферы хозяйственной деятельности и ведомственной подчиненности и направлен на создание условий труда, отвечающих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности и в связи с ней.

Действие Федерального закона распространяется на:

работодателей;

работников, состоящих с работодателями в трудовых отношениях;

членов кооперативов, участвующих в совместной производственной и иной хозяйственной деятельности, основанной на их личном трудовом участии;

студентов образовательных учреждений высшего профессионального и среднего профессионального образования, учащихся образовательных учреждений начального профессионального, среднего профессионального образования и образовательных учреждений среднего (полного) общего, основного общего образования, проходящих производственную практику;

военнослужащих, направляемых на работу в организации;

граждан, отбывающих наказание по приговору суда, в период их работы в организациях.

Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда

1. Организовывать проведение обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров работников.

2. Работодатель обязан обеспечить проведение аттестации рабочих по условиям труда (ст. 212 ТК).

3. Работодатель обязан обеспечить применение средств индивидуальной защиты.

4. Обучить безопасным методам и приемами выполнения работ.

Обязанности работника в области охраны труда

1. Статья 214 ТК и ст. 15 Федерального закона "Об основах охраны труда в Российской Федерации" особо оговаривают обязанности работника в области охраны труда.

2. Инструкция по охране труда является нормативным документом, устанавливающим требования безопасности при выполнении работниками работ в производственных помещениях, на территории предприятия, на строительных площадках и в иных местах, где они выполняют порученную им работу.

Обучение и профессиональная подготовка в области охраны труда.

Для лиц, поступающих на работу с вредными или опасными условиями труда, на которую в соответствии с законодательством об охране труда требуется профессиональный отбор, работодатель обеспечивает обучение безопасным методам и приемам выполнения работ со стажировкой на рабочем месте и сдачей экзаменов, а в процессе трудовой деятельности - проведение периодического обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда.

Работодатель не должен допускать к работе лиц, не прошедших в установленном порядке инструктаж по охране труда. Более того, работодатель обязан отстранить от работы (не допускать к работе) работника, не прошедшего в установленном порядке обучение и проверку знаний и навыков в области охраны труда.

Детально порядок и виды инструктажа работников регулируются ГОСТом 12.0.004-90 "Система стандартов безопасности труда. Организация обучения работающих безопасности труда. Общие положения", который распространяется на все организации независимо от формы собственности и вида.

Ответственность за организацию своевременного и качественного обучения и проверку знаний в целом по предприятию или учебному заведению возлагается на его руководителя, а в подразделениях (цех, участок, лаборатория, мастерская) - на руководителя подразделения.

Все работники предприятий, включая руководителей, обязаны проходить обучение, инструктаж, проверку знаний правил, норм и инструкций по охране труда в порядке и в сроки, которые установлены для определенных видов работ и профессий.

Требования безопасности зависят от вероятности и возможной тяжести электропоражения в тех или иных условиях эксплуатации электрооборудования. Поскольку сопротивление тела человека непостоянно, трудно оценивать условия безопасности по току, который может проходить через тело человека при электропоражении. Поэтому электроустановки классифицируют по значению напряжения. Правила безопасности различают с номинальным напряжением до и выше 1000 В . Иногда и внутри этих групп установок требования безопасности различны в зависимости от конкретных номинальных напряжений . Данная электроустановка относится к классу выше 1000 В и поэтому здесь требуется особое рассмотрение мер техники безопасности.

Осмотр подстанций может выполнять одно лицо с 3-й группой из числа дежурного оперативно-ремонтного персонала либо лицо с 5-й группой из числа административно-технического персонала. Остальному электротехническому персоналу осмотр разрешается выполнять под надзором одного из перечисленных лиц.

Лицу, производящему осмотр, рекомендуется иметь при себе диэлектрические перчатки, а если осмотр производится с выключением освещения, то ручной фонарь.

При входе в электроустановку необходимо закрыть за собой дверь или калитку, чтобы исключить доступ в установку случайных лиц.

Осмотр следует вести спокойно, без торопливости, не приближаясь без надобности к ограждениям и конструкциям.

Нельзя облокачиваться на конструкции, перила, ограждения и прочие и показывать на что- либо рукой.

В установках выше 1000 В. оборудование следует осматривать с порога камеры или перед барьером.

Для осмотра разрешается открывать двери ограждений и камер в электроустановках выше 1000 В., двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств в электроустановках до 1000 В.

Для обеспечения длительной, надёжной эксплуатации трансформатора выполняется следующее:

Соблюдаются температурные и нагрузочные режимы, уровни напряжения;

Строго соблюдается норма на качество и изолирующее свойство масла.

Содержится в исправном состоянии устройства охлаждения, регулирования напряжения, защита масла и т. д.

На дверях трансформаторных пунктов и камер укрепляются предупреждающие плакаты установленного образца и формы.

Трансформаторные установки снабжены противопожарными средствами.

Персонал, обслуживающий трансформаторную подстанцию, снабжается средствами защиты обеспечивающие безопасность их работы.

К средствам защиты на трансформаторной подстанции относятся: диэлектрические перчатки, боты, ковры, колпаки; индивидуальные экранирующие комплекты; изолирующие подставки и накладки; переносные заземления; оградительные устройства; плакаты и знаки безопасности и т.д.

Для защиты обслуживающего персонала, необходимо вывешивать плакаты по технике безопасности на отключаемые аппараты, а так же при подготовке рабочего места.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током все металлические нетоковедущие части электрооборудования, корпуса щитов, светильников и т. д., которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции, должны быть заземлены присоединением к нулевым защитным проводникам.

В данном дипломном проекте рассматривается вопрос о замене трансформаторов мощностью 1,6 МВА, на трансформаторы 0.56 МВА. Данная замена не повлечет за собой каких либо изменений в вопросах безопасности и экологии.

При производстве работ оперативно - выездной бригадой(ОВБ), составляется наряд - допуск, в котором указывается где и что должно быть отключено и заземлено для безопасного выполнения необходимых работ. Непосредственно перед началом работ проводится инструктаж на рабочем месте. Так же дежурный по подстанции на настенной карте районных электрических сетей, на макетах отключаемого оборудования, вывешивает предупреждающие таблички типа- “Не включать!”, “Не включать, работают люди!”. Так же имеется постоянная связь с ОВБ, по которой постоянно докладывается дежурному о ходе выполнения работ, который в сою очередь записывает все данные в дежурный журнал.

На подстанции в целях безопасности установлены предупреждающие таблички, такие как - “Не влезай - убьет!”, “Внимание, опасное напряжение!”, “Опасно для жизни!”.

**7.2 Расчеты к графическому листу**

*7.2.1 Расчет защитного заземления и молниезащита подстанции 35/10 кВ “Рождественское”*

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Заземление, предназначенное для создания нормальной работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов, генераторов, дугогасительных катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Заземление состоит в том, что заземляемые металлические части металически соединяют с заземлителем, то есть с металлическим предметом, находящимся в непосредственном соприкосновении с землей или с группой таких предметов. Чаще всего это стальные стержни, забитые в землю вертикально и соединенные между собой под землей приваренной к ним стальной полосой. Благодаря защитному заземлению, напряжение прикосновения значительно снижается.

В данном случае заземление подстанции выполнено в виде замкнутого контура, состоящего из стальной проволоки диаметром 12 мм , приваренной сваркой к вертикальным металлическим заземлителям, вбитых в землю ,а также из горизонтальных полос выравнивающих потенциал.

Для расчета заземления необходимо знать ток Iз, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном коротком замыкании.

Если однофазное короткое замыкание произошло в пределах электроустановки

, (7.1)



где Iкз(1) - ток однофазного короткого замыкания в месте повреждения, кА;

х0 - результирующее индуктивное сопротивление нулевой последовательности до места короткого замыкания;

хт1 - сопротивление нулевой последовательности трансформатора рассматриваемой электроустановки.

Если однофазное короткое замыкание произошло за пределами электроустановки

(7.2)



Ток однофазного короткого замыкания рассчитывается по формуле



где х1рез, х2рез, х0рез - соответственно результирующее индуктивные сопротивления прямой обратной и нулевой последовательностей, при однофазном коротком замыкании на шинах 35 кВ подстанции;

Iб35 - базовый ток для стороны высокого напряжения, кА.



линия 35 кВ одноцепная без тросов



Определяем ток, стекающий с заземлителя на землю,

при коротком замыкании в пределах электроустановки

кА



при коротком замыкании за пределами электроустановки

кА



Из расчета видно, что ток, стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании произошедшем в пределах электроустановки, больше чет ток, стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании произошедшем за пределами электроустановки. При расчетах заземления принимаем больший ток, стекающий с заземлителя.

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления Rз0.5 Ом или допустимого напряжения прикосновения.

расчет по допустимому сопротивлению Rз0.5 Ом приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств для подстанций небольшой площадью, не имеющих естественных заземлителей. Опыт эксплуатации распределительных устройств 10 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины Rз [20]. Заземляющее устройство, выполненное по нормам напряжения прикосновения, должно обеспечить в любое время года ограничение Uпр до нормированного значения в пределах всей территории подстанции, а напряжение на заземляющем устройстве Uз должно быть не выше 10 кВ.

Данные необходимые для расчета заземляющего устройства.

Площадь подстанции 25.5х31.1 м2; удельное сопротивление верхнего слоя грунта с учетом промерзания 1=500 Ом\*м; толщина верхнего слоя грунта h1= 2 м; удельное сопротивление нижнего слоя грунта 2= 60 Ом\*м; глубина заложения горизонтальных выравнивающих полос t = 0.7 м; длина вертикального заземлителя lв = 5 м; время действия релейной защиты tр.з. = 0.12 с; полное время отключения выключателя tотк.в = 0.08 с; ток, стекающий с заземлителей при однофазном коротком замыкании на рассматриваемой подстанции, Iз = 1.33 кА. Естественных заземлителей нет.

расчетная длительность воздействия напряжения прикосновения

с



Для в= 0.2 с находим [20] допустимое напряжение прикосновения Uпр.доп = 400 В.

Определяем коэффициент напряжения прикосновения

,



где М - параметр, зависящий от 1/2 [3];

 - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека Rч и сопротивлению растекания тока от ступней Rст;

Lг - длина горизонтальных заземлителей , м;

а - расстояние между вертикальными заземлителями, м;

S - площадь заземляющего устройства, м2.

.



Зная наибольшее допустимое напряжение прикосновения определяем напряжение на заземлителе

В,



что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Определяем сопротивление заземляющего устройства

Ом



Действительный план заземляющего устройства(лист 4) преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной



Определяем число ячеек по стороне квадрата

шт.;



принимаем m = 8 шт.

Определяем длину полос в расчетной модели

м.



Определяем длину стороны ячейки

м.



Определяем число вертикальных заземлителей по периметру контура

шт.



принимаем nв = 23 шт.,

где nв1 - число вертикальных заземлителей по стороне квадрата при а/lв = 1 [20].

Определяем общую длину вертикальных заземлителей

м.



Определяем общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель

(7.3)



где



з - эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом\*м [20];



тогда



Относительная толщина слоя



По таблице 7.6 [20] для 1/2 = 8.3; а/lв = 1, определяем

з/2= 1.4,

тогда

.



Определяем общее сопротивление сложного заземлителя

Ом



что меньше допустимого Rз.доп =2.244 Ом.

Определяем напряжение прикосновения

В



что меньше допустимого значения 400 В.

Определяем наибольший допустимый ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном коротком замыкании:

А



При больших токах необходимо снижение Rз за счет учащения сетки полос или дополнительных вертикальных заземлителей.

Чертеж заземления приведен в графической части проекта [лист 4.]

*7.2.2 Защита от прямых ударов молнии*

Наиболее опасный вид поражения от атмосферных перенапряжений - это прямой удар молнии в объект.

В связи с этим защита от прямых ударов молнии основана на том, что направление лидера молнии наиболее вероятно к объекту, на котором имеется максимальное значение напряженности электрического поля. В качестве объектов сооружают возвышенные молниеотводы, которые принимают на себя лидер и главный разряд молнии.

Исходные данные.

Подстанция защищена одним молниеотводом, установленным совмещённым с радиомачтой. Высота молниеотводов h, равна 30 м. Высота защищаемого объекта 7.0 м, высота средней точки- 3.0 м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой менее 30 м показана на рисунке 7.1. Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода определяется по формуле [5]

; (7.4)



где h - полная высота молниеотвода, м;

hх *-* высота защищаемого объекта.

Радиус зоны защиты определяется для двух точек - для самой высокой точки защищаемого оборудования, и для средней точки.

Определяем радиус зоны защиты одиночного молниеотвода для высокой точки по (7.1) :



Определяем радиус зоны защиты молниеотвода для средней точки по (7.4):



Чертеж молниезащиты представлен в графической части проекта [лист 4.].

**7.3 Правила безопасности при монтаже электрооборудования**

Все конструкции ОРУ до монтажа оборудования закрепляют в соответствии с проектом всеми болтами или сваркой. Поднятые для монтажа элементы оборудования немедленно закрепляют на месте полностью.

Запрещается одновременно регулировать разъединитель или выключатель и делать его ошиновку, а также регулировать выключатель одновременно с его приводом. Регулировать разъединитель или выключатель, отделенный стеной от своего привода, можно только при надежной связи между исполнителями.

При регулировке приводов выключателей надо удалить из цепей управления привода предохранители во избежание случайного дистанционного включения или отключения. Нельзя опускать или натягивать пружины без специальных приспособлений. Для проверки контактов выключателей на одновременность замыкания, а также для освещения внутри баков выключателей нужно применять напряжение 12В.

После подсоединения ошиновки к трансформатору напряжения нужно накоротко зашунтировать и заземлить все его выводы со стороны высшего напряжения (шунт сохраняется до окончания монтажных работ), чтобы предотвратить появление напряжения из-за обратной трансформации. Необходимо также зашунтировать и заземлить все неиспользуемые вторичные обмотки трансформаторов тока.

Запрещается совмещать отверстия в собираемых деталях пальцами. Надо пользоваться ломиками, бородками. Нельзя поддерживать вручную привариваемые конструкции массой более 10 кг или мелкие детали. Их следует до сварки укрепить струбцинами.

Пробивая отверстия в кирпиче или бетоне, следует надевать защитные очки. При сквозной пробивке надо пользоваться шлямбурами или скарпелями, длина которых не менее чем на 200 мм превышает толщину стены.

Машины или аппараты, хотя бы раз находившиеся под рабочим напряжением (присоединенные к сборным шинам или источнику питания), приравниваются к аппаратуре, находящейся в эксплуатации, и все работы по их проверке и наладке нужно выполнять в соответствии с правилами безопасности при эксплуатации электроустановок.

Если же понадобятся какие-то доделки силами монтажников или строителей, электроустановка должна быть не просто отключена и заземлена, а переведена в число недействующих путем демонтажа участков шин, шлейфов, отсоединения кабелей. Все работы по монтажу электродвигателя нужно выполнять до подключения к нему проводов.

**7.4 Пожарная безопасность и экологичность проекта**

Разработка противопожарных норм, правил и инструкций по проектированию, строительству и эксплуатации зданий и установок, а так же надзор за соблюдением правил ведет Управление пожарной охраны Министерства внутренних дел. Инспектор Государственного пожарного надзора, обнаружив нарушение правил, предписывает руководителю устранить нарушение, за невыполнение виновного могут оштрафовать или привлечь к уголовной ответственности. Основную ответственность за пожарную безопасность на территории хозяйства несет руководитель хозяйства. Количество членов Пожарно-сторожевой охраны (ПСО) устанавливает руководитель предприятия, либо общее собрание, по согласованию с местными органами пожарного надзора и с учетом имеющихся средств тушения пожаров.

По средствам пожаротушения проектируемая подстанция относится к третьей группе. Пожаротушение этой группы обеспечивается первичными средствами: ручными порошковыми и углекислотными огнетушителями, песком и передвижными средствами ближайшего пожарного депо. На подстанции предусмотрен щит для хранения пожарного инвентаря и средств пожаротушения. Щит укомплектовывается инвентарем и средствами пожаротушения в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности и местными инструкциями по пожарной безопасности. Приказом по предприятию назначается ответственный за комплектацию подстанции защитными средствами и средствами тушения пожара, а также за их исправность и своевременную замену при необходимости.

К техническим средствам пожаротушения на подстанции относят: огнетушители порошковые, в электроустановках тушение производится при помощи углекислотных огнетушителей. Кроме ручных применяют перевозимые углекислотные огнетушители УП-2М и порошковые огнетушители ОП-10. К простейшим средствам применяемым для ликвидации огня относят: песок и земля - отделяют горящую поверхность от воздуха. В пожарный инструмент непременно входят лопаты, ведра, багры.

При проектировании производственных объектов сельскохозяйственного назначения необходимо предусматривать его влияние на уже существующие объекты и на окружающую среду. Трансформаторные подстанции следует располагать согласно проекту района электроснабжения, разрабатываемого в КЭС и документации СНиП.

Основными опасностями исходящими от воздушных линий электропередач являются магнитные поля, влияние которых увеличивается с увеличением номинального напряжения линии; пожары, возникающие вследствие падения проводов или попадания молнии в опоры; загрязнение в результате строительства или плановой очистки трассы.

Снижение вредного влияния магнитного поля достигается путем выдержки регламентированных размеров от линий электропередач, а при напряжениях свыше 110 кВ создания зон отчуждения.

Для предупреждения возгорания растительной массы необходима планомерная очистка трассы, но при этом ведется сжигание убранной растительной массы, что само по себе не экологично. При сжигании происходит тепловое загрязнение окружающей среды, поэтому необходимо предусмотреть меры по использованию растительной массы убираемой трассы. Один из вариантов - это зимняя расчистка в местах с хвойной растительностью, елки на новогодние праздники.

Под ЛЭП земля пригодна для возделывания, кроме участков под опорами. При сельскохозяйственном использовании земель трассы необходимо следить за высотой растительности, запрещается посадка деревьев и высоких кустарников.

Так как на подстанции применяются маслонаполненные трансформаторы, перед их установкой на площадке выкапывается специальная земляная яма, которая в дальнейшем засыпается гравием. После приготовления ямы трансформатор устанавливается над ней на металлическом или железобетонном основании. Яма в данном случае предназначается для улавливания масла в случае его утечки при повреждении бака трансформатора.

**7.5 Выводы по разделу**

На подстанции необходимо увеличить объем средств на охрану труда, что в значительной мере поможет более тщательно следить за состоянием средств индивидуальной защиты, средствами пожаротушения, а также за их исправностью и своевременной замене.

Это необходимо для предотвращения электротравм и тяжести производственного травматизма, а также увеличению трудоспособности обслуживающего и ремонтного персоналов.

Содержание пожарного инвентаря и средств пожаротушения в работоспособном состоянии помогут предотвратить возникновение пожароопасных ситуаций, которые могли бы привести к значительному материальному ущербу, экологическим загрязнением и возможно человеческим жертвам.

**8. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

В данной части рассматривается вопрос экономической выгоды от реконструкции подстанции “Василево ”.

При существующем варианте имеем маломасляные выключатели ВК-10. Так как эти выключатели морально устарели, то при проектировании заменили их на вакуумные ВВ-10-630-1000.

## **8.1 Определение капитальных вложений**

Капитальные вложения определяются по формуле [5]:

К= Ц + М +Нр+П (8.1.)

где: Ц *-* цена по прейскуранту , руб.

(существующий вариант 33000 руб; проектный вариант 41000 руб);

М*-*затраты на монтаж (30 % от цены);

Нр- накладные расходы (10 % от цены);

П*-* плановые накопления (10 % от суммы Ц+М+Нр).

Существющий вариант, расчет капитальных вложений одного выключателя:

М = 33000·0,3 = 9900 руб.

Нр = 33000·0,1 = 3300 руб.

П = (33000+9900+3300) · 0,1 = 4620 руб.

К = 33000+9900+3300+4620 = 50820 руб.

Проектный вариант, расчет капитальных вложений одного выключателя:

М = 41000·0,3 = 12300 руб.

Нр = 41000·0,1 = 4100 руб.

П = (41000+12300+4100) · 0,1 = 5740 руб.

К = 41000+12300+4100+5740 = 63140 руб.

Таблица 8.1.

Результаты расчетов капитальных вложений.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | Кол-во., шт. | Ц,  руб. | М,  руб. | Нр,  руб. | П,  руб. | К,  руб. |
| Существ.  ВК-10 | 13 | 33000 | 9900 | 3300 | 4620 | 660660 |
| Проектный  ВВ-10-630/1000 | 13 | 41000 | 12300 | 4100 | 5740 | 820820 |

## **8.2 Расчет эксплуатационных издержек**

Расчет эксплуатационных издержек производится по формуле [5]:

Э = ЗП + А + Т + ТСМ +Эл+ Пз; (8.2)

где: ЗП *-* заработная плата по данному технологическому процессу, руб.;

А *-* амортизационные отчисления, руб.;

Т- текущий ремонт и техническое обслуживание, руб.;

ТСМ – топливно-смазочные материалы, руб.;

Эл- стоимость электроэнергии на обогрев масла выключателя в зимнее время;

ПЗ - прочие прямые затраты, руб.

Заработная плата включает заработную плату по тарифу, доплаты и надбавки, начисления на заработную плату.

ЗП = Тс · ЗТ · Кдоп · Кот; (8.3)

где: Тс – тарифная ставка (8,80 руб.) [5];

ЗТ – затраты труда по обслуживанию и ремонту электрооборудования, чел.час;

Кдоп – коэффициент доплат (1.67 руб) [5];

Кот – отчисления в единый социальный фонд (1.356 руб) [5];

ЗТ = Ку.е. • 18.6 чел.час; (8.4)

где: Ку.е.- количество условных единиц ремонта, чел.час [26];

18,6 – трудоемкость обслуживания 1 у.е. электрооборудования, чел.час;

Условные единицы эксплуатации для выключателей определяются по [2]. Для маломасленного выключателя-16,3; а для вакуумного-7,5. Такая разница обусловлена тем, что трудозатраты на выполнение плановых технических обслуживаний и текущих ремонтов у масляных выключателей много выше, чем у вакуумных.

Для существующего варианта ЗТ = 16.3 • 18.6 =303.18 чел.час;

Для проектного варианта ЗТ = 7.5 • 18.6 =139.5 чел.час;

Следовательно затраты на заработную плату составят:

Для существующего варианта ЗП=8.80 • 303.18 • 1.67 • 1.356=6041.7, руб.

Для проектного варианта ЗП=2.62 • 139.5 • 1.67 • 1.356=2779.92, руб

Амортизационные отчисления определяются по формуле [5].

; (8.5)



где: ka- коэффициент отчислений ,ka= 4.4% .

Существующий вариант

руб.



Проектный вариант

руб.



Текущий ремонт и техническое обслуживание определяется по

формуле [5];

(8.6)



где: kт- коэффициент отчислений, kт = 5,3 %;

Существующий вариант

руб.



Проектный вариант

руб.



Прочие прямые затраты составляют 10 % от суммы прямых затрат [5].

; (8.7)



Существующий вариант

руб.



Проектный вариант

руб.



Расчет эксплуатационных издержек производится по формуле (8.2), с учетом, что ТСМ и Эл отсутствуют для вакуумных выключателей, а для масляных ТСМ рассчитываем по (8.14), Эл- по (8.15).

(8.8)



где: Nвыкл- количество выключателей;

V- объем масла в одном выключателе, (4,5 литра);

Ц- цена масла за 1 литр, (17 руб.).

руб.



Стоимость электроэнергии на обогрев масляного выключателя в зимнее время рассчитывается по (8.15).

(8.9)



где: Р- мощность обогревающего устройства, 0,5 кВт;

Вр- время работы устройства в год, час в год;

Т- тариф за 1 кВтчас, 1.22 руб.

(8.10)



где: Оп- отапливаемый период, 220 дней [5];

24- час в сутках.

час/год



Эл = 13 · 0,5 · 5280 · 1,22 =41870,4 руб.

Эксплуатационные издержки:

Существующий вариант:

Э1=28860,7+29069+36336+994,5+41870,4+9426,5=146562,6 руб.

Проектный вариант:

Э2=13279,5+36116+43503+9289,8 =102188,3 руб.

Расчет приведенных затрат.

; (8.11)



где: Ен- нормированный коэффициент экономической эффективности капиталовложений, равный 0,15.

Существующий вариант

ПЗ1 = 146562,6+(660660 · 0,15) = 245661,6 руб.

Проектный вариант

ПЗ2 = 102188,3+(820820 · 0,15) = 225311,3 руб.

Годовая экономия определяется как разность эксплуатационных издержек:

Гэ = Э1-Э2 (8.12)

Гэ = 146562,6-102188,3=44374,3 руб.

Годовой экономический эффект определяется как разность приведенных затрат:

Эг=ПЗ1-ПЗ2 (8.13)

Эг **=** 245661,6-225311,3 = 20350,3 руб.

Результаты экономического расчета заносится в сводную таблицу 8.4

Таблица 8.4

Результаты расчета экономической части.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Вариант существ. | Вариант проектный |
| Капитальные вложения, руб. | 660660 | 820820 |
| Эксплуатационные затраты, руб. | 146562,6 | 102188,3 |
| Приведенные затраты, руб. | 245661,6 | 225311,3 |
| Годовая экономия, руб. | — | 44374,3 |
| Годовой экономический эффект, руб. | — | 20350,3 |

На основе проведенного экономического расчета видно, что проектируемый вариант за счет более высокой цены является не намного экономически выгодным. Затраты на эксплуатацию и обслуживание оборудования при проектируемом варианте не много ниже, чем при существующем, годовая экономия составляет 44374,3 руб, годовой экономический эффект составляет 20350,3 руб. У вакуумных выключателей большой срок окупаемости, в связи с более высокой ценой. Следовательно, основная причина замены выключателей заключается не в экономическом эффекте, т.к. он не большой, а в надежности системы электроснабжения, потому что вакуумные выключатели намного надежнее, требуют меньше обслуживания.

**Вывод по проекту**

Из рассмотренных выше вопросов дипломного проекта можно сделать вывод о необходимости замены силовых трансформаторов мощностью 10 МВА, установленных на подстанции «Василево» в настоящее время, на трансформаторы мощностью 6,3 МВА так как нагрузка на подстанции гораздо меньше, чем мощность подстанции. Это обусловлено тем, что при существующем варианте больше потери электроэнергии в трансформаторах. Рассмотренный вариант реконструкции является экономически приемлемым ввиду устранения ущерба от недоотпуска электроэнергии и имеет наименьшие капитальные вложения и затраты на эксплуатацию по сравнению с существующим вариантом.

В плане надежности электроснабжения необходимо заменить устаревшие масляные выключатели на вакуумные. В результате не только повысится надежность электроснабжения, но и потребуются меньшие трудозатраты на обслуживание замененных выключателей.

При проведении мероприятий по реконструкции нет необходимости в замене всего оборудования распределительных устройств подстанции, так как оно проверено и является пригодным для эксплуатации при уменьшении мощности трансформаторов.

**Приложение**

# таблица 1

Таблица мощностей и токов трансформаторов Т1 и Т2 в зимний режимный день на стороне 10 кВ.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| часы | U10, кB | Трансформатор Т1 1,6 МВА | | Трансформатор Т2, 1,6 МВА | |
| I10, A | S10, кBA | I10, A | S10, кBA |
| 1 | 10,4 | 3 | 31,2 | 9 | 93,6 |
| 2 | 10,4 | 3 | 31,2 | 9 | 93,6 |
| 3 | 10,5 | 3 | 31,5 | 9 | 94,5 |
| 4 | 10,4 | 3 | 31,2 | 9 | 93,6 |
| 5 | 10,5 | 3 | 31,5 | 9 | 94,5 |
| 6 | 10,4 | 3 | 31,2 | 11 | 114 |
| 7 | 10,4 | 3 | 31,2 | 11 | 114 |
| 8 | 10,3 | 3 | 30,9 | 12 | 124 |
| 9 | 10,7 | 3 | 32,1 | 12 | 128 |
| 10 | 10,7 | 3 | 32,1 | 12 | 128 |
| 11 | 10,6 | 3 | 31,8 | 12 | 127 |
| 12 | 10,5 | 3 | 31,5 | 12 | 126 |
| 13 | 10,5 | 3 | 31,5 | 12 | 126 |
| 14 | 10,5 | 3 | 31,5 | 12 | 126 |
| 15 | 10,6 | 3 | 31,8 | 12 | 127 |
| 16 | 10,6 | 3 | 31,8 | 12 | 127 |
| 17 | 10,6 | 3 | 31,8 | 12 | 127 |
| 18 | 10,5 | 3 | 31,5 | 11 | 116 |
| 19 | 10,5 | 3 | 31,5 | 11 | 116 |
| 20 | 10,5 | 3 | 31,5 | 12 | 126 |
| 21 | 10,5 | 3 | 31,5 | 12 | 126 |
| 22 | 10,6 | 3 | 31,8 | 11 | 117 |
| 23 | 10,6 | 3 | 31,8 | 9 | 95,4 |
| 24 | 10,6 | 3 | 31,8 | 9 | 95,4 |

таблица 2.

Таблица мощностей, напряжений и токов трансформаторов Т1 и Т2 в зимний режимный день на стороне 35 кВ.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| часы | U35, кB | I35, A | S35, кBA |
| 1 | 36,2 | 3,45 | 125 |
| 2 | 36,3 | 3,44 | 125 |
| 3 | 36,5 | 3,45 | 126 |
| 4 | 36,2 | 3,45 | 125 |
| 5 | 36,2 | 3,48 | 126 |
| 6 | 36,3 | 4,02 | 146 |
| 7 | 36,2 | 4,03 | 146 |
| 8 | 36,2 | 4,28 | 155 |
| 9 | 36 | 4,47 | 161 |
| 10 | 36 | 4,47 | 161 |
| 11 | 36 | 4,42 | 159 |
| 12 | 36,2 | 4,36 | 158 |
| 13 | 36,2 | 4,36 | 158 |
| 14 | 36,2 | 4,36 | 158 |
| 15 | 36,2 | 4,39 | 159 |
| 16 | 36,2 | 4,39 | 159 |
| 17 | 36,2 | 4,39 | 159 |
| 18 | 36,1 | 4,07 | 147 |
| 19 | 36,1 | 4,07 | 147 |
| 20 | 36,3 | 4,35 | 158 |
| 21 | 36,3 | 4,35 | 158 |
| 22 | 36,3 | 4,08 | 148 |
| 23 | 37 | 3,43 | 127 |
| 24 | 37 | 3,43 | 127 |

Таблица 3.

Таблица мощностей и токов трансформаторов Т1 и Т2 в летний режимный день на стороне 10 кВ.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| часы | U10, кB | Трансформатор Т1 1,6 МВА | | Трансформатор Т2, 1,6 МВА | |
| I10, A | S10, MBA | I10, A | S10, MBA |
| 1 | 10,6 | 2 | 21,2 | 6 | 63,6 |
| 2 | 10,6 | 2 | 21,2 | 6 | 63,6 |
| 3 | 10,6 | 2 | 21,2 | 6 | 63,6 |
| 4 | 10,6 | 2 | 21,2 | 6 | 63,6 |
| 5 | 10,9 | 2 | 21,8 | 6 | 63,6 |
| 6 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 7 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 8 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 9 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 10 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 11 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 12 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 13 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 14 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 15 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 16 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 17 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 18 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 19 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 20 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 21 | 10,9 | 2 | 21,8 | 7 | 76,3 |
| 22 | 10,9 | 2 | 21,8 | 6 | 65,4 |
| 23 | 10,9 | 2 | 21,2 | 6 | 65,4 |
| 24 | 10,9 | 2 | 21,2 | 6 | 65,4 |

таблица 4.

Таблица мощностей, напряжений и токов трансформаторов Т1 и Т2 в летний режимный день на стороне 35 кВ.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| часы | U35, кB | I35, A | S35, MBA |
| 1 | 36 | 2,35 | 84,8 |
| 2 | 36 | 2,35 | 84,8 |
| 3 | 36 | 2,35 | 84,8 |
| 4 | 36 | 2,35 | 84,8 |
| 5 | 36 | 2,37 | 85,4 |
| 6 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 7 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 8 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 9 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 10 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 11 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 12 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 13 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 14 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 15 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 16 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 17 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 18 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 19 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 20 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 21 | 36 | 2,72 | 98,1 |
| 22 | 36 | 2,42 | 87,2 |
| 23 | 36 | 2,42 | 87,2 |
| 24 | 36 | 2,42 | 87,2 |

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. А.Б. Барзам, Т. М. Пояркова “Лабораторные работы по релейной защите и автоматике”.- М.: “Энергия”, 1976.- 275 с
2. И.А. Будзко Н.М. Зуль “Электроснабжение сельского хозяйства”. -М.: “Агропромиздат”, 1990.- 495 с.
3. “Безопасность жизнедеятельности”/ Под ред. С.В. Белова.-М.: “Высшая школа”, 1999.- 447 с.
4. С.Е. Васильев “Справочник по наладке электроустановок и электроавтоматики”.- Киев: “Наукова думка”, 1972.- 623 с.
5. В.Т. Водянников “Экономическая оценка средств электрификации и автоматизации сельскохозяйственного производства и систем сельской энергетики”.- М.: “Колос”, 1997.- 169 с.
6. А.В. Луковников “Охрана труда”.- М.: “Колос”, 1984.- 281 c
7. Э.С. Мусаэлян “Как оценить возможность включения в работу нового электрооборудования”.- М.: “Энергоатомиздат”, 1994.- 201 с.
8. Э.С. Мусаэлян “Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций”. -М.: “Энергоатомиздат”, 1989.-255 с.
9. Министерство энергетики и электрификации СССР главное техническое управление при эксплуатации энергосистем “Правила устройства электроустановок”.- 6 издание,- М.: “Энергоатомиздат”, 1986.- 645 с.
10. М.А. Шилоносов, В.М. Ларин “Электролаборатория промышленного предприятия и ремонт приборов”.- М.: “Машиностроение”, 1989.- 397 с.
11. “Электротехнический справочник”: 2 т.-М.: “Энергоатомиздат”, 1988.- 680 с.
12. “Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства”/ Л.И. Васильев, Ф.М. Ихтейман, С.Ф. Симановский и др. 2-е изд., перераб. и доп.-М.: “Агропромиздат”, 1989.- 159 с.