Министерство образования Российской Федерации

Карельский региональный институт управления, экономики и права

ПетрГУ при Правительстве Республики Карелия

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ 35/10 кВ 48П «Петрозаводская птицефабрика»

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Выполнил студент

группы ЭП-2

Технический факультет

по специальности: «Энергообеспечение

предприятий»

Легостаев Андрей Сергеевич

Научный руководитель

Рыбаков Виктор Иванович

Петрозаводск 2003 год

Реферат

Объект проектирования

Подстанция номер 48П «Петрозаводская птицефабрика».

Обоснование темы проекта

С ростом нагрузок сельскохозяйственных потребителей (Петрозаводская птицефабрика, кооператив «Кукко») и развитием камне- и деревоперерабатывающих предприятий, а также в связи с тем, что на Петрозаводской птицефабрике намечается строительство новых и восстановление старых цехов, настоящий проект предусматривает замену физически и морально устаревшего оборудования (масляных выключателей на элегазовые и вакуумные), а также замену трансформаторов марки ТМН-6300/35 на трансформаторы большей мощности для надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

Цель работы

Выполнить проект реконструкции электрической части подстанции номер 48П «Петрозаводская птицефабрика» города Петрозаводска. Для чего необходимо разработать проект модернизации подстанции в соответствии с заданными условиями. В процессе проектирования, дипломант должен выполнить необходимые расчёты и произвести выбор оборудования в соответствии с расчётами. В процессе проектирования выбираются новое оборудование, решаются вопросы организации ремонтных работ, охраны труда, пожарной безопасности и экологии. В экономическом разделе производится экономическая сравнительная оценка базового и проектного варианта объекта, рассчитывается число обслуживающего персонала, определяются эксплуатационные расходы.

Методы решения разрабатываемых вопросов

В процессе проектирования используются каталоги на современное отечественное оборудование, действующие решения и циркуляры. Отправными документами являются «Правила устройства электроустановок», «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации», «Межотраслевые Правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», «Правила пожарной безопасности на энергетических объектах».

Элементы новизны

* замена масляных выключателей на элегазовые и вакуумные выключатели;
* замена силовых трансформаторов на трансформаторы большей мощности.

# содержание

1 Анализ существующего оборудования

1.1 Краткое описание и назначение объекта

2 Выбор силового оборудования

2.1 Выбор силовых трансформаторов

2.1.1 Расчет мощности трансформаторов Т-1 и Т-2 с учетом коэффициента перегрузки

2.2 Выбор схемы собственных нужд подстанции

2.2.1 Выбор комплектной трансформаторной подстанции собственных нужд

2.2.1.1 Расчет полной мощности потребителей собственных нужд

2.3 Расчет токов короткого замыкания

2.3.1 Расчет параметров схемы замещения

2.3.2 Расчет тока короткого замыкания в точке К1

2.3.3 Определение тока короткого замыкания в точке К1 при включенном секционном выключателе 35 кВ

2.3.4 Расчет тока короткого замыкания в точке К2

2.3.5 Определение тока короткого замыкания в точке К3 при включенном секционном выключателе 10 кВ

2.4 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданных цепей

2.4.1 Выбор выключателей для цепей 35 и 10 кВ

2.4.1.1 Выбор выключателей в цепи трансформатора на стороне 35 кВ

2.4.1.2 Выбор секционного выключателя в цепи линий 35 кВ

2.4.1.3 Выбор выключателей в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

2.4.1.4 Выбор выключателей в цепи линий 10 кВ

2.4.1.5 Выбор секционного выключателя в цепи линий 10 кВ

2.4.2 Выбор разъединителей для цепей 35 кВ

2.4.2.1 Выбор разъединителей в цепи линий и секционного выключателя 35 кВ.28

2.4.2.2 Выбор разъединителей в цепи трансформатора на стороне 35 кВ

2.4.3 Выбор трансформаторов напряжения для цепей 35 и 10 кВ

2.4.3.1 Выбор трансформаторов напряжения для цепи 35 кВ

2.4.3.2 Выбор трансформаторов напряжения для цепи 10 кВ

2.4.3.3 Выбор предохранителей в цепи трансформатора напряжения 10 кВ

2.4.4 Выбор трансформаторов тока для цепей 35 и 10 кВ

2.4.4.1 Выбор трансформаторов тока для цепи выключателя трансформатора 35 кВ

2.4.4.2 Выбор трансформаторов тока для цепи секционного выключателя 35 кВ

2.4.4.3 Выбор трансформаторов тока для цепи выключателя трансформатора 10 кВ

2.4.4.4 Выбор трансформаторов тока для цепи секционного выключателя 10 кВ

2.4.4.5 Выбор трансформаторов тока в цепи линий 10 кВ

2.4.5 Выбор шин на сторонах 35 и 10 кВ

2.4.5.1 Выбор шин на напряжении 35 кВ

2.4.5.2 Выбор шин в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

2.4.6 Выбор опорных изоляторов в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

2.4.7 Выбор проходных изоляторов на стороне 10 кВ

2.5 Выбор рода оперативного тока

2.6 Расчет заземляющего устройства

3 Основные показатели использования подстанции

3.1 Определение основных показателей производственной мощности подстанции

3.1.1 Определение установленной мощности подстанции

3.1.2 Определение рабочей мощности подстанции

3.1.3 Определение длительности времени эксплуатационной готовности подстанции

3.1.4 Расчет предполагаемого фактического времени работы подстанции

3.1.5 Определение фактической передачи электроэнергии подстанцией за год

3.1.6 Определение коэффициента экстенсивного использования мощности подстанции

3.1.7 Определение коэффициента интенсивного использования мощности подстанции

4 Анализ организации ремонта оборудования

4.1 Организация ремонта действующего оборудования

4.2 Приемо-сдаточные и профилактические испытания оборудования

5 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности людей

5.1 Основные понятия и определения

5.2 Основные технические и организационные мероприятия по безопасному проведению работ в действующих электроустановках

6 Охрана окружающей среды

7 Экономический анализ объекта

7.1 Расчет капитальных затрат

7.2 Расчет издержек на передачу электроэнергии

7.2.1 Расчет издержек на амортизацию основных фондов

7.2.2 Расчет издержек на ремонт и эксплуатацию

7.2.3 Расчет издержек на заработную плату

7.2.4 Расчет прочих издержек

7.3 Выбор и расчет показателей экономической эффективности модернизации подстанции 48 «Петрозаводская птицефабрика»

7.3.1 Определение коэффициента приведения капитальных вложений и ежегодных затрат

7.3.2 Расчет приведенных затрат по сравниваемым вариантам передачи электроэнергии

7.4 Расчет условной годовой экономии

7.5 Обоснование экономической эффективности нового проекта

Заключение

Список использованных источников

# Введение

Особенности электрической энергии предопределили ее роль, как важнейшего рычага научно-технической революции во всех отраслях народного хозяйства.

Эту особую энергетическую роль электричество приобрело благодаря таким характерным особенностям, как высокие потребительские свойства, простота преобразования в другие формы энергии, способность передачи на большие расстояния. Все это сделало электроэнергию удобной для использования в быту, в производственных технологиях, на транспорте, в средствах связи и других сферах. Электричество стало инфраструктурной энергетической категорией, важнейшей формой обеспечения жизни на Земле.

Эволюция человечества на современном этапе его развития возложила на электричество роль ключевого преобразованного энергоносителя в удовлетворении энергетических потребностей человека.

Как известно производительность общественного труда – решающий фактор возникновения нового общественного строя.

Электрическая энергия через увеличение электровооруженности труда оказывает решающее значение, во-первых, на его производительность, во-вторых, на изменение характера труда.

Электрифицированные машины и механизмы не только способствуют росту производительности труда, но и обеспечивают перерастание физического труда в разновидность труда умственного. Электрическая энергия, обладая гибкостью, позволяет настолько автоматизировать процесс производства, чтобы вывести из него человека и превратить его в контролера за ходом этого процесса.

На базе электрической энергии созданы и будут создаваться новые процессы производства и материалы, обладающие высокими качествами. алюминий, титан, высококачественная сталь и многие другие материалы, без которых не мыслим технический прогресс, созданы с помощью электрической энергии.

Электрификация процессов производства в промышленности, сельском хозяйстве на транспорте и в быту не только преобразует, механизирует и автоматизирует труд, но и создает наиболее комфортные условия.

Электричество в процессах производства относится к наиболее чистым видам энергии, без выброса в атмосферу вредных продуктов. Оно совершенствует процесс производства от замены привода машин до создания комплекса механизированных систем. Завершающим этапом, который обеспечит максимальную производительность общественного труда, бедует создание самонастраивающихся и саморегулирующихся кибернетических процессов производства.

Основные научные разработки и исследования в сфере энергетики будут направлены на обоснование путей и методов дальнейшей электрификации страны вместе с темпами и пропорциями развития народного хозяйства, дальнейшего развития Единой Энергетической Системы России, на повышение технического уровня теплоэнергетики и, наконец, снижения негативного воздействия энергетики на окружающую природную среду.

Для обеспечения нормальной работы электрической системы и всех входящих в нее элементов требуется строгое соблюдение определенных технических правил, они заключаются прежде всего в объединении всех генерирующих источников единой электрической связью, которая обеспечивает синхронную работу между собой отдельных агрегатов и всех входящих в энергосистему электрических станций. Параллельная работа электростанций на общие электрические сети может быть обеспечена линиями электропередач, рассчитанными на пропуск необходимых мощностей. Нарушение этого основного технологического правила может привести к расстройству параллельной работы электростанций и как следствие дезорганизация электроснабжения потребителей.

Устойчивая работа энергосистемы обеспечивается наличием в ней резервов электрических мощностей. Резерв мощности необходим для того, чтобы покрывать возникающую дополнительную потребность в электроэнергии и не допускать перегрузки энергетических агрегатов.

Обычно в энергосистемах создают два вида резервов: мобильный - для покрытия текущих колебаний нагрузок, которые происходят в течение суток и общий для покрытия изменения сезонной части нагрузок или замещения оборудования, выводимого в ремонт.

1 Анализ существующего оборудования

1.1 Краткое описание и назначение объекта

Подстанция номер 48П «Петрозаводская птицефабрика» расположена в Республике Карелия, в городе Петрозаводске и находится на балансе и в эксплуатации филиала Южно-Карельских электрических сетей открытого акционерного общества «Карелэнерго».

На подстанции установлены два трансформатора типа ТМН-6300/35/10. Электроснабжение подстанции осуществляется по двум воздушным линиям напряжением 35 кВ со стороны подстанции номер 2 «Древлянка» и со стороны подстанции номер 69 "Станкозавод". Открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме «Мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях трансформаторов».

Закрытое распределительное устройство 10 кВ выполнено на десять линейных присоединений, а именно:

* на Петрозаводскую птицефабрику, модульную котельную, кооператив «Кукко», камне- и деревоперерабатывающие предприятия – шесть ячеек;
* резерв – четыре ячейки.

Подстанция предназначена для электроснабжения Петрозаводской птицефабрики, модульной котельной муниципального унитарного предприятия «Тепловые сети», кооператива «Кукко» и так далее города Петрозаводска на напряжении 10 кВ.

С ростом нагрузок сельскохозяйственных потребителей (Петрозаводская птицефабрика, кооператив «Кукко») и развитием камне- и деревоперерабатывающих предприятий, а также в связи с тем, что на Петрозаводской птицефабрике намечается строительство новых и восстановление старых цехов, настоящий проект предусматривает замену физически и морально устаревшего оборудования (масляных выключателей на элегазовые и вакуумные), а также замену трансформаторов марки ТМН-6300/35 на трансформаторы большей мощности для надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

В зоне электроснабжения расположены потребители I (Петрозаводская птицефабрика), II (модульная котельная муниципального унитарного предприятия «Тепловые сети») и III категорий по надежности электроснабжения.

2 выбор силового оборудования

2.1 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с планами перспективного развития Петрозаводской птицефабрики намечается строительство новых цехов. Указанный потребитель относится к I категории по надежности электроснабжения.

Подсчет нагрузок произведен согласно графиков летнего и зимнего максимумов, произведенных за расчетный период.

Нагрузки прочих потребителей определены по заявкам организаций, с учетом существующих нагрузок и планов развития.

За расчетный период принято 5 лет от года предполагаемой модернизации.

Результаты подсчета нагрузок на расчетный период приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные нагрузки для подстанции 48П «Петрозаводская птицефабрика» на планируемый период

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование потребителей | Расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ, кВА | Коэффициент одновременности, К0 [3] | Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ подстанции 35/10 кВ, кВА |
| Петрозаводская птицефабрика | 5000 | 0,7 | 3500 |
| Новые цеха | 3000 | 0,8 | 2400 |
| Модульная котельная | 900 | 0,8 | 720 |
| Камне- и деревоперерабатывающие предприятия | 4000 | 0,8 | 3200 |
| Кооператив «Кукко» | 1500 | 0,8 | 1200 |
| Прочие | 4580 | 0,65 | 2980 |
| Итого |  |  | 14000 |

Силовые трансформаторы выбираются по справочнику, исходя из мощности потребителей и классов требуемых напряжений. Для определения полной мощности потребителя (S) необходимо знать их активную (P) и реактивную (Q) мощности. Согласно исходных данных полная мощность потребителей, питающихся от сети 10 кВ равна 14 МВА.

2.1.1 Расчет мощности трансформаторов Т-1 и Т-2 с учетом коэффициента перегрузки

Мощность трансформаторов определяется по формуле:

 (2.1)

где SТ – мощность трансформатора, кВА;

S – полная мощность потребителей, кВА, принимается S = 14000 кВА;

КП – коэффициент перегрузки трансформатора (К = 1,4)



Из справочника выбирается два трансформатора типа ТД-10000/35/10 с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой [3].

Характеристики трансформатора приводятся в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристики трансформатора ТД-10000/35/10

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | Uном, кВ | | ΔP, кВт | | Uк | Iхх |
| ВН | НН | ΔPх | ΔPк | % | % |
| ТД-10000/35/10 | 38,5 | 10,5 | 14,5 | 65 | 7,5 | 0,8 |

2.2 Выбор схемы собственных нужд подстанции

Приемники собственных нужд подстанций по степени ответственности делятся на 3 группы:

1 группа – приемники, отключение которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному или полному отключению или к авариям с повреждением основного оборудования. Для питания электроприемников первой категории необходимо иметь два источника питания с автоматическим включением резерва.

2 группа – приемники, отключение которых допустимо на 20-40 минут для подстанций с дежурным персоналом или до приезда обслуживающего персонала, если дежурного на подстанции нет. Восстановление питания у приемников этой группы осуществляется вручную.

3 группа – приемники, отключение которых допустимо на более длительное время.

По режиму включения в работу электроприемники собственных нужд подстанций разделяются (рисунок 2.1):

* постоянно включенные в сеть (в том числе цепи управления и релейной защиты);
* включенные периодически (в зависимости от температуры наружного воздуха);
* включенные во время ремонтов.



1. Обогрев приводов выключателей трансформатора и секционного выключателя 35 кВ.
2. Освещение открытого распределительного устройства 35 кВ.
3. Освещение, обогрев закрытого распределительного устройства 10 кВ.
4. Освещение, обогрев монтерского пункта.
5. Подзарядно-зарядный агрегат.
6. Подогрев шкафов электромагнитных приводов, шкафов зажимов.
7. Обдув Т-1.
8. Обдув Т-2.

Рисунок 2.1 – Схема собственных нужд подстанции номер 48П «Петрозаводская птицефабрика»

2.2.1 Выбор комплектной трансформаторной подстанции собственных нужд

Выбор комплектной трансформаторной подстанции заключается в выборе трансформатора на собственные нужды.

Трансформатор собственных нужд выбирается исходя из нагрузки потребителей собственных нужд.

Нагрузки потребителей собственных нужд подстанции номер 48П «Петрозаводская птицефабрика» приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Нагрузки потребителей собственных нужд подстанции

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид потребителей | Установленная мощность | Cos φ | tg φ | Нагрузка |  |  |
|  | Единицы |  |  |  |  |  |
| кВт × количество | Всего, кВт |  |  | P, кВт | Q, кВr |  |
| Подогрев шкафов зажимов, шкафов электромагнитных приводов. | 0,6 × 3 | 1,8 | 1 | 0 | 1,8 | - |
| Отопление и освещение ЗРУ-10 кВ. | - | 14 | 1 | 0 | 14 | - |
| Отопление и освещение монтерского пункта | - | 3 | 1 | 0 | 3 | - |
| Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП. | 2 × 15 | 30 | 1 | 0 | 30 | - |
| Охлаждение трансформатора ТД-10000 | 1,5 х 2 | 3 | 0,85 | 0,62 | 2,6 | 1,9 |
| ИТОГО: |  |  |  |  | 51,4 | 1,9 |

2.2.1.1 Расчет полной мощности потребителей собственных нужд

Полная мощность потребителей собственных нужд определяется по формуле:

 (2.2)

где S – полная мощность потребителей собственных нужд, кВА;

КС - коэффициент спроса, принимается равным 0,8 [3];

P - активная нагрузка потребителей собственных нужд, кВт;

Q - реактивная нагрузка потребителей собственных нужд, кВr.



По каталогу выбирается комплектная трансформаторная подстанция с трансформатором мощностью 63 кВА.

Оборудование трансформаторной подстанции типа КТП-63-81:

* трансформатор типа ТМ-63/10;
* разъединитель типа РЛНД-10/20;
* предохранители типа ПКТ-10.

На подстанции устанавливаются две трансформаторные подстанции выбранного типа.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится с целью (рисунок 2.2):

* выбора электрического оборудования;
* выбора и расчета устройств релейной защиты и некоторых видов автоматики.



Рисунок 2.2 – а) Расчетная схема; б) Схема замещения.

Параметры оборудования и эквиваленты системы:

* система: сопротивление системы X1=X2=15,59 Ом, мощность системы SC принимается раной ∞.
* линии передач: Л-60П провод марки АС–95 X0=0,391 Ом/км, r0=0,33 Ом/км, протяженность линии L1= 1,89 км; Л-65П провод марки АС–120 X0=0,361 Ом/км, r0=0,27 Ом/км, протяженность линии L2= 6 км.
* подстанция: трансформаторы Т-1 и Т-2 типа ТД-10000/35/10, UК = 7,5 %

2.3.1 Расчет параметров схемы замещения

Сопротивление линии определяется по формуле:

 (2.3)

где Xл – сопротивление линии, Ом;

r0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x0 – индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – протяженность линии, км.





Сопротивление двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле:

 (2.4)

где XТ – сопротивление двухобмоточного трансформатора, Ом;

UК - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

UВН – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения, кВ;

SН – номинальная мощность трансформатора, МВА.



2.3.2 Расчет тока короткого замыкания в точке К1

Трехфазный ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:

 (2.5)

где I′′(3) – трехфазный ток короткого замыкания, кА;

ЕС – ЭДС системы, кВ;

XЭ – эквивалентное сопротивление, Ом.

ЭДС системы рассчитывается по формуле:

 (2.6)



Для определения эквивалентного сопротивления необходимо последовательно сложить сопротивления X1 и X3; X2 и X4, а затем параллельно.





Полученные результаты ЕС и XЭ подставляются в формулу (2.5):



Определение ударного тока короткого замыкания в точке К1 производится по формуле:

 (2.7)

где КУ - ударный коэффициент, принимается равный 1,61.



2.3.3 Определение тока короткого замыкания при включенном секционном выключателе 35 кВ

Полученные результаты складываются параллельно:



Ток короткого замыкания в максимальном режиме определяется по формуле (2.5):



Ударный ток короткого замыкания в точке К1 в максимальном режиме определяется по формуле (2.6):



В результате преобразования схема приобретает вид (рисунок 2.3):



Рисунок 2.3 – Схема замещения.

2.3.4 Расчет тока короткого замыкания в точке К2

Для расчета тока короткого замыкания в точке К2 необходимо последовательно сложить сопротивления Х7 и Х5:



Полученные результаты ЕС и X10 подставляются в формулу (3.5):



Истинное значение тока короткого замыкания в точке К2 определяется приведением его к напряжению 10 кВ по формуле:

 (2.8)



Определение ударного тока короткого замыкания в точке К2 производится по формуле (2.7), ударный коэффициент КУ принимается равным 1,8 для системы связанной со сборными шинами 10 кВ через трансформатор единичной мощности:



2.3.5 Определение тока короткого замыкания в точке К2 при включенном секционном выключателе 10 кВ

Полученные значения Х8 и Х6 складываются последовательно:



Параллельно складываются Х10 и Х11:



Ток короткого замыкания в максимальном режиме для точки К2 определяется по формуле (2.5):



Истинное значение тока короткого замыкания определяется приведением его к напряжению 10 кВ по формуле (2.8):



Ударный ток короткого замыкания в максимальном режиме для точки К2 определяется по формуле (2.8):



Этапы преобразования схемы замещения приведены на рисунке 2.4.





Рисунок 2.4 – Этапы преобразования схемы замещения

Полученные результаты токов трехфазного короткого замыкания в точках К1, К2 приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетные токи трехфазного короткого замыкания.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Место короткого замыкания | Трехфазное минимальное короткое замыкание | | Трехфазное максимальное короткое замыкание | |
| I″(3), кА | ίУ(3), кА | I″(3), кА | ίУ(3), кА |
| Точка К1 | 1,52 | 3,45 | 2,9 | 6,6 |
| Точка К2 | 4,12 | 10,46 | 7,2 | 18,3 |

2.4 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданных цепей

2.4.1 Выбор выключателей для цепей 35 и 10 кВ

На подстанции номер 48П «Петрозаводская птицефабрика» установлены масляные выключатели, которые физически и морально устарели, из-за чего требуют более частых ремонтов и больших затрат на капитальный ремонт.

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы. Наиболее ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания и включение при срабатывании автоматического повторного включения или ручного опробования оперативным персоналом на существующее короткое замыкание.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

* по напряжению установки – Uуст ≤ Uн;
* по длительному току – Iраб.max ≤ Iн;
* проверка на электродинамическую прочность I″ ≤ Iдин; ίУ ≤ ίдин;
* на термическую стойкость – ВК = IТ2 · tТ;

 (2.9)

где ВК - тепловой импульс, кА2· с;

IТ - ток термической стойкости аппарата, кА;

tТ - время термической стойкости, с.

Тепловой импульс определяется по формуле:

 (2.10)

где tотк - время отключения короткого замыкания, с

ТА - постоянная времени цепи короткого замыкания, с.

Время отключения короткого замыкания определяется по формуле:

 (2.11)

где tз – время действия релейной защиты, с, принимается равным 0,3;

tв – полное время отключения выключателя, с.

2.4.1.1 Выбор выключателя в цепи трансформатора на стороне напряжения 35 кВ

Определение максимального тока в цепи трансформатора производится по формуле:

 (2.12)

где IТmax – максимального тока в цепи трансформатора, А;

SТ – мощность трансформатора, кВА;

UН – номинальное напряжение, кВ;

КТ – коэффициент перегрузки трансформатора.



По каталогу выбирается выключатель типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1[3].

Технические характеристики выключателя:

* номинальное напряжение: Uн = 35 кВ;
* номинальный ток: Iн = 630 А;
* ток электродинамической устойчивости: Iдин = 12,5 кА, ίдин= 32 кА;
* термическая стойкость 468,75 кА2·с;
* полное время отключения 0,065 с.

Определение времени отключения короткого замыкания производится по формуле (2.11):



Тепловой импульс определяется по формуле (2.10):

Значение тока короткого замыкания берется из таблицы 2.4, ТА принимается равной 0,02 с.



Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.5:

Таблица 2.5 – Выбор выключателя в цепи трансформатора на стороне 35 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 |
| Uуст ≤ Uн | Uуст = 35 кВ | Uн = 35 кВ |
| Iраб.max ≤ Iн | Iраб. max = 231,2 А | Iн = 630 А |
| I″ ≤ Iдин | I″ = 2,9 кА | ίдин = 12,5 кА |
| ίУ ≤ ίдин | ίУ = 6,6 кА | ίдин = 32 кА |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 3,24 кА2 · с | ВК = 468,75 кА2 · с |

2.4.1.2 Выбор секционного выключателя в цепи линий на стороне напряжения 35 кВ.

По каталогу выбирается секционный выключатель такого же типа, как и в подпункте 2.4.1.1

Определение теплового импульса:

Значение тока короткого замыкания берется из таблицы 2.4.



Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.6:

Таблица 2.6 – Выбор секционного выключателя на стороне 35 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 |
| Uуст ≤ Uн | Uуст = 35 кВ | Uн = 35 кВ |
| Iраб.max ≤ Iн | Iраб. max = 231,2 А | Iн = 630 А |
| I″ ≤ Iдин | I″ = 2,9 кА | ίдин = 12,5 кА |
| ίУ ≤ ίдин | ίУ = 6,6 кА | ίдин = 32 кА |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 3,24 кА2 · с | ВК = 468,75 кА2 · с |

2.4.1.3 Выбор выключателей в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

Определение максимального тока в цепи трансформатора производится по формуле (2.12):



По каталогу выбирается выключатель типа ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ4.

Технические характеристики выключателя:

* номинальное напряжение: Uн = 10 кВ;
* номинальный ток: Iн = 1000 А;
* ток электродинамической устойчивости: Iдин = 20 кА, ίдин= 52 кА;
* термическая стойкость 1200 кА2·с;
* полное время отключения 0,05 с.

Определение времени отключения короткого замыкания производится по формуле (2.11):



Определение теплового импульса производится по формуле (2.10), значение тока короткого замыкания (I″) в максимальном режиме берется из таблицы 2.4, а значение ТА принимается 0,045 [2].



Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.7:

Таблица 2.7 – Выбор выключателя в цепи трансформатора на стороне 10 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ4 |
| Uуст ≤ Uн | Uуст = 10 кВ | Uн = 10 кВ |
| Iраб.max ≤ Iн | Iраб.max = 809,2 А | Iн = 1000 А |
| I″ ≤ Iдин | I″ = 7,2 кА | Iдин = 20 кА |
| ίУ ≤ ίдин | ίУ = 18,3 кА | ίдин = 52 кА |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 6,7 кА2 · с | ВК = 1200 кА2 · с |

2.4.1.4 Выбор выключателей в цепи линий 10 кВ

Определение максимального тока в цепи линии производится по формуле:

 (2.13)

где Imax – максимальный ток в цепи линии, А;

Pmax – мощность одной линии 10 кВ, МВА, равна 2,3 МВА;



По каталогу выбирается выключатель то типа ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4

Технические характеристики выключателя:

* номинальное напряжение: Uн = 10 кВ;
* номинальный ток: Iн= 630 А;
* ток электродинамической устойчивости: Iдин = 20 кА, ίдин= 52 кА;
* термическая стойкость 1200 кА2·с;
* полное время отключения 0,05 с.

Определение теплового импульса производится по формуле (2.10), значение тока короткого замыкания (I″) в максимальном режиме берется из таблицы 2.4, а значение ТА принимается 0,045 [2].



Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.8:

Таблица 2.8 – Выбор выключателей в цепи линий 10 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4 |
| Uуст ≤ Uн | Uуст = 10 кВ | Uн = 10 кВ |
| Iраб.max ≤ Iн | Iраб.max = 166,2 А | Iн = 630 А |
| I″ ≤ Iдин | I″ = 7,2 кА | Iдин = 20 кА |
| ίУ ≤ ίдин | ίУ = 18,3 кА | ίдин = 52 кА |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 20,8 кА2 · с | ВК = 1200 кА2 · с |

2.4.1.5 Выбор секционного выключателя в цепи линий 10 кВ

Определение максимального тока для двух секций работающих параллельно производится по формуле (2.13):



По каталогу выбирается выключатель того же типа, как и в подпункте 2.4.1.4.

Определение теплового импульса производится по формуле (2.10), а значение тока короткого замыкания (I″) в максимальном режиме берется из таблицы 2.4.



Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.9:

Таблица 2.9 – Выбор секционного выключателя в цепи линий 10 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4 |
| Uуст ≤ Uн | Uуст = 10 кВ | Uн = 10 кВ |
| Iраб.max ≤ Iн | Iраб.max = 166,2 А | Iн = 630 А |
| I″ ≤ Iдин | I″ = 7,2 кА | Iдин = 20 кА |
| ίУ ≤ ίдин | ίУ = 18,3 кА | ίдин = 52 кА |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 20,8 кА2 · с | ВК = 1200 кА2 · с |

2.4.2 Выбор разъединителей для цепи 35 кВ

Разъединители предназначены для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе.

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

* по напряжению установки – Uуст ≤ Uн;
* по длительному току – Iраб.max ≤ Iн;
* проверка на электродинамическую прочность - ίУ ≤ ίдин;
* на термическую стойкость – ВК ≤ IТ2 · tТ.

2.4.2.1 Выбор разъединителей в цепи линий и секционного выключателя на стороне 35 кВ

Используя данные, рассчитанные в пункте 2.4.1.2 пояснительной записки, по каталогу выбирается разъединитель типа РНД(З)-35/1000 У1 с приводом типа ПР-У1.

Расчетные данные и характеристики разъединителя приводятся в таблице 2.10:

Таблица 2.10 – Выбор разъединителей в цепи линий и секционного выключателя на стороне 35 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ ТИПА: РНД(З)-35/1000 У1 |
| Uуст ≤ Uн | UУСТ = 35 кВ | Uн= 35 кВ |
| Iраб.max ≤ Iн | Iраб. max = 231,2 А | Iн = 1000 А |
| ίУ ≤ ίдин | ίУ = 6,6 кА | Ίдин = 63 кА |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 3,24 кА2 · с | ВК = 2500 кА2 · с |

2.4.2.2 Выбор разъединителей в цепи трансформатора на стороне 35 кВ

Используя данные, рассчитанные в пункте 2.4.1.1 пояснительной записки, по каталогу выбирается разъединитель типа РНД(З)-2-35/1000 У1 с приводом типа ПР-У1.

Расчетные данные и характеристики разъединителя приводятся в таблице 2.11:

Таблица 2.11 – Выбор разъединителя в цепи трансформатора на стороне 35 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ ТИПА: РНД(З)-2-35/1000 У1 |
| UУСТ ≤ UН | UУСТ = 35 кВ | UН = 35 кВ |
| IРАБ.МАХ ≤ IН | IРАБ.МАХ = 231,2 А | IН = 1000 А |
| ίУ ≤ ίДИН | ίУ = 3,45 кА | ίДИН = 63 кА |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 0,88 кА2 · с | ВК = 2500 кА2 · с |

2.4.3 Выбор трансформаторов напряжения для цепи 35 и 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

* по напряжению установки – UУСТ ≤ UН;
* по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения – S2 ∑ ≤ SH.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения приведена в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование и тип приборов | Потребляемая мощность одной катушки | Число катушек | Cosφ | Sinφ | Число приборов | Общая потребляемая мощность | |
| Р, Вт | Q, Вr |
| Вольтметр Э-335 | 2 ВА | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | - |
| Ваттметр Д-335 | 1,5 ВА | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Счетчик активной энергии И-680 | 2 Вт | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 4 | 9,7 |
| Счетчик реактивной энергии И-676 | 3 Вт | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 6 | 14,7 |
| Автоматизированная система учета | 3 Вт | - | 0,38 | 0,925 | 1 | 6 | 14,7 |
| ИТОГО | | | | | | 21 | 39,1 |

Полная вторичная нагрузка всех измерительных приборов на трансформатор напряжения рассчитывается по формуле:

 (2.14)



2.4.3.1 Выбор трансформаторов напряжения для цепи 35 кВ

Пользуясь таблицей 2.12 пояснительной записки и полной нагрузкой на трансформатор напряжения рассчитанной в пункте 2.4.3, по каталогу выбирается трансформатор напряжения типа 3НОМ-35-65 У1.

Выбор трансформатора напряжения для цепи 35 кВ приведен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Выбор трансформатора напряжения в цепи 35 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ТИПА:  3НОМ-35-65 У1 |
| UУСТ ≤ UН | UУСТ = 35 кВ | UН = 35 кВ |
| S2 ∑ ≤ SH | S2 ∑ = 44,4 А | SH = 150 ВА в классе 0,5 |

2.4.3.2 Выбор трансформаторов напряжения для цепи 10 кВ

Пользуясь таблицей 2.12 пояснительной записки и полной нагрузкой на трансформатор напряжения рассчитанной в пункте 2.4.3, по каталогу выбирается По каталогу выбирается трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66У3.

Выбор трансформатора напряжения приведен в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Выбор трансформатора напряжения в цепи 10 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ТИПА:  НТМИ-10-66 У3 |
| UУСТ ≤ UН | UУСТ = 10 кВ | UН = 10 кВ |
| S2 ∑ ≤ SH | S2 ∑ = 44,4 ВА | SH = 120 ВА в классе 0,5 |

2.4.3.3 Выбор предохранителей в цепи трансформаторов напряжения 10 кВ

Условия выбора предохранителей в цепи трансформатора напряжения 10 кВ:

* по напряжению установки - UУСТ ≤ UН;
* по мощности короткого замыкания – SКЗ ≤ Sотк.пр. ,

где SКЗ – мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ, кВА;

Sотк.пр. – предельная мощность отключения предохранителей, кВА.

Мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ определяется по формуле:

 (2.15)



Для защиты трансформаторов напряжения от короткого замыкания со стороны высокого напряжения устанавливаются плавкие предохранители типа ПКТН-10, этот предохранитель обладает предельной мощностью отключения (Sотк.пр.) 1000 кВА.

SКЗ = 124,6 кВА < Sотк.пр.= 1000 кВА

Вывод: Выбранный тип предохранителя выдерживает мощность короткого замыкания, т.к. мощность короткого замыкания меньше мощности отключения предохранителя.

2.4.4 Выбор трансформаторов тока для цепи 35 и 10 кВ

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

* по напряжению установки – UУСТ ≤ UН;
* по длительному току – IМАХ ≤ IН;
* на термическую стойкость - ВК ≤ IТ2 · tТ.

2.4.4.1 Выбор трансформаторов тока для цепи выключателя трансформатора 35 кВ

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТФЗМ-35М-У1, номинальный ток (IН) которого равен 300 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.15:

Таблица 2.15 – Выбор трансформатора тока в цепи выключателя трансформатора 35 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА:  ТФЗМ-35М-У1 |
| UУСТ ≤ UН | UУСТ = 35 кВ | UН = 35 кВ |
| IМАХ ≤ IН | IМАХ = 231,2 А | IН = 300 А |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 3,24 кА2 · с | ВК = 403,7 кА2 · с |

2.4.4.2 Выбор трансформаторов тока для цепи секционного выключателя 35 кВ

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТФЗМ-35М-У1, номинальный ток (IН) которого равен 300 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.16:

Таблица 2.16 – Выбор трансформатора тока в цепи секционного выключателя 35 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА:  ТФЗМ-35М-У1 |
| UУСТ ≤ UН | UУСТ = 35 кВ | UН = 35 кВ |
| IМАХ ≤ IН | IМАХ = 231,2 А | IН = 300 А |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 3,24 кА2 · с | ВК = 403,7 кА2 · с |

2.4.4.3 Выбор трансформаторов тока для цепи выключателя трансформатора 10 кВ

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТПК-10, номинальный ток (IН) которого равен 300 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.17:

Таблица 2.17 – Выбор трансформатора тока в цепи выключателя трансформатора 10 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА:  ТПК-10 |
| UУСТ ≤ UН | UУСТ = 10 кВ | UН = 10 кВ |
| IМАХ ≤ IН | IМАХ = 231,2 А | IН = 300 А |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 6,7 кА2 · с | ВК = 2976,75 кА2 · с |

2.4.4.4 Выбор трансформаторов тока для цепи секционного выключателя 10 кВ

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТПК-10, номинальный ток (IН) которого равен 600 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.18:

Таблица 2.18 – Выбор трансформатора тока в цепи секционного выключателя 10 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА:  ТПК-10 |
| UУСТ ≤ UН | UУСТ = 10 кВ | UН = 10 кВ |
| IМАХ ≤ IН | IМАХ = 541,9 А | IН = 600 А |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 20,5 кА2 · с | ВК = 2976,75 кА2 · с |

2.4.4.5 Выбор трансформаторов тока в цепи выключателей линии 10 кВ

Определение длительно допустимого тока производится по формуле (2.13):



По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТПК-10, номинальный ток (IН) которого равен 200 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.19:

Таблица 2.19 – Выбор трансформатора тока в цепи выключателей линии 10 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| УСЛОВИЯ ВЫБОРА | РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ | ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА:  ТПК-10 |
| UУСТ ≤ UН | UУСТ = 10 кВ | UН = 10 кВ |
| IМАХ ≤ IН | IМАХ = 166,2 А | IН = 200 А |
| ВК ≤ IТ2 · tТ | ВК = 6,7 кА2 · с | ВК = 7,29 кА2 · с |

3.4.5 Выбор шин на сторонах 35 и 10 кВ

3.4.5.1 Выбор шин на стороне 35 кВ

Выбор гибких шин производится по следующим параметрам:

* проверка по экономической плотности тока;
* проверка по длительно допустимому току;
* проверка гибких шин на схлестывание;
* проверка на термическое действие тока короткого замыкания;
* проверка по условиям коронирования.

Согласно Правил устройства электроустановок, проверка шин по экономической плотности тока в пределах распределительного устройства не производится.

Расчет длительно допустимого тока на стороне 35 кВ производился в пункте 2.4.1.1 пояснительной записки, и он равен Imax = 231,2 А.

Принимается провод марки АС-70, допустимый ток которого Iдоп= 265 А, расчетный диаметр d= 11,4 мм.

Проверка шин на схлестывание не производится т.к. I″ = 2,9 кА < I″ = 50 кА (по условию Правил устройства электроустановок, п. 1.4).

Согласно Правил устройства электроустановок (п. 1.4) проверка шин на термическое действие тока короткого замыкания не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка шин по условиям коронирования производится по условию:

 (2.16)

где Е – рабочая напряженность электрического поля, кВ/см;

Е0 – начальная напряженность электрического поля, кВ/см.

Рабочая напряженность электрического поля определяется по формуле:

 (2.17)

где UЛ – линейное напряжение, кВ;

DСР – среднегеометрическое расстояние между проводами, см, принимается равным 100 см;

r0 – радиус провода, см.

Определение линейного напряжения производится по формуле:

 (2.18)

где Uф – фазное напряжение, кВ.



Определение радиуса провода производится по формуле:

 (2.19)

где r0 – радиус провода, см;

d – диаметр провода, см.



Полученные значения подставляются в формулу (2.17):



Начальная напряженность электрического поля определяется по формуле:

 (2.20)

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается для многопроволочных проводов равным 0,82[3].



Полученные результаты Е и Е0 подставляются в неравенство (2.16):





Вывод: выбранная марка провода по условиям короны подходит.

2.4.5.2 Выбор шин в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

Согласно Правил устройства электроустановок, п. 1.3.28 сборные шины и ошиновки в пределах распределительного устройства по экономической плотности тока не проверяются, поэтому выбор производится по допустимому току, рассчитанному в пункте 2.4.1.3 пояснительной записки и равен 809,2 А.

По каталогу принимаются шины прямоугольного сечения (60×6) мм, допустимый ток (IДОП) которых равен 870 А, сечение 360 мм2.

Минимальное сечение шин по условию термической стойкости определяется по формуле:

 (2.21)

где qmin – минимальное сечение шин, мм2;

С – коэффициент для алюминия, равный 91.



что меньше принятого сечения 360 мм2, следовательно шины термически стойки.

Проверка шин на механическую прочность:

Наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании определяется по формуле:

 (2.22)

где f(3) – наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м;

а – наименьшее расстояние между фазами, м, принимается для напряжения 10 кВ равным 0,22 м.



Определение напряжения в материале при воздействии на него изгибающего момента производится по формуле:

 (2.23)

где σрасч – напряжение в материале при воздействии на него изгибающего момента, МПА;

М – изгибающий момент, Н×м;

W – момент сопротивления шины, см3.

Определение изгибающего момента производится по формуле:

 (2.24)

где ℓ - пролет между изоляторами, м.

Пролет между изоляторами определяется при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц и рассчитывается по формуле:

 (2.25)

где τ – момент инерции, см4;

S – площадь поперечного сечения шины, см2.

Момент инерции определяется по формуле:

 (2.26)

где τ – момент инерции, см4;

b – высота шины, мм;

h – ширина шины, мм.



Полученное значение момента инерции подставляется в формулу (2.25):





Полученное значение пролета между изоляторами подставляется в формулу (2.24):



Момент сопротивления шины определяется по формуле:

 (2.27)



Значения пролета между изоляторами и момент инерции шины подставляются в формулу (2.23):



Для алюминия марки АДО допустимое напряжение в материале σдоп = 40 МПа.



Вывод: т.к. расчетное напряжение в материале меньше допустимого значит, шины механически прочны.

2.4.6 Выбор опорных изоляторов в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

Условия выбора опорных изоляторов:

* по напряжению установки – UУСТ ≤ UН;
* по разрушающему усилию – FРАСЧ < FДОП.

Расчетная разрушающая сила определяется по формуле:

 (2.28)

где Fрасч – расчетная разрушающая сила, Н.



Допустимая разрушающая сила определяется по формуле:

 (2.29)

где Fдоп – допустимая разрушающая сила, Н.

Fразр – разрушающая сила, Н

По каталогу выбирается опорный изолятор типа ОНС-10-2000 У3, Fразр = 2000 Н.





Вывод: опорный изолятор выбранного типа механически прочен.

2.4.7 Выбор проходных изоляторов на стороне 10 кВ

Условия выбора опорных изоляторов:

* по напряжению установки – UУСТ ≤ UН;
* по длительному току - IМАХ ≤ IН;
* по разрушающему усилию – FРАСЧ < FДОП.

Расчетная разрушающая сила проходного изолятора определяется по формуле:

 (2.30)



По каталогу выбирается проходной изолятор типа ИП-10/630-750 IIУ, FРАЗР = 750 Н

Определение допустимой разрушающей силы производится по формуле (2.29):





Вывод: выбранный тип проходного изолятора механически прочен, т.к. расчетная разрушающая сила меньше допустимой.

2.5 Выбор рода оперативного тока

При выборе рода оперативного тока необходимо учитывать два фактора:

* схему подстанции;
* релейную защиту и автоматику подстанции.

В настоящее время применяются следующие виды оперативного тока:

* постоянный;
* выпрямленный;
* переменный.

Применение постоянного оперативного тока, требующее установки дорогостоящих аккумуляторных батарей, увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные расходы, вызывает необходимость сооружения разветвленной сети. Но в связи с тем, что на стороне 10 кВ имеется потребитель I категории (Петрозаводская птицефабрика), применение постоянного оперативного тока является необходимым для обеспечения надежного и бесперебойного питания схем релейной защиты и автоматики.

Принимается аккумуляторная батарея типа СК-2, состоящая из 108 элементов.

2.6 Расчет заземляющего устройства

Заземляющее устройство подстанции имеет площадь 30×30 м2 при удельном сопротивлении 40 Ом. Естественные заземлители отсутствуют. В качестве искусственного заземлителя применяют вертикальные и горизонтальные заземлители.

Вертикальные заземлители – сталь круглая диаметром 22 мм, длиной 5 метров.

Заземлитель горизонтальный выполнен из стальной полосы 30×4.

Расстояние между уголками 5 м, глубина заложения проводника от поверхности земли 0,7 м.

Климатическая зона II, нормируемое сопротивление заземляющего устройства: RЗ.Н. = 0,5 Ом.

Согласно Правил устройства электроустановок, допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта ρгр равно:

 (2.31)

где Rз – допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом;

ρгр – удельное сопротивление грунта;

Rзн – нормируемое сопротивление заземляющего устройства, Ом.



Определение сопротивления растекания вертикального заземлителя производится по формуле:

 (2.32)

где RВ – сопротивления растекания вертикального заземлителя, Ом;

L – длина заземлителя, м;

d – диаметр поперечного сечения, м;

ρрасч в – расчетное удельное сопротивления вертикального заземлителя, Ом ∙м;

t′ – расчетная (условная) глубина заложения проводника, м.

Определение расчетной (условной) глубины заложения проводника:

 (2.33)



Определение удельного сопротивления вертикального заземлителя:

 (2.34)

где КС – коэффициент сезонности для вертикальных электродов принимается равным 1,7.



Полученное значение подставляется в формулу (2.32):



Определение количества вертикальных заземлителей производится по формуле:

 (2.35)

где n – количество вертикальных заземлителей, шт.;

ηв – коэффициент использования вертикальных заземлителей с учетом интерполяции, принимается равным 0,6.



Принимается nВ = 118 шт.

Определение длины горизонтальных заземлителей производится по формуле:

 (2.36)

где Lг – длина горизонтальных заземлителей, м;

а – расстояние между вертикальными заземлителями, м.



Определение сопротивления растекания горизонтального заземлителя производится по формуле:

 (2.37)

где RГ – сопротивления растекания горизонтального заземлителя, Ом;

ρрасч г – расчетное удельное сопротивления вертикального заземлителя, Ом ∙м;

d – диаметр поперечного сечения, м;

 (2.38)

где КС – коэффициент сезонности для горизонтальной полосы принимается равным 4 для II климатической зоны.



 (2.39)

где b– ширина полосы проводника, м.





Определение действительного сопротивления растекания горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования производится по формуле:

 (2.40)

где RГ – сопротивления растекания горизонтального заземлителя, Ом;

ηг – коэффициент использования горизонтальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя, принимается равным 0,2.



Определение сопротивления растекания заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя производится по формуле:

 (2.41)



Определение уточненного количества вертикальных заземлителей производится по формуле:

 (2.42)



Принимается nВ = 107 шт.

3 Основные показатели использования подстанции

3.1 Определение основных показателей использования производственной мощности подстанции

Основными показателями являются:

* установленная мощность подстанции (NУп/ст);
* рабочая мощность подстанции (Nрабп/ст);
* длительность времени эксплуатационной готовности подстанции (Тготп/ст);
* предполагаемое фактическое время работы подстанции (ТФп/ст);
* фактическая передача электроэнергии подстанцией за год (WФп/ст);
* коэффициент экстенсивного использования мощности подстанции (КЭп/ст);
* коэффициент интенсивного использования мощности подстанции (КИп/ст).

3.1.1 Определение установленной мощности подстанции

Она определяется по формуле:

 (3.1)

где Nуп/ст – установленная мощность подстанции, МВА;

NН –номинальная мощность трансформатора, МВА;

i – количество трансформаторов (по условию 2 шт.).



3.1.2 Определение рабочей мощности подстанции

Она определяется по формуле:

 (3.2)

где Nуп/ст – рабочая мощность подстанции, МВА;

К – коэффициент мощности, которую подстанция может развивать в фактических условиях, принимается равным 0,88.



3.1.3 Определение длительности времени эксплуатационной готовности подстанции

Она определяется по формуле:

 (3.3)

где Тгот п/ст–длительность времени эксплуатационной готовности подстанции, час;

ТК – календарное годовое время равное 8760 часов;

ТРЕМ – время ремонта, час, принимается равным 7 дней, т.е. 168 часов.



3.1.4 Расчет предполагаемого фактического времени работы подстанции

Оно определяется по формуле:

 (3.4)

где Тгот п/ст– предполагаемое фактическое время работы подстанции, час;

КФ – коэффициент предполагаемого фактического времени работы подстанции, принимается равным 0,68.



3.1.5 Определение фактической передачи электроэнергии подстанцией за год

Она определяется по формуле:

 (3.5)



3.1.6 Определение коэффициента экстенсивного использования мощности подстанции

Он определяется по формуле:

 (3.6)



3.1.7 Определение коэффициента интенсивного использования мощности подстанции

Он определяется по формуле:

 (3.7)



Результаты расчетов показателей использования производственной мощности подстанции приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Показатели использования мощностей подстанции.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ | ЕДИНИЦИ ИЗМЕРЕНИЯ | ВЕЛИЧИНА |
| Установленная мощность | МВА | 20 |
| Рабочая мощность | МВА | 17,6 |
| Время готовности | час | 8592 |
| Время работы | час | 5842,56 |
| Фактическая передача электроэнергии | МВА×час | 102829,056 |
| Коэффициент экстенсивного использования мощности | - | 0,67 |
| Коэффициент интенсивного использования мощности | - | 0,88 |

4 анализ организации ремонта оборудования

4.1 Организация ремонта действующего оборудования

При работе электрооборудования происходит постепенный износ его рабочих элементов, деталей, старение и снижение качества изоляции, ухудшение контактных соединений. Чтобы сохранить оборудование электростанций, подстанций и линий передачи в исправном состоянии, необходимо периодически проводить планово-предупредительные ремонты.

При действующей в электроустановках системе планово-предупредительных ремонтов не ждут, пока в результате повреждений оборудование станет неработоспособным, а заранее, по утвержденному графику, выводят из работы отдельные аппараты, машины или целые присоединения. Выведенное из работы оборудование осматривают, проверяют и испытывают, чтобы определить его работоспособность. Изношенные детали и части заменяют или восстанавливают.

Планирование ремонтных работ оборудования включает в себя разработку:

* перспективных графиков ремонта и модернизации основного оборудования электрических станций и сетей;
* годовых графиков ремонта основного оборудования электрических станций и сетей;
* годовых и месячных графиков ремонта вспомогательного оборудования электрических станций и сетей.

Перспективный график ремонта и модернизации основного оборудования разрабатывается сроком на 5 лет и служит основанием для планирования трудовых, материальных и финансовых ресурсов по годам планируемого периода. Этот график ремонта может ежегодно корректироваться с учетом обстановки.

Годовой график устанавливает время вывода в ремонт каждой электроустановки, продолжительность ремонта и планируемый объем работ. График разрабатывается на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным графиком с учетом технического состояния оборудования, при этом в годовой график может быть внесено обоснованное изменение против перспективного графика.

Планово-предупредительные ремонты делят на текущие и капитальные.

Целью текущего ремонта является поддержание оборудования в работоспособном состоянии. Для чего необходимо содержать его в чистоте, устранять мелкие дефекты, обнаруженные при осмотрах, своевременно смазывать подшипники, доливать масло в маслонаполненные аппараты. Текущие ремонты, как правило, проводят без вскрытия оборудования.

Чтобы восстановить или заменить изношенные части оборудования и обеспечить его работоспособность на длительный период, проводят капитальные ремонты. При капитальном ремонте производят вскрытие и разборку аппаратов и машин, их внешний и внутренний осмотры, проверяя состояние всех узлов и деталей, тщательно очищают узлы и детали от грязи, пыли, заменяют или восстанавливают поврежденные и изношенные детали, восстанавливают изоляцию.

Кроме того, при капитальном ремонте часто устраняют выявленные в процессе эксплуатации недостатки заводского изготовления, модернизируют оборудование, улучшают конструкцию отдельных узлов, позволяющих повысить надежность и экономичность работы установки. Благодаря этому после капитального ремонта оборудование бывает не только обновленным, но и улучшенным по сравнению с поступившим с завода.

Чтобы сократить время простоя оборудования, к капитальному ремонту нужно тщательно подготовиться. Предварительно, учитывая обнаруженные при работе дефекты, составляют ведомость объема работ при капитальном ремонте и графики их выполнения. Для ремонта заготовляют все необходимые материалы и запасные части, инструменты и приспособления, подъемно-транспортные средства, а также оборудуют рабочее место. Выделенную для проведения ремонта бригаду тщательно инструктируют, знакомят с чертежами, производственными и заводскими инструкциями и планом организации ремонта.

Рабочее место должно быть оборудовано необходимыми приспособлениями, подъемно-транспортными и такелажными средствами. На рабочем месте следует поддерживать чистоту, установить хорошее освещение и вентиляцию. В местах, предназначенных для производства ремонтных работ, должна быть выполнена разводка сжатого воздуха, ацетилена, кислорода, проложена сварочная сеть.

Все указанные мероприятия повышают производительность труда при ремонтных работах и улучшают качество ремонта. Высокое качество ремонта в свою очередь повышает надежность работы оборудования и позволяет увеличить период между ремонтами. За качеством ремонта необходимо устанавливать тщательный контроль, выполнять поузловую приемку из ремонта и проводить необходимые испытания. По выполненным ремонтным работам оформляют документацию установленной формы.

На электростанциях и в электрических сетях используют две формы организации ремонтных работ. В одном случае эти работы выполняет ремонтный персонал объекта в другом применяют систему централизованного ремонта, когда на объекте ремонтный персонал сведен до минимума или отсутствует, а ремонт производят выездные бригады централизованной службы ремонтов. При централизованном ремонте оборудования значительно сокращается персонал электростанций и сетей. На подстанциях и линиях передачи применяют преимущественно систему централизованного ремонта, тем более что на большинстве подстанций либо совсем нет персонала, либо существует дежурство на дому. На электростанциях большое распространение получил смешанный метод ремонта, при котором текущий ремонт выполняет обычно персонал электростанции, а капитальный – персонал централизованной службы ремонтов.

Капитальный ремонт трансформаторов и выключателей 35-220 кВ осуществляется силами электроремонтного цеха Южно-Карельских электрических сетей или производственно-ремонтным предприятием открытого акционерного общества «Карелэнерго», остальное оборудование ремонтируется силами ремонтного персонала районов электрических сетей Южно-Карельских электрических сетей.

4.2 Приемо-сдаточные и профилактические испытания электрооборудования

Во время приемки смонтированного электрооборудования, чтобы убедиться в его исправности и пригодности к работе, проводят приемо-сдаточные испытания. В процессе капитального ремонта и после его, а также при текущих ремонтах и межремонтный период проводят профилактические испытания электрооборудования. Объемы, нормы и сроки проведения приемо-сдаточных и профилактических испытаний устанавливают в соответствии с «Объемами и нормами испытаний электрооборудования и эксплуатационными инструкциями.

Профилактические испытания имеют большое значение для повышения надежности и экономичности эксплуатации электроустановок. При профилактических испытаниях удается своевременно выявить и отремонтировать ослабленные части электрооборудования. Регулярные профилактические испытания предупреждают появление внезапных повреждений и тем самым предотвращают возможное нарушение бесперебойности электроснабжения. Благодаря внедрению профилактических испытаний резко снижена аварийность.

При осмотрах и ремонте электрооборудования могут быть выявлены далеко не все скрытые дефекты и зарождающиеся повреждения, часто не имеющие внешних проявлений. При профилактических испытаниях можно полнее проверить состояние электрооборудования и его основных элементов: механической части, магнитной системы, токоведущих частей с их контактными соединениями и изоляции.

Испытание механической части, наиболее доступной осмотрам, сводится к измерению хода подвижных частей, зазоров, времени включения и отключения выключателей, вибрации корпуса и подшипников. Это измерения позволяют проверить, правильно ли смонтирована и отрегулирована механическая часть аппаратов и машин. Важным элементом проверки механической части является опробование работы механизма при различных утяжеленных условиях: включение и отключение выключателей при пониженном и повышенном напряжениях оперативного тока, пониженном давлении воздуха. Особо стоит проверка плотности и герметичности корпусов маслонаполненных и газонаполненных аппаратов и машин.

5 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности людей

В подразделе 5.1 приведены сведения, связанные с поражающим фактором электрического тока на организм человека, использованием защитных средств и устройств в целях безопасной эксплуатации электротехнических установок.

5.1 Основные понятия и определения

Электробезопасностью в соответствии с ГОСТ 12.1.009-76 называется система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

К поражению электрическим током может привести прикосновение человека к токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением. Поражение проявляется в парализующем и разрушительном воздействии тока на внешние и внутренние органы – кожный покров, мышцы, органы дыхания, сердце, нервную систему.

Степень поражения током зависит от ряда фактором, в том числе от величины сопротивления человеческого тела. Это сопротивление зависит от толщины и состояния кожного покрова, его влажности или сухости, состояния здоровья человека, длительности прохождения тока, вида одежды и обуви и т.д. В зависимости от перечисленных обстоятельств оно изменяется в весьма широких пределах от 500 до 100000 Ом. При расчетах сопротивление принимают равным 1000 Ом при напряжении прикосновением 50 В.

Степень поражения зависит от длительности прохождения тока через организм или участок тела человека. Наибольшим сопротивлением обладает кожа человека. Вместе с тем, протекание тока через нее приводит к ее обугливанию и последующему резкому снижению общего электрического сопротивления тела и нарастанию тока, вызывающего тепловое разрушение внутренних органов.

Человек ощущает ток величиной в 0,005 А. Ток величиной в 0,05 А считается опасным для жизни, а ток в 0,1 А – смертельным. Величина тока, протекающего через организм, зависит также он напряжения прикосновения.

Напряжением прикосновения называется величина, соответствующая разности потенциалов между двумя точками в цепи тока, которых одновременно может коснуться человек.

Допустимые величины напряжения прикосновения и тока в аварийных режимах электроустановок, проходящего через человека, при длительности воздействия тока не более 1 с определяются из таблицы 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимые величины напряжений и токов прикосновения.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Вид тока | Частота, Гц | Напряжение, В | Ток, мА |
| Переменный ток | 50 | 36 | 6 |
| Переменный ток | 400 | 36 | 8 |
| Переменный ток | 0 | 40 | 15 |

5.2 Основные технические и организационные мероприятия по безопасному проведению работ в действующих электроустановках

В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и ГОСТ 12.1.019-79 для защиты персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям электрооборудования предусмотрены следующие основные технические меры:

* Ограждение токоведущих частей;
* Применение блокировок электрических аппаратов;
* Установка в РУ заземляющих разъединителей;
* Устройство защитного отключения электроустановок;
* Заземление или зануление электроустановок;
* Выравнивание электрических потенциалов на поверхности пола (земли) в зоне обслуживания электроустановок;
* Применение разделяющих трансформаторов, применение малых напряжений;
* Применение устройств предупредительной сигнализации;
* Защита персонала от воздействия электромагнитных полей;
* Использование коллективных и индивидуальных средств защиты;
* Выполнение требований системы стандартов безопасности труда (в дальнейшем ССБТ)

Работы, проводимые в действующих электроустановках, делятся на следующие категории:

* Проводимые при полном снятии напряжения;
* Проводимые с частично снятым напряжением;
* Без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях;
* Без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

К техническим мероприятиям, выполняемым для обеспечения безопасного ведения работ с полным или частичным снятием в установках до 1000 В относятся:

* Отключение всех силовых и других трансформаторов со стороны высшего и низшего напряжения с созданием видимого разрыва цепей;
* Наложение переносных заземлений. При их отсутствии – принятие дополнительных мер: снятие предохранителей, отключение концов питающих линий, применение изолирующих накладок в рубильниках, и в автоматах и другие;
* Проверка отсутствия напряжения указателем напряжения, который предварительно должен быть проверен путем приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Проверка осуществляется в диэлектрических перчатках. Применение контрольных ламп разрешается при линейном напряжении до 220 В.

К техническим мерам, обеспечивающим безопасность работ без снятия напряжения относятся:

* Расположение рабочего места электромонтера таким образом, чтобы токоведущие части, находящиеся под напряжением, были либо перед ним, либо с одной стороны;
* Использование защитных средств;
* Использование глухой, чистой и сухой спецодежды с длинными застегивающимися рукавами и головного убора.

Организационные меры для обеспечения безопасности работ – это выполнение работ в электроустановках по наряду, распоряжению, в порядке текущей эксплуатации.

* 1. Работа по наряду. Наряд – это письменное задание, определяющее место, время начала и завершения работ, условия их безопасного ведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность работ. Наряд выполняется на бланке установленной формы. По наряду выполняются следующие работы:
     + С полным снятием напряжения;
     + С частичным снятием напряжения;
     + Без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением.
  2. Работы по распоряжению. Распоряжение – это задание на работу в электроустановках, записанное в оперативном журнале. Распоряжение имеет разовый характер, выдается на одну работу и действует на одну смену или в течение часа. По распоряжению выполняются работы:
* Без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, продолжительностью не более одной смены (уборка помещений закрытых РУ, ремонт осветительной аппаратуры и замена ламп, уход за щеточно-коллекторными узлами электрических машин и др.);
* Внеплановые кратковременные и небольшие по объему (до 1 часа), вызванные производственной необходимостью, с полным или частичным снятием напряжения, а также без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением (работы на кожухах электрооборудования, измерения токоизмерительными клещами, смена предохранителей до 1000 В, проверка нагрева контактов штангой, определение места вибрации шин штангой, фазировка, контроль изоляторов штангой. Эти работы выполняются не менее чем двумя рабочими в течение не более 1 часа);
* Некоторые виды работ с частичным или полным снятием напряжения в установках до 1000 В продолжительностью не более одной смены (ремонт магнитных пускателей, пусковых кнопок, автоматических выключателей, контакторов, рубильников и прочей подобной аппаратуры, установленной вне щитов и сборок; ремонт отдельных электроприемников; ремонт отдельно расположенных блоков управления и магнитных станций, смена предохранителей и другие. Работы выполняются двумя рабочими);
  1. В порядке текущей эксплуатации выполняют работы по специальному перечню с последующей записью в оперативный журнал: все виды работ по распоряжению, обслуживание наружного и внешнего освещения с уведомлением оперативного персонала о времени и месте работы.

Одно из главных мероприятий по охране труда и безопасности жизнедеятельности человека, предусмотренным настоящим проектом, это замена масляных выключателей 10 кВ и 35 кВ на вакуумные выключатели 10 кВ и элегазовые выключатели 35 кВ, так как одно из преимуществ вакуумных и элегазовых выключателей полная взрыво- и пожаробезопасность.

6 Охрана окружающей среды

Производственная деятельность открытого акционерного общества «Карелэнерго» ведется в полном соответствии с федеральными и республиканскими нормативными актами, регламентирующими использование природных ресурсов и охрану окружающей среды. Для исключения технологических отказов с экологическими последствиями во всех Филиалах энергосистемы составлены планы текущих и перспективных мероприятий по оздоровлению окружающей среды. В исполнительном аппарате открытого акционерного общества «Карелэнерго» имеется сводный план, по которому ведется контроль выполнения.

По распоряжению Главного инженера открытого акционерного общества «Карелэнерго» на Филиалах приказами назначены ответственные за экологическую безопасность и санитарное состояние территорий. С 1999 года организован централизованный сбор и передача ртутьсодержащих ламп всеми Филиалами на утилизацию специализированной фирме.

В течении 1999 – 2001 г.г. оформлены лицензии на право пользования недрами (на скважины). Для всех Филиалов открытого акционерного общества «Карелэнерго» имеются утвержденные природоохранными органами нормативы предельно допустимых объемов загрязнения (сбросов, выбросов). Проекты нормативов образования и лимитов размещения отходов для обособленных подразделений в настоящее время дорабатываются в соответствии с замечаниями экспертов.

Контроль за своевременностью разработки и согласования экологических нормативов и лимитов, как и за соблюдением, обеспечивает теплотехническая служба исполнительного аппарата открытого акционерного общества «Карелэнерго». Служба оказывает подразделениям методическую и консультативную помощь.

К сожалению, пока не удается преодолеть трудности, возникающие при обращении с отработанными маслами. Во-первых, поспешно списывается в класс «отходы» то, что может быть как «материалы повторного использования» - и этим сразу продолжается проблема платы за их хранение на территории предприятия. Во-вторых, ради формального занижения стоимости ремонтов завышается остаточная стоимость отработанных масел. Проще всего было бы передать (продать) отработку котельным, работающим на мазуте.

В соответствии с 4.2.70 Правил устройства электроустановок для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара при повреждении трансформаторов выполняются сооружения маслоприемников, закрытого маслоотвода и закрытого маслоуловителя.

Одно из преимуществ элегазовых и вакуумных выключателей, предусмотренных настоящим проектом, по сравнению с масляными выключателями – это отсутствие необходимости в замене и пополнении дугогасящей среды и масляного хозяйства, а также чистота, полная биологическая безопасность для окружающей среды с отсутствием электрических и магнитных полей, низким уровнем шума.

Претензий к открытого акционерного общества «Карелэнерго» со стороны природоохранных надзорных органов в части нарушения природоохранного законодательства за последние годы не было.

7 Экономический анализ объекта

7.1 Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты по базовому и по проектному вариантам рассчитываются в таблицы 7.1. и 7.2.

Таблицы 7.1 – Сводная ведомость оборудования подстанции 35/10 «Петрозаводская птицефабрика» (существующий вариант – базовый)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование оборудования | Тип | Количество | Стоимость единицы, тыс. руб. | Всего, тыс. руб. |
| Трансформатор | ТМН-6300/35 | 2 | 1118, 0 | 2236,0 |
| Разъединитель | РДЗ-1-35/1000УХЛ1 | 6 | 105,0 | 630,0 |
| РДЗ-2-35/1000УХЛ1 | 2 | 145,0 | 290,0 |
| Трансформатор напряжения | НТМИ-10-66У3 | 2 | 84,0 | 168,0 |
| Трансформатор тока | ТЛМ-10-600/5 | 6 | 3,19 | 19,14 |
| ТЛМ-10-200/5 | 8 | 3,19 | 25,52 |
| ТЛМ-10-150/5 | 8 | 3,19 | 25,52 |
| ТЛМ-10-100/5 | 4 | 3,19 | 12,76 |
| Комплектная трансформаторная подстанция | КТП-63-81 | 2 | 223, 47 | 446,94 |
| Выключатель | ВК-10-20/1000У2 | 3 | 63,2 | 189,6 |
| ВК-10-20/630У2 | 10 | 62,8 | 628,0 |
| ВТ-35-800-12,5У1 | 3 | 740,0 | 2220,0 |
| Разрядник | РВС-35 | 6 | 11,625 | 69,75 |
| РВО-10 | 12 | 1,365 | 16,38 |
| Прочие | ----- | 1 комп. | 120,0 | 120,0 |
| Итого: | | | | 7297,61 |

Таблицы 7.2 – Сводная ведомость оборудования подстанции 35/10 «Петрозаводская птицефабрика» (проектный вариант – проект)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование оборудования | Тип | Количество | Стоимость единицы, тыс. руб. | Всего, тыс. руб. |
| Трансформатор | ТД-10000/35 | 2 | 1624,0 | 3248,0 |
| Разъединитель | РНД(З)-35/1000У1 | 6 | 98,0 | 588,0 |
| Разъединитель | РНД(З)-2-35/1000У1 | 2 | 137,0 | 274,0 |
| Трансформатор напряжения | НТМИ-10-66У3 | 2 | 22,464 | 44,928 |
| 3НОМ-35-65У1 | 2 | 100,0 | 200,0 |
| Трансформатор тока | ТПК-10-600/5 | 2 | 3,19 | 6,38 |
| ТПК-10-300/5 | 4 | 3,19 | 12,76 |
| ТПК-10-200/5 | 20 | 3,19 | 63,8 |
| ТФЗМ-35М-У1 | 12 | 200,0 | 2400,0 |
| Комплексная трансформаторная подстанция | КТП-63-81 | 2 | 223, 47 | 446,94 |
| Выключатель | ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ2 | 11 | 48,428 | 532,708 |
| ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ2 | 2 | 50,244 | 100,488 |
| ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1 | 3 | 820,0 | 2460,0 |
| Разрядник | РВС-35 | 6 | 11,625 | 69,75 |
| РВО-10 | 12 | 1,365 | 16,38 |
| Прочие | ----- | 1 комп. | 60,0 | 60,0 |
| Итого: | | | | 10524,134 |

7.2 Расчет издержек на передачу электроэнергии

Издержки на передачу электроэнергии определяются по формуле:

 (7.1)

где Ип – полные издержки на передачу электроэнергии, тыс. руб.;

Иам – издержки на амортизацию основных фондов, тыс. руб.;

ИРиЭ – издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс. руб.;

Изп – издержки на заработную плату, тыс. руб.;

Ипр – прочие издержки, тыс. руб.;

ί – номер варианта (1 – базовый; 2 - проектный).

7.2.1 Расчет издержек на амортизацию основных фондов

Эти издержки в процентном соотношении от стоимости основных фондов, которые равны капитальным вложениям определяются по формуле:

 (7.2)

где Нам – норма амортизационных отчислений, %, принимается равной 7%;

Кi – стоимость основных фондов по вариантам, тыс. руб., принимается из таблиц 7.1 и 7.2.





7.2.2 Расчет издержек на ремонт и эксплуатацию

Эти издержки определяются по формуле:

 (7.3)

где НРиЭ – норма отчислений на ремонт и эксплуатацию, %, принимается равной Н1РиЭ = 3,5 %, Н2РиЭ = 1 %;





7.2.3 Расчет издержек на заработную плату

Эти издержки определяются, исходя из штатного расписания по обоим вариантам, по формуле:

 (7.4)

где ЗПдоп – дополнительная заработная плата персонала на оплату отпусков, тыс.руб., принимается равной 12% от основной заработной платы;

Ксоц – социальный коэффициент, предусматривающий отчисления в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд медицинского страхования, принимается равным 1,38;

ЗПосн – основная заработная плата персонала, тыс. руб., которая определяется по формуле:

 (7.5)

где 11 – количество рабочих месяцев в году;

ЗПср – средняя заработная плата работника за месяц, руб, принимается равной 6000 руб.;

Рiп – условная численность персонала подстанции, принимается равной Р1п = 6 человек, Р2п = 3 человека.





Полученные данные подставляются формулу 7.4:





7.2.4 Расчет прочих издержек

Эти издержки включают в себя общеподстанционные накладные расходы, которые определяются по формуле:

 (7.6)

где Нiпр – норма прочих издержек, %, принимается равной Н1пр = 5%, Н2пр = 3,6%;





Результаты расчетов затрат на передачу электроэнергии выведены в таблицу 7.3

Таблица 7.3 – Смета затрат на передачу электроэнергии на подстанции 35/10 «Петрозаводская птицефабрика»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование издержек | Сумма издержек, тыс. руб. | |
| База С1 | Проект С2 |
| Издержки на амортизацию основных фондов | 554,938 | 736,69 |
| Издержки на ремонт и эксплуатацию | 227,47 | 105,24 |
| Издержки на заработную плату | 612,1 | 306,03 |
| Прочие издержки | 30,6 | 11,02 |
| Итого: | 1425,108 | 1158,98 |

7.3 Выбор и расчет показаний экономической эффективности модернизации подстанции номер 48 «Петрозаводская птицефабрика»

7.3.1 Определение коэффициента приведения капитальных вложений к ежегодным затратам

 (7.7)

где r – реальная процентная ставка, %;

ТЭ – экономический срок службы, год.

Определение реальной процентной ставки по формуле:

 (7.8)

где nr – номинальная процентная ставка, %, принимается равной 16 %;

b – уровень инфляции, %, принимается равной 10 %.



Коэффициент Е для экономического срока службы TЭ = 15 лет:



7.3.2 Расчет приведенных затрат по сравниваемым вариантам передачи электроэнергии

Они определяются по формуле:

 (7.9)

Для TЭ = 15 лет:





Вывод: так как приведенные затраты по проектному варианту меньше, чем по базовому, то проектируемый вариант считается выгодным.

7.4 Расчет условной годовой экономии

Условная годовая экономия от внедрения предполагаемого варианта передачи электроэнергии рассчитывается по формуле:

 (7.10)

Для TЭ = 15 лет:



7.5 Обоснование экономической эффективности нового проекта

Условная годовая экономия, для экономического срока службы 15 лет - 23,74 тыс. рублей, получилась за счет внедрения новой техники (вакуумные и элегазовые выключатели), которые в отличие от существующих масляных выключателей, требуют меньше затрат, что позволило снизить себестоимость передачи электроэнергии по следующим статьям:

* Издержки на ремонт и эксплуатацию – их экономия получилась за счет внедрения новых вакуумных выключателей, которые не требуют ремонта в течении 20 лет, что позволяет снизить эти затраты. Внедрение элегазовых выключателей, которые не требуют частого ремонта в отличие от масляных выключателей, что также позволило снизить эти затраты;
* Издержки на заработную плату – их экономия получилась за счет уменьшения численности ремонтного персонала реконструируемой подстанции, т.к. внедряемое оборудование требует меньшего количества рабочего персонала, что позволило снизить эти затраты;
* Прочие издержки – их уменьшение получилось в результате снижения отчислений на заработную плату и охрану труда, т.к. меньше количество рабочего персонала требует меньших затрат, а также отчислений на охрану окружающей среды, т.к. данные выключатели экологически безопасны по сравнению с маслянными.

Заключение

Целью дипломного проекта была модернизация подстанции номер 48П «Петрозаводская птицефабрика». В результате модернизации произведена замена морально и физически устаревшего оборудования, замена силовых трансформаторов ТМН-6300/35 кВ на силовые трансформаторы большей мощности ТД-10000/35 кВ.

Результаты расчетов основных показателей использования мощностей подстанции номер 48П «Петрозаводская птицефабрика» получились следующие:

* Рабочая мощность подстанции – 17,6 МВА;
* Коэффициент интенсивного использования мощностей – 0,88;
* Фактическая предполагаемая передача электроэнергии – 102829,086 МВА ∙ час

Условная годовая экономия для экономического срока службы 15 лет - 23,74 тыс. рублей, получилась за счет внедрения новой техники (вакуумные и элегазовые выключатели), которые в отличие от существующих масляных выключателей, требуют меньше затрат, что позволило снизить себестоимость передачи электроэнергии по следующим статьям:

* Издержки на ремонт и эксплуатацию – 172230 руб.;
* Издержки на заработную плату – 306070 руб.;
* Прочие издержки – 19580 руб.

Повысить безопасность рабочего персонала, обслуживающего данную электроустановку, и окружающей среды, т.к. элегазовые и вакуумные выключатели взрыво- и пожаробезопасны, а также биологически чисты и безопасны, с отсутствием электрических и магнитных полей и низким уровнем шума.

### Список используемых источников литературы

* 1. Правила устройства электроустановок. СПб.: ДЕАН, 2001. 928 с.;
  2. Рожкова Л.Д. Электрическая часть электрических станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 642 с.;
  3. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. М.: Энергоатомиздат, 1987. 592 с.;
  4. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергия, 1972. 344 с.;
  5. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. СПб.: ДЕАН, 2001. 208 с.;
  6. Дорошев К.И. Выключатели и измерительные трансформаторы в КРУ 6-220 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1990. 148 с.
  7. Кириев М.И. Монтаж и эксплуатация электрооборудования станций, подстанций и линий электропередачи. М.: Высшая школа, 1974. 255 с.
  8. Смирнов Ю.А. Энергетика и экология. Петрозаводск. 2002. 71 с.