

Министерство образования Республики Мордовия

ГБПОУ РМ «Саранский техникум энергетике и электронной техники имени А.И.
Полежаева»

Зам. директора по УМР

_____ Филютина Л.В.

«__» _____ 2022 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**Оптимизация системы измерения РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ 110-35-10 ПУТЕМ
ЗАМЕНЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

Автор дипломного проекта С.В.Асманов

Обозначение дипломного проекта ДП – 13.02.03.51.1366.22

Специальность 13.02.03 – Электрические станции, сети и системы.

Руководитель проекта

В.С.Клемичев

Консультант по экономической части

О.А. Филина

Рецензент

А.А. Шемякин

Саранск 2022

Утверждаю
Заместитель директора по УМР
Л.В. Филютина

« _____ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ НА ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

студенту _____ Асманову С.В. _____ группы 4ЭС _____

-
Специальность «13.02.03 Электрические станции, сети и системы»

1 Тема Реконструкция подстанции 110-35-10 путем замены измерительных трансформаторов

2 Утверждена приказом № 08/од от «18 января» _____ 2022 г.

3 Дата представления проекта к защите «13 июня» _____ 2022 г.

4 Исходные данные к дипломной работе учебные пособия, публикации периодической печати, методические указания, ресурсы интернета.

5 Содержание дипломной работы

Введение

Раздел 1 Общая часть

1.1 Характеристика предприятия

1.2 Коммутационная аппаратура 35/10 кВ

1.3 Схема подстанции «Атяшевская»

1.4 Разъединитель типа РЛНД-1-10Б/400У1

Раздел 2 Расчетная часть

2.1 Расчёт токов короткого замыкания

2.2 Выбор коммутационной аппаратуры

2.3 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне 10 кВ

2.4 Выбор разъединителей

2.5 Выбор заземлителей

Раздел 3 Специальная часть

3.1 Монтаж силового трансформатора

3.2 Монтаж аппаратов защиты

3.3 Монтаж высоковольтного кабеля

Раздел 4 Экономическая часть

4.1 Расчёт материальных затрат на электроснабжение

Раздел 5 Технология энергосбережения

Раздел 6 Охрана труда и электробезопасность

6.1 Основные правила по ТБ при работе в цехе

6.2 Норма выдачи средств индивидуальной защиты

6.3 Повышение безопасности систем цехового электроснабжения

6.4 Порядок допуска персонала к самостоятельной работе

Заключение

Список использованных источников

6 Графическая часть

100 Подстанция Атяшевская. Электрическая принципиальная

200 Трансформатор силовой. Габаритный чертёж

300 Разъединитель. Габаритный чертёж

Руководитель проекта _____ В.С.Клемичев

Задание принял к исполнению _____ Асманов С.В.

Допустить к защите

« ____ » _____ 2022 г.

Реферат

Дипломный проект содержит 58 листов, 5 таблиц, 20 используемых источников.

Предмет исследования – подстанция 11- 35-10 кВ.

Цель исследования - техническое обслуживание и эксплуатация трансформаторной подстанции с анализом мероприятий по повышению надёжности и энергосбережению.

В первом разделе проекта рассмотрены характеристики оборудования подстанции, основные схемы электроснабжения, назначение релейной защиты.

Во втором разделе проекта выполнен расчет электрических нагрузок подстанции, расчет мощности и выбор компенсирующих устройств, выбор числа, мощности и типа трансформатора, расчет молниезащиты.

В третьем разделе проекта рассмотрен монтаж силового трансформатора, аппаратов защиты и высоковольтного кабеля.

В экономической части проекта выполнен расчет материальных затрат на электроснабжение.

Выполнен анализ по мероприятиям энергосбережения.

Обозначены основные правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

					ДП 13.02.03.51.1097.20 ПЗ			
Изм	Лит	№ докум	Подп.					
Разраб.		Леванин			Реконструкция подстанции 35/10 35-10 «Атяшевская» путем замены коммутационных аппаратов	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Храмов				Д	4	42
Буслова		Телеханов				СТЭиЭТ		
Рецензент								
Н.-контр.								
Утв.								

3.	Монтаж высоковольтного кабеля.....	43
3		
	Раздел 4 Экономическая часть.....	45
4.	Расчёт материальных затрат на электроснабжение	45
1		
	Раздел 5 Технология энергосбережения.....	52
	Раздел 6 Охрана труда и электробезопасность.....	54
6.	Основные правила по технике безопасности при работе в цехе.....	54
1		
6.	Норма выдачи средств индивидуальной защиты	55
2		
6.	Повышение безопасности систем цехового электроснабжения.....	56
3		
6.	Порядок допуска персонала к самостоятельной работе.....	58
4		
	Заключение.....	60
	Список использованных источников.....	61

Введение

В настоящее время в энергосистемах России на ОРУ 6—1150 кВ электростанций и подстанций в качестве источников информации о первичных токах и напряжениях используются аналоговые электромагнитные трансформаторы тока (ТТ) и электромагнитные или емкостные трансформаторы напряжения (ТН). Современные ТТ обеспечивают метрологию по классам точности 0,5; 0,5s (0,2s) для АИИС КУЭ, по классам точности 5Р, 10Р для РЗА. Современные ТН обеспечивают метрологию по классу точности 0,5 (0,2).

Электрическая энергия находит широкое применение во всех отраслях народного хозяйства и в быту. Этому способствуют такие её свойства как

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

уникальность и простота использования, возможность производства в больших количествах промышленным способом и передачи на большие расстояния.

На современном этапе развития необходимо учитывать ряд факторов:

а) переход на новые условия управления народным хозяйством, и рыночным отношениям и резкому усилению влияния региональных факторов на развитие и размещение генерирующих мощностей;

б) обострение проблем размещения объектов энергетики в связи с дефицитом природных ресурсов, повышением требований к безопасности населения и охраны окружающей среды;

в) обострением экологических проблем, в связи с чем вопрос охраны окружающей среды является одним из главных.

Целью данного дипломного проекта является разработка проекта реконструкции подстанции 35/10 кВ путем внедрения измерительных трансформаторов ноового поколения

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Раздел 1 Общая часть

1.1 Характеристика предприятия

Подстанция 35/10 кВ «Алашеевка» была введена в эксплуатацию в 1978 году. Находится в Республике Мордовия, Атяшевский район, село Алашеевка и подключена к энергосистеме путём сооружения воздушных линий 35 кВ. Относится к подразделению Комсомольского ПО и входит в состав филиала ПАО «МРСК Волги» - «Мордовэнерго». Предназначена для питания сёл, а также объектов сельскохозяйственного назначения.

На подстанции установлены: два трансформатора ТМН-2500/35-73У1, силовой трёхфазный двухобмоточный трансформатор с естественной циркуляцией масла и регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Питание потребителей производится от трансформатора 1, трансформатор 2 находится в резерве. Характеристика трансформаторов представлена в приложении А.

В цепи линий установлены аппараты, необходимые для их отключений при чрезмерных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отключения аппаратов линий от сборных шин или от сети при их ремонтах. На стороне 10 кВ установлены масляные выключатели ВМГ-10-630-20, предохранители ПКН-10, разрядники РВП-10, шкафы КРУ.

На стороне 35 кВ установлены масляные выключатели ВТ-35-630-10 с встроенным трансформатором тока ТВ-35, номинальный ток 630 А. Разъединители применяются для снятия напряжения с цепи при отключенной нагрузке. Для предупреждения аварий между силовыми выключателями и разъединителями данной цепи предусматривается механическая и электромагнитная блокировка, недопускающая отключение разъединителя при включенном выключателе. Характеристика оборудования представлена в приложении А.

За время эксплуатации вся коммутирующая аппаратура практически выработала свой ресурс, поэтому необходима реконструкция.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

В основе модернизации лежит сокращение участие человека в производственном процессе, уменьшением габаритов оборудования и снижение эксплуатационных затрат.

Потребителями подстанции являются несколько сел: Алашеевка, Атяшево, Тарасово, Сабанчеево, Дюрки и Селищи.

1.2 Коммутационная аппаратура для подстанции 35-10 кВ

Коммутационная аппаратура предназначена для проведения включений и отключений (коммутаций) в схеме распределительного устройства (РУ). В качестве основных элементов коммутационной аппаратуры можно выделить выключатели и разъединители. К этой же аппаратуре относятся выключатели нагрузки и плавкие предохранители.

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами для включения и отключения электрической цепи в любых её режимах: токовой нагрузки, перегрузки, короткого замыкания, холостого хода, несинхронной работы. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение тока короткого замыкания. При разрыве токовой цепи между контактами выключателя возникает электрическая дуга. Гашение дуги осуществляется в специальных дугогасительных устройствах.

По способу гашения дуги выключатели делятся на масляные, воздушные, вакуумные и элегазовые. В масляных выключателях дугогасительной средой является трансформаторное масло. В воздушных выключателях гашение дуги осуществляется сжатым воздухом. Высокая электрическая прочность вакуума и элегаза используется в дугогасительных устройствах вакуумных и элегазовых выключателей.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Масляные и воздушные выключатели имеют ряд недостатков, а именно: низкую надёжность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность, высокие эксплуатационные затраты. Вакуумные и элегазовые выключатели обладают более высокими техническими характеристиками. Поэтому в настоящее время при проектировании новых и реконструкции существующих объектов отдают предпочтение вакуумным и элегазовым выключателям.

Разъединителем называется электрический аппарат для выполнения оперативных переключений в схеме РУ и для создания видимого разрыва электрической цепи при выполнении обслуживания и ремонта оборудования РУ. Конструктивно разъединитель представляет собой систему подвижных и неподвижных контактов, установленных на изоляторах.

В распределительных устройствах напряжением 6-10 кВ, выполненных из шкафов КРУ с силовым выключателем на выкатной тележке, роль разъединителей выполняют втычные контакты, размыкаемые при выкатывании тележки из шкафа и замыкаемые при вкатывании тележки в шкаф.

Поскольку разъединители не снабжены дугогасящими устройствами, операции отключения и включения могут выполняться в цепи, отключённой выключателем. Разъединителем можно включать и отключать цепи, находящиеся под напряжением, но без тока или с небольшим током, когда нет опасности возникновения электрической дуги. В частности, разъединителем можно включать и отключать трансформаторы на холостом ходу.

Разъединители устанавливаются, как правило, по обе стороны от выключателя. Если необходимо отключить нагруженную токком цепь, то сначала отключают выключатель, а затем разъединители. Включение цепи производится в обратном порядке: сначала включают разъединители, а затем - выключатель.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Выключатели нагрузки широко применяются на подстанциях с высшим напряжением 6-10 кВ. Эти выключатели имеют дугогасительное устройство, с помощью которого можно отключать рабочие токи, но не токи короткого замыкания. При разомкнутых контактах этот выключатель, как и разъединитель, создаёт видимый разрыв.

Плавкие предохранители выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении током определённого значения. Отключение тока обеспечивается за счёт перегорания плавкой вставки предохранителя. Поэтому после срабатывания предохранителя его плавкая вставка заменяется. Предохранители часто применяются в сочетании с выключателями нагрузки. При этом рабочие токи отключаются выключателем нагрузки, а токи короткого замыкания – плавкими предохранителями.

Выключатели автоматические (автоматы) применяются в системах электроснабжения напряжением до 1 кВ и выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении током определённого значения.

Для выполнения защитных функций автоматы снабжаются тепловым и электромагнитным расцепителями. С помощью теплового расцепителя осуществляется отключение защищаемого оборудования при перегрузке, с помощью электромагнитного расцепителя – при коротких замыканиях.

Трансформаторные подстанции при эксплуатации необходимо подключать под напряжение или выводить из работы для профилактического обслуживания или в случае возникновения аварийных ситуаций и неисправностей.

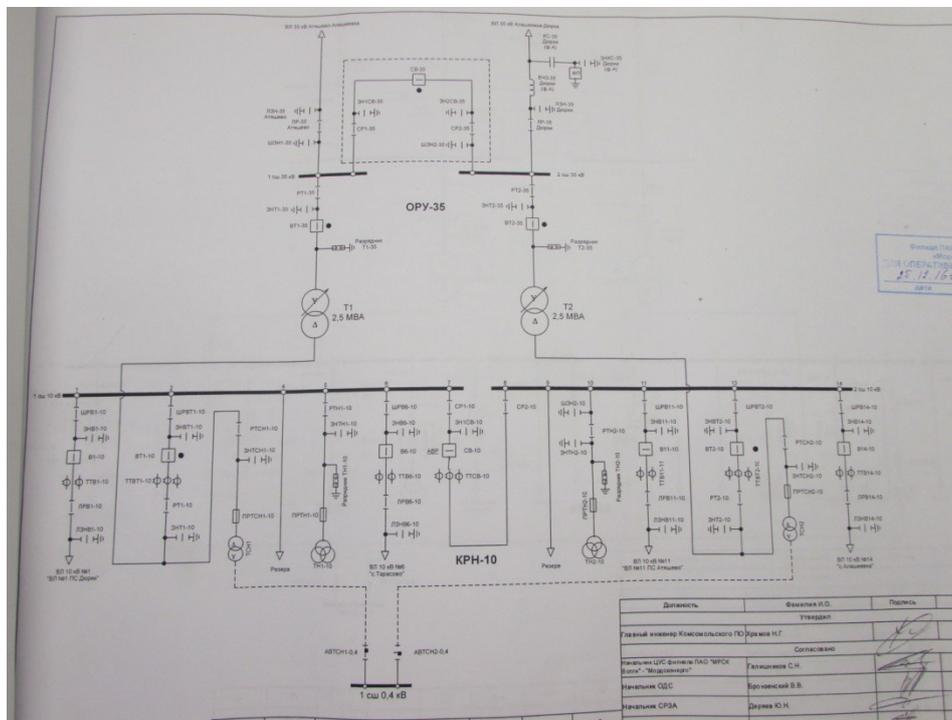
С этой целью используются коммутационные аппараты, которые создаются различными конструкциями и могут:

1. отключать аварийные токи максимально возможных величин;
2. коммутировать только рабочие нагрузки;

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

3. обеспечивать разрыв видимого участка электрической схемы за счет переключения только при снятом с оборудования напряжении.

1.2 Схема подстанции



1.3 Разъединитель типа РЛНД-1-10Б/400У1

Разъединители наружной установки серии РЛНД-1-10.П и РЛНД-1-10.IV на 10 кВ, 200 и 400 А на полимерных изоляторах (фирма «ЭЛВО»). Они предназначены для включения и отключения под напряжением обесточенных участков цепи высокого напряжения, а также заземления отключённых участков при помощи стационарных заземлителей. Разъединители выполнены на базе РЛНД-10Б/400УХЛ1, имеют высокий коэффициент унификации, одинаковые установочные размеры и меньшую массу.

Эти разъединители в сравнении с традиционными (на фарфоровых изоляторах) отличаются особой надёжностью при тяжёлых условиях

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист 5
Изм.	Лит	№ докум	Подп.	Дата		

эксплуатации в районах с большими загрязнениями: выбросами промышленных предприятий, химпроизводств, применением минеральных удобрений, эрозии засоленных почв, пыльными бурями, солевыми туманами и т.п., в приморских районах, в районах землетрясений (до 9 баллов), при повышенных вибрациях. Изоляция не подвержена хрупкому разрушению, противостоит ударам и атакам вандализма (ударам камнями, расстрелам из ружей) без потери эксплуатационных свойств. У разъединителей РЛНД-1-10/400 изоляция на землю имеет в 1,5 раза более высокую импульсную прочность по сравнению с нормируемой по ГОСТ-1516 для напряжения 10 кВ и они работоспособны в районах с загрязнением атмосферы до VI степени.

Изоляторы тонкостержневые, стеклопластиковые с трекингоэрозиостойким покрытием, с высокими механическими и влагоразрядными характеристиками в загрязнённом и увлажнённом состоянии.

Рама цоколя покрыта горячим цинком, контактные выводы – оловом, что обеспечивает высокую коррозионную стойкость и надёжность и не требует восстановления покрытия до 30 лет эксплуатации.

Контактная система изготовлена из медного проката. В трущихся узлах применены втулки из антифрикционных материалов, не требующие смазки в течение всего периода эксплуатации.

Рама разъединителя РЛНД представляет собой сварную конструкцию, состоящую из трех параллельно расположенных швеллеров, к торцам которых приварены два уголка. На одном конце каждого швеллера имеется корпус подшипника скольжения, в котором вращается вал с приваренным сверху рычагом, с установленным на нем поворотным изолятором. На другом конце каждого швеллера крепится болтами второй неподвижный изолятор.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Из каждого швеллера выштампована опора для крепления вала ножей заземления.

Рычаги поворотных изоляторов соединены между собой междуполюсной продольной тягой. Регулировка синхронности работы главных ножей осуществляется болтами крепления подвижных изоляторов. На раме разъединителя РЛНД имеется болт заземления и отверстия для крепления рамы на поддерживающей конструкции.

Изоляция разъединителя РЛНД состоит из шести изоляторов типа С4-80 (могут быть применены и изоляторы других типов) три из которых устанавливаются на рычагах, а остальные на швеллерах рамы. Токоведущая система установлена на верхних фланцах изоляторов разъединителя РЛНД.

Каждый контактный нож поворотных изоляторов представляет собой медную шину. Контакт неподвижных изоляторов состоит из двух параллельно расположенных медных контактных губок. Входные и выходные контакты выполнены из твердого алюминиевого сплава, в соответствии с ГОСТ 10434-82. Контактное нажатие главной токоведущей системы равно 6-8 кг обеспечено пружиной.

Заземляющий контур состоит из трех ножей заземления, гибкого контакта и ножа заземления к которому присоединяется внешняя ошиновка заземляющего контура. Ножи заземления выполнены из стальных пластин, параллельно расположенных, один конец приварен к валу, на другом наклепаны медные контактные пластины. Необходимое контактное напряжение равно 6-8 кг достигается болтовым соединением с цилиндрической пружиной.

Привод ПР-01 имеет штампованный корпус, в который смонтированы валы, один из которых служит для управления подвижными изоляторами, а второй заземляющими ножами. К валам приварены фигурные диски, образующие блокировочную систему, которая не позволяет включение главных ножей при включении заземляющих и наоборот. Привод ПР-01 можно запирать блок - замком в любых конечных положениях ножей. К дискам болтами

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

крепятся две пластины для подсоединения соединительных труб с разъединителем. Включение как главных, так и заземляющих ножей производится поворотом рукоятки привода по часовой стрелке, а отключение против часовой стрелки. Рама и вал заземления покрашены, остальные детали (ножей и контактов) с покрытием ЦСхр.

Структура условного обозначения разъединителя РЛНД-1-10Б/400 УХЛ1

- Р – разъединитель
- Л – линейный
- Н – наружной установки
- Д – две опорно-изоляционные колонки
- 1 – количество заземляющих ножей
- 10 – номинальное напряжение, кВ
- Б – исполнение изоляции по ГОСТ 9920-89
- 400 – номинальный ток, А

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

УХЛ1– климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 Технические данные разъединителя РЛНД-1-10Б/400

Наименование	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение	кВ	6-10
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12
Номинальный ток	А	400
Ток термической стойкости:		
для ножей заземления в течение 1 с	кА	10
для главных ножей в течение 3 с	кА	10
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости)	кА	25
Длина пути утечки внешней изоляции, не менее	см	30
Допустимая механическая нагрузка на выводы с учетом влияния ветра и гололеда, не менее	Н	200
Электрическое сопротивление главного контура	Ом	175×10^{-6}
Наибольшее усилие, прилагаемое к приводу при длине рукоятки оперирования вместе с удлинителем не более 10 м	Н	245
Масса, не более	кг	38
Габаритные размеры	мм	1200×470×38

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Раздел 2. Расчетная часть

2.1 Расчет токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение коротких замыканий в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбрать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

Места расположения точек КЗ выбирают таким образом, чтобы при КЗ проверяемое электрооборудование, проводники находились в наиболее неблагоприятных условиях. Например, для выбора коммутационной аппаратуры необходимо выбирать место КЗ непосредственно на их выходных зажимах, выбор сечения кабельной линии производят по току КЗ в начале линии. Места расположения точек КЗ при расчётах релейной защиты определяют по ее назначению – в начале или конце защищаемого участка.

Выделим что место короткого замыкания в зависимости от назначения выбирается из следующих основных соображений:

1. Ток КЗ должен проходить по ветвям, для которых выбирается (проверяется) аппаратура или рассчитываются параметры релейной защиты;
2. Для определения наибольшего значения тока КЗ при данном режиме место короткого замыкания выбирается у места установки защиты (в начале линии, до трансформатора и т.д., считая от источника питания). Для определения наименьшего значения тока КЗ место короткого замыкания

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

выбирается в конце защищаемого участка или в конце следующего (резервируемого) участка для проверки резервирующего действия защиты;

3. Для согласования чувствительности двух устройств релейной защиты место короткого замыкания выбирается в конце зоны действия того устройства, с которым ведётся согласование;

4. Для определения коэффициентов распределения место короткого замыкания выбирается в конце участка, следующего за узлом, в котором «происходит подпитка или распределение токов КЗ».

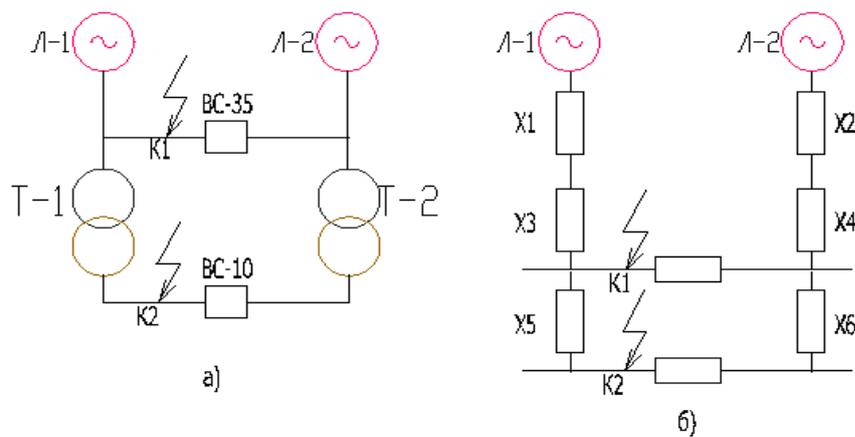


Рисунок 2.2 – а) Расчетная схема; б) Схема замещения.

Параметры оборудования и эквиваленты системы:

- система: сопротивление системы $X_1=X_2=15,59$ Ом, мощность системы S_C принимается равной ∞ .

- линии передач: провод марки АС–50 $X_0=0,392$ Ом/км, $r_0=0,60$ Ом/км, протяжённость линии $L_1=15,9$ км; провод марки АС–50 $X_0=0,392$ Ом/км, $r_0=0,60$ Ом/км, протяжённость линии $L_2= 14,2$ км.
- подстанция: трансформаторы Т-1 и Т-2 типа ТМН-2500/35-73У1, $U_K = 6,5 \%$

2.1.1 Расчет параметров схемы замещения

Сопротивление линии определяется по формуле:

$$X_T = \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \times L \quad (2.1)$$

где $X_{л}$ – сопротивление линии, Ом;

r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – протяженность линии, км.

$$X_3 = \sqrt{0,60^2 + 0,392^2} \times 14,4 = 10,85 \text{ Ом}$$

$$X_4 = \sqrt{0,60^2 + 0,392^2} \times 15,1 = 11,38 \text{ Ом}$$

Сопротивление двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле:

$$X_T = \frac{U_K \times U_H^2}{S_H \times 100}$$

(2.2)

где X_T – сопротивление двухобмоточного трансформатора, Ом;

U_K - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения, кВ;

S_H – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_5 = X_6 = X_T = \frac{6,5 \times 35^2}{2,5 \times 100} = 31,85 \text{ Ом}$$

2.1.2 Расчет тока короткого замыкания в точке К₁

Трёхфазный ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}} \quad (2.3)$$

где $I_{K_1}^{(3)}$ – трехфазный ток короткого замыкания, кА;

E_C – ЭДС системы, кВ;

X_{Σ} – эквивалентное сопротивление, Ом.

ЭДС системы рассчитывается по формуле:

$$E_C = \frac{1,13 \times U_{BH}}{\sqrt{3}}$$

(2.4)

$$E_C = \frac{1,13 \times 35}{\sqrt{3}} = 22,83 \text{ кВ}$$

Для определения эквивалентного сопротивления необходимо последовательно сложить сопротивления X_1 и X_3 ; X_2 и X_4 , а затем параллельно.

$$X_7 = X_1 + X_3 = 15,59 + 10,85 = 26,44 \text{ Ом}$$

$$X_8 = X_2 + X_4 = 15,59 + 11,38 = 26,97 \text{ Ом}$$

Полученные результаты E_C и X_{Σ} подставляются в формулу (2.3):

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{22,83}{26,44} = 0,86 \text{ кА}$$

Определение ударного тока короткого замыкания в точке K_1 производится по формуле:

$$i_{y_{K_1}}^{(3)} = \sqrt{2} \times I_{K_1}^{(3)} \times K_y \quad (2.5)$$

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

$$i_{y_{K_1}}^{(3)} = \sqrt{2} \times 0,86 \times 1,61 = 1,95 \text{ кА}$$

2.1.3 Определение тока короткого замыкания при включенном секционном выключателе 35 кВ

Полученные результаты складываются параллельно:

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

$$X_9 = \frac{26,44 \times 26,97}{26,44 + 26,97} = 13,35 \text{ Ом}$$

Ток короткого замыкания в максимальном режиме определяется по формуле (2.3):

$$I_{K1max}^{(3)} = \frac{22,83}{13,35} = 1,71 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₁ в максимальном режиме определяется по формуле (2.4):

$$i_{yK1max}^{(3)} = \sqrt{2} \times 1,71 \times 1,61 = 3,88 \text{ кА}$$

В результате преобразования схема приобретает вид (рисунок 2.3):

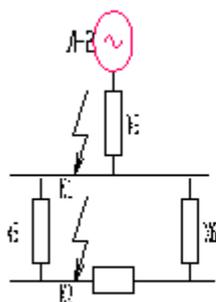


Рисунок 2.3 – Схема замещения.

2.1.4 Расчет тока короткого замыкания в точке К₂

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₂ необходимо последовательно сложить сопротивления X_7 и X_5 :

$$X_{10} = X_7 + X_5 = 26,44 + 31,85 = 58,29 \text{ Ом}$$

Полученные результаты E_C и X_{10} подставляются в формулу (2.3):

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{22,83}{58,29} = 0,39 \text{ кА}$$

Истинное значение тока короткого замыкания в точке K_2 определяется приведением его к напряжению 10 кВ по формуле:

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}} \times \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad (2.6)$$

$$I_{K_2}^{(3)} = 0,39 \times \frac{35}{11} = 1,24 \text{ кА}$$

Определение ударного тока короткого замыкания в точке K_2 производится по формуле (2.5), ударный коэффициент K_y принимается равным 1,8 для системы связанной со сборными шинами 10 кВ через трансформатор единичной мощности:

$$i_{V_{K_2}}^{(3)} = \sqrt{2} \times 1,24 \times 1,8 = 3,15 \text{ кА}$$

2.1.5 Определение тока короткого замыкания в точке K_2 при включенном секционном выключателе 10 кВ

Полученные значения X_8 и X_6 складываются последовательно:

$$X_{11} = X_8 + X_6 = 26,97 + 31,85 = 58,82 \text{ Ом}$$

Параллельно складываются X_{10} и X_{11} :

$$X_{12} = \frac{X_{10} \times X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{58,29 \times 58,82}{58,29 + 58,82} = 29,28 \text{ Ом}$$

Ток короткого замыкания в максимальном режиме для точки K_2 определяется по формуле (2.3):

$$I_{K_2 \text{ max}}^{(3)} = \frac{22,83}{29,28} = 0,77 \text{ кА}$$

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Место короткого замыкания	Трёхфазное минимальное короткое замыкание		Трёхфазное максимальное короткое замыкание	
	$I''^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА	$I''^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА
Точка K_1	0,86	1,95	1,71	3,88
Точка K_2	1,24	3,15	2,45	6,22

Истинное значение тока короткого замыкания определяется приведением его к напряжению 10 кВ по формуле (2.6):

$$I''_{K_2max}^{(3)} = 0,77 \times \frac{35}{11} = 2,45 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в максимальном режиме для точки K_2 определяется по формуле (2.8):

$$i_{y_{K_2max}}^{(3)} = \sqrt{2} \times 2,45 \times 1,8 = 6,22 \text{ кА}$$

Этапы преобразования схемы замещения приведены на рисунке 2.4.

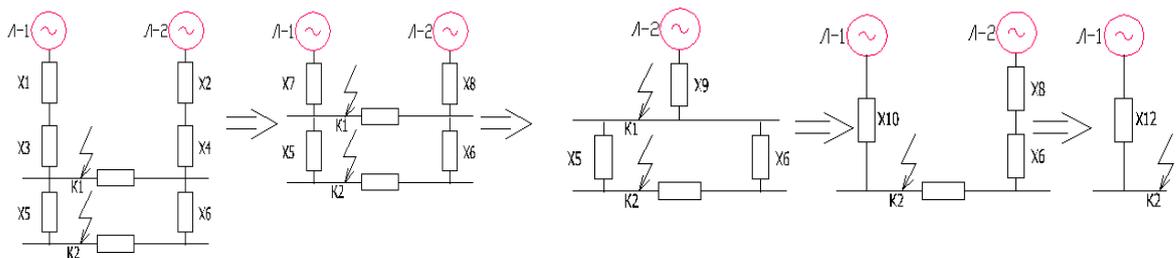


Рисунок 2.4 – Этапы преобразования схемы замещения

Полученные результаты токов трехфазного короткого замыкания в точках K_1 , K_2 приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетные токи трехфазного короткого замыкания.

2.2 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне 35 кВ

2.2.1 Выбор выключателей

Выключатель – электрический аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах. Выключатели являются одним из наиболее ответственных аппаратов в электрических установках. Они должны обеспечивать четкую работу в любых режимах, так как отказ выключателя может привести к развитию аварии. Выключатель должен за минимальное время отключить цепь при коротком замыкании, он должен обладать достаточной отключающей способностью, т.е. надежно разрывать ток КЗ. Выключатель должен допускать возможно большее число отключений без ревизий и ремонтов.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки – $U_{уст} \leq U_n$;
- по длительному току – $I_{раб.мах} \leq I_n$;
- проверка на электродинамическую прочность $I'' \leq I_{дин}$; $i_u \leq i_{дин}$;
- на термическую стойкость – $B_K = I_T^2 \cdot t_T$;

$$B_K = I_T^2 \times t_T \quad (2.7)$$

где B_K - тепловой импульс, $кА^2 \times с$;

I_T - ток термической стойкости аппарата, кА;

t_T - время термической стойкости, с.

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_K = I''^2 \times (t_{отк} + T_A) \quad (2.8)$$

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

где, $t_{отк}$ - время отключения короткого замыкания, с.

T_A - постоянная времени цепи короткого замыкания, с.

Время отключения короткого замыкания определяется по формуле:

$$t_{отк} = t_3 + t_B \quad (2.9)$$

где, t_3 – время действия релейной защиты, с, принимается равным 0,3;

t_B – полное время отключения выключателя, с.

2.2.1.1 Выбор выключателя в цепи трансформатора на стороне напряжения 35 кВ

Определение максимального тока в цепи трансформатора производится по формуле:

$$I_{Tmax} = K_T \times \frac{S_T}{\sqrt{3} \times U_H} \quad (2.10)$$

где, I_{Tmax} – максимального тока в цепи трансформатора, А;

S_T – мощность трансформатора, кВА;

U_H – номинальное напряжение, кВ;

K_T – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{Tmax} = 1,4 \times \frac{2500}{\sqrt{3} \times 35} = 57,8 \text{ A}$$

По каталогу выбирается выключатель типа ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1.

Технические характеристики выключателя:

- номинальное напряжение: $U_H = 35 \text{ кВ}$;
- номинальный ток: $I_n = 630$;
- ток электродинамической устойчивости: $I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$, $i_{дин} = 35 \text{ кА}$;
- термическая стойкость $468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- полное время отключения $0,065 \text{ с}$.

Определение времени отключения короткого замыкания производится по формуле (2.9):

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

$$t_{отк} = 0,3 + 0,065 = 0,365 \text{ с}$$

Тепловой импульс определяется по формуле (2.8):

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

$$B_K = 1,71^2 \times (0,365 + 0,02) = 1,13 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

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: ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{РАБ. max} \leq I_H$	$I_{РАБ. max} = 57,8 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 1,71 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 3,88 \text{ кА}$	$i_{дин} = 35 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \times t_T$	$B_K = 1,13 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_K = 468,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

2.2.1.2 Выбор секционного выключателя в цепи линий на стороне напряжения 35 кВ

По каталогу выбирается секционный выключатель такого же типа, как и в подпункте 2.2.1.1

Определение теплового импульса:

Значение тока короткого замыкания берется из таблицы 2.4.

$$B_K = 1,71^2 \times (0,365 + 0,02) = 1,13 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

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: ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1

$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{РАБ. max} \leq I_H$	$I_{РАБ. max} = 57,8 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 1,71 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 3,88 \text{ кА}$	$i_{дин} = 35 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \times t_T$	$B_K = 1,13 \text{ кА}^2 \times c$	$B_K = 468,75 \text{ кА}^2 \times c$

2.2.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители могут быть внутренней и наружной установок. Заземляющие ножи могут быть расположены со стороны шарнирного или разъемного контакта или с обеих сторон. Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не разрешающую включать их при включенных главных ножах.

Включение и отключение разъединителей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим произвести эти операции дистанционно.

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки – $U_{уст} \leq U_H$;
- по длительному току – $I_{раб. max} \leq I_H$;
- проверка на электродинамическую прочность $I'' \leq I_{дин}$; $i_y \leq i_{дин}$;
- на термическую стойкость – $B_K \leq B_T$;

$$B_T = I_T^2 \times t_T \quad (2.7)$$

где B_T - тепловой импульс, $\text{кА}^2 \times c$;

I_T - ток термической стойкости аппарата, кА;

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

t_T - время термической стойкости, с.

Расчетный тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_K = I^2 \times (t_{OTK} + T_A) \quad (2.8)$$

где, t_{OTK} - время отключения короткого замыкания, с

T_A - постоянная времени цепи короткого замыкания, с.

Время отключения короткого замыкания определяется по формуле:

$$t_{OTK} = t_3 + t_B \quad (2.9)$$

где, t_3 – время действия релейной защиты, с принимается равным 0,3;

t_B – полное время отключения разъединителя, с.

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

Определение максимального тока в цепи трансформатора производится по формуле:

$$I_{Tmax} = K_T \times \frac{S_T}{\sqrt{3} \times U_H} \quad (2.10)$$

где, I_{Tmax} – максимального тока в цепи трансформатора, А;

S_T – мощность трансформатора, кВА;

U_H – номинальное напряжение, кВ;

K_T – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{Tmax} = 1,4 \times \frac{2500}{\sqrt{3} \times 35} = 57,8 \text{ A}$$

Используя данные, рассчитанные в пункте 2.2.1.2 пояснительной записки и выполненный расчет, по каталогу выбирается разъединитель типа РНДЗ.1-35/1000 У1 с приводом типа ПР-У1.

Проверку разъединителя сводим в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Проверка и выбор разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель типа: РНДЗ.1-35/1000 У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$

$I_{РАБ. max} \leq I_H$	$I_{РАБ. max} = 57,8 A$	$I_H = 1000 A$
$i_y \leq i_{ДИН}$	$i_y = 3,88 кА$	$i_{ДИН} = 63 кА$
$B_K \leq B_T$	$B_K = 1,13 к A^2 \times c$	$B_T = 2500 к A^2 \times c$

Определение теплового импульса производится по формуле (2.7)

$$B_T = 25^2 \times 4 = 2500 к A^2 \times c$$

Выбранный тип разъединителя прошел проверку, то есть он подходит к установке.

Маркировка РНДЗ.1-35/1000 У1

Р – разъединитель;

Н – наружной установки;

Д – двухколонковый;

З – с заземляющими ножами (без заземляющих ножей индекс отсутствует);

1 – количество и расположение заземляющих ножей (1а – с одним ножом со стороны главного ножа с ламелями, 1б – без ламелей, 1 – с любой стороны, 2 – с двумя ножами);

35 – номинальное напряжение, кВ;

Б – усиленное исполнение изоляции – категория Б по ГОСТ 9920 (при нормальном исполнении индекс отсутствует);

1000 – номинальный ток, А;

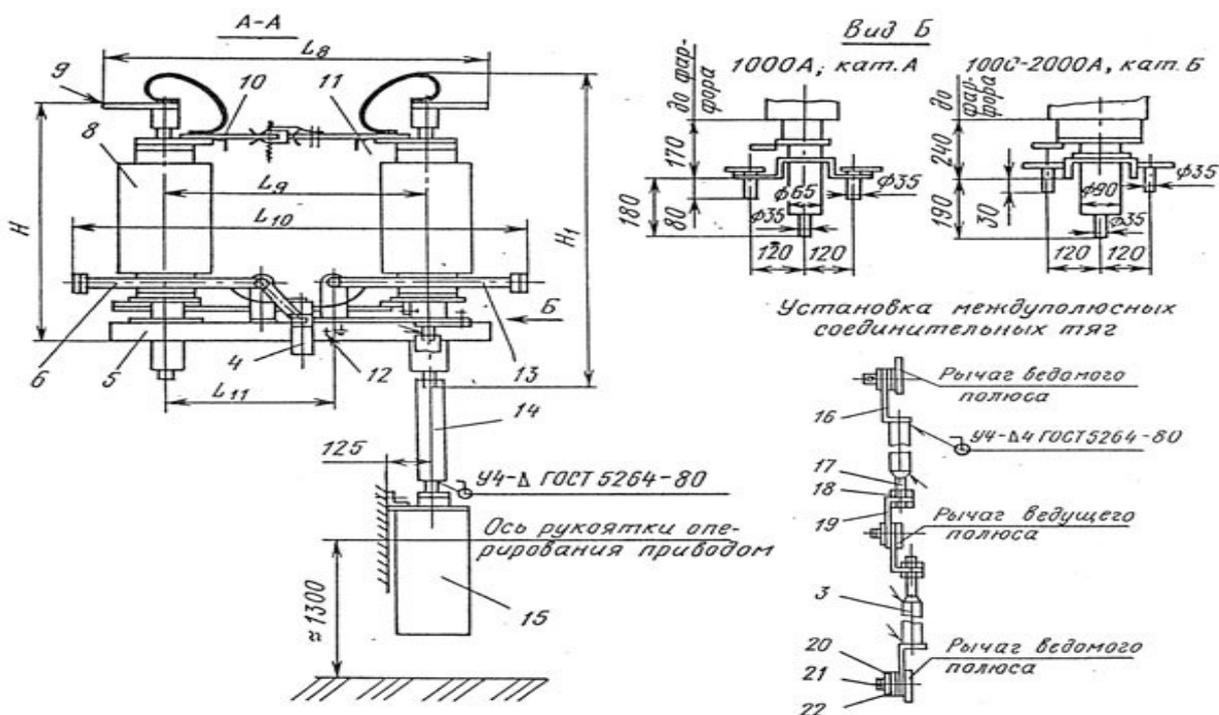
У1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70.

Составляющими частями разъединителя РНДЗ-35 являются:

1. Полус ведомый;
2. Полус ведущий;
3. Труба 25 х3,2;
4. Контактный вывод заземляющего контура;
5. Цоколь;
6. Ножи заземления;

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

7. Труба 45x6;
8. Изолятор;
9. Контактный вывод главного токоведущего контура;
10. Контактный нож с ламелями;
11. Контактный нож без ламелей;
12. Болт заземления;
13. Ножи заземления;
14. Ножи заземления труба 32x3,2;
15. Привод;
16. Накладки;
17. Вставка;
18. Гайка М16;
19. Накладки
20. Шайба 20x1;
21. Шплинт 5x28;
22. Шайба 20x4.



2.2.2.2 Выбор разъединителей в цепи трансформатора на стороне 35 кВ

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

По каталогу выбирается разъединитель такого же типа, как и в подпункте 2.2.2.1

Определение теплового импульса:

$$B_T = 25^2 \times 4 = 2500 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

Расчетные данные и характеристики разъединителя сводятся в таблицу 2.8:

Таблица 2.8 – Выбор разъединителя на стороне 35 кВ.

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель типа: РНДЗ.1-35/1000 У1
$U_{вст} \leq U_H$	$U_{вст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{РАБ. max} \leq I_H$	$I_{РАБ. max} = 57,8 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_v \leq i_{дин}$	$i_v = 3,88 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_K \leq B_T$	$B_K = 1,13 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_T = 2500 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

2.3 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне 10 кВ

2.3.1 Выбор выключателей мощности

2.3.1.1 Выбор выключателей в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

Определение максимального тока в цепи трансформатора производится по формуле (2.10).

$$I_{Tmax} = 1,4 \times \frac{2500}{\sqrt{3} \times 10} = 202,38 \text{ А}$$

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

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5



Рисунок 3.1 Внешний вид выключателя ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ4.

Технические характеристики выключателя:

- номинальное напряжение: $U_n = 10 \text{ кВ}$;
- номинальный ток: $I_n = 1000 \text{ А}$;
- ток электродинамической устойчивости: $I_{дин} = 20 \text{ кА}$, $i_{дин} = 52 \text{ кА}$;
- термическая стойкость $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- полное время отключения $0,05 \text{ с}$.

Определение времени отключения короткого замыкания производится по формуле (2.9):

$$t_{отк} = 0,3 + 0,05 = 0,35 \text{ с}$$

Определение теплового импульса производится по формуле (2.8), значение тока короткого замыкания (I'') в максимальном режиме берется из таблицы 2.4, а значение T_A принимается $0,045$.

$$B_K = 2,45^2 \times (0,35 + 0,045) = 2,37 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

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
----------------	------------------	---

$U_{yCT} \leq U_H$	$U_{yCT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{PAB.max} \leq I_H$	$I_{PAB.max} = 202,38 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,45 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 6,22 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \times t_T$	$B_K = 2,37 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

2.3.1.2 Выбор выключателей в цепи линий 10 кВ

Определение максимального тока в цепи линии производится по формуле:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \times U_H \times \cos\varphi} \quad (2.13)$$

где I_{max} – максимальный ток в цепи линии, А;

P_{max} – мощность одной линии 10 кВ, МВА, равна 2,5 МВА;

$$I_{max} = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,8} = 180,64 \text{ А}$$

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

Технические характеристики выключателя:

- номинальное напряжение: $U_H = 10 \text{ кВ}$;
- номинальный ток: $I_H = 1000 \text{ А}$;
- ток электродинамической устойчивости: $I_{дин} = 20 \text{ кА}$, $i_{дин} = 52 \text{ кА}$;
- термическая стойкость $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- 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 T_A принимается 0,045.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

$$B_K = 2,45^2 \times (0,35 + 0,045) = 2,37 \text{ кА}^2 \times c$$

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-10-20/1000 УХЛ4
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{РАБ. max} \leq I_H$	$I_{РАБ. max} = 180,64 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,45 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 6,22 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \times t_T$	$B_K = 2,37 \text{ кА}^2 \times c$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \times c$

Для однотипности везде поставлю выключатели ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ4.

2.4 Выбор разъединителей 10 кВ

Разъединитель – высоковольтный коммутационный аппарат, предназначенный для разъединения и переключения отдельных участков электрических цепей при отсутствии в них тока; создаёт видимый разрыв электрической цепи. Разъединители применяются в высоковольтных распределительных устройствах, главным образом для обеспечения безопасности профилактических и ремонтных работ на отключенных участках. В отдельных случаях с помощью разъединителей отключают небольшие токи (например, токи намагничивания трансформаторов небольшой мощности или токи ненагруженных линий небольшой длины).

Разъединители применяют также для секционирования шин и переключения электрических линий с одной системы шин распределительного устройства на другую.

Разъединитель состоит из подвижных и неподвижных контактов, укрепленных на изоляторах. Для приведения в действие подвижного

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

контакта используется изолятор, с помощью которого он сочленяется с приводом.

Разъединители различают:

- по роду установки (внутренние, наружные);
- по числу полюсов (однополюсные, трёхполюсные и др.);
- по способу управления (ручные, дистанционные).

Для предотвращения ошибочных операций применяют механические, электрические или комбинированные блокировочные устройства, предотвращающие отключение или включение разъединителя, когда соответствующий высоковольтный выключатель находится в положении «включено». Разъединители должны обладать способностью длительно пропускать номинальный ток нагрузки, а также высокой термической и динамической устойчивостью (стойкостью) при сквозных токах короткого замыкания.

Разъединители РВЗ предназначены для коммутации под напряжением участков электрической цепи при отсутствии нагрузочного тока и для изменения схемы соединения, для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке, для включения и отключения зарядных токов воздушных и кабельных линий, холостого тока трансформаторов и токов небольших нагрузок.

Конструкция



Рисунок 7.9.2 – Разъединитель серии РВЗ

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Разъединитель серии РВЗ выполнен в виде трехполюсного (на одной раме) аппарата горизонтально-поворотного типа, каждый полюс которого имеет один поворотный и один неподвижный изоляторы, на которых расположена контактная система. Разъединитель имеет один или два стационарных заземлителя. Размыкаемые соединения главного и заземляющего контуров осуществляются через ламельные контакты, контактное нажатие в которых создается пружинами. Основные части разъединителя, выполненные из черных металлов, имеют стойкое антикоррозийное покрытие – горячий или гальванический цинк.

Условия эксплуатации

- высота над уровнем моря - до 1000 м;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до +40°С;
- верхнее значение относительной влажности воздуха - 100% при температуре +25°С (с конденсацией влаги).

Привод

Разъединитель РВЗ управляются приводом ПР-ЗУЗ. Привод имеет механическую блокировку между главными ножами и заземлителями.

Расчет

Определение максимального тока в цепи трансформатора производится по формуле:

$$I_{Tmax} = K_T \times \frac{S_T}{\sqrt{3} \times U_H} \quad (2.10)$$

где, I_{Tmax} – максимального тока в цепи трансформатора, А;

S_T – мощность трансформатора, кВА;

U_H – номинальное напряжение, кВ;

K_T – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{Tmax} = 1,4 \times \frac{2500}{\sqrt{3} \times 10} = 202,3 \text{ А}$$

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Используя данные, рассчитанные в пункте 2.2.1.2 пояснительной записки и выполненный расчет, по каталогу выбирается разъединитель типа РВЗ-10/400 с ручным приводом ПР-ЗУЗ

Проверку разъединителя сводим в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Проверка и выбор разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель типа: РВЗ-10/400
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{РАБ.max} \leq I_H$	$I_{РАБ.max} = 202,3 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 6,22 \text{ кА}$	$i_{дин} = 41 \text{ кА}$
$B_K \leq B_T$	$B_K = 2,37 \text{ кА}^2 \times c$	$B_T = 1024 \text{ кА}^2 \times c$

Определение теплового импульса производится по формуле (2.7)

$$B_T = 16^2 \times 4 = 1024 \text{ кА}^2 \times c$$

Выбранный тип разъединителя прошел проверку, то есть он подходит к установке.

2.5 Выбор заземлителей.

Заземлитель ЗРФ предназначен для работы в составе шкафов КРУ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 6 или 10 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью.

Заземлитель оснащен пружинным приводом, что обеспечивает перемещение заземляющих ножей со скоростью, не зависящей от скорости выполнения переключений оператором.

Для визуального контроля заземлитель снабжен указателем положения, а в системе привода заземлителя предусмотрена установка блока контактов для использования соответствующих сигналов во вторичных цепях сигнализации и управления.

Система привода заземлителя выпускается в двух исполнениях:

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

- с ручным оперированием (заземлитель переключается рукояткой оперирования);
- моторизованный (заземлитель переключается мотор-редуктором или рукояткой оперирования).

В системе привода предусмотрены необходимые блокировки для использования заземлителя в КРУ.

Выбор заземлителя производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки – $U_{уст} \leq U_n$;
- проверка на электродинамическую прочность $I'' \leq I_{дин}$; $i_y \leq i_{дин}$;
- на термическую стойкость – $B_K = I_T^2 \cdot t_T$;

$$B_K = I_T^2 \times t_T \quad (2.7)$$

где B_K - тепловой импульс, $кА^2 \times с$;

I_T - ток термической стойкости аппарата, $кА$;

t_T - время термической стойкости, $с$.

Выбираем заземлитель на номинальное напряжение 10кВ марки ЗРФ с техническими характеристиками:

- номинальное напряжение: $U_n = 10 кВ$;
- наибольшее рабочее напряжение: $U_{max} = 12 кВ$;
- ток электродинамической устойчивости: $i_{дин} = 81 кА$;
- ток термической стойкости: $I_T = 31,5 кВ$;
- длительность протекания тока термической стойкости: $t_T = 1 с$.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

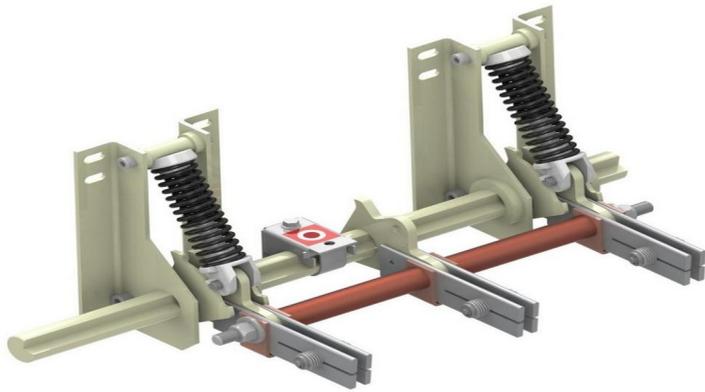


Рисунок 3.1 Внешний вид заземлителя ЗРФ

Определение расчетного теплового импульса:

$$B_K = 2,45^2 \times (0,35 + 0,045) = 2,37 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

$$B_T = 31,5^2 \times 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

Расчетные данные и характеристики заземлителя сводятся в таблицу 2.9:

Таблица 2.9 – Выбор заземлителя на стороне 10 кВ.

Условия выбора	Расчетные данные	Заземлитель ЗРФ
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$i_v \leq i_{дин}$	$i_v = 6,22 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_K \leq B_T$	$B_K = 2,37 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_T = 992,3 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

3. Специальная часть

3.1 Монтаж аппаратов защиты

Из аппаратов защиты и управления в народном хозяйстве самое широкое применение нашли магнитные пускатели, автоматические выключатели, промежуточные и тепловые реле, пакетные выключатели и переключатели, рубильники. Объем работ, выполняемых при их ТО.

Очистка. Снимают кожух или крышку аппарата и удаляют пыль сжатым воздухом. Грязь с наружных и доступных внутренних частей удаляют волосяной щеткой или неворсистым обтирочным материалом. Копоть и масляные пятна удаляют обтирочным материалом, смоченным уайт-спиритом или бензином.

Проверка крепления. Пошатыванием рукой проверяют крепление аппарата к основанию или панели. Ослабленные гайки и винты подтягивают.

Проверка заземления. У металлических корпусов и кожухов аппаратов места заземления осматривают и проверяют затяжку винтов или гаек. Ослабленные контакты разбирают, зачищают до металлического блеска, смазывают техническим вазелином, собирают и затягивают.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Проверка состояния контактных соединений. Отверткой или ключами проверяют затяжку винтов, гаек или болтов крепления контактных соединений в аппаратах. Контакты, имеющие цвета побежалости, окисление или потемнение, разбирают, зачищают до металлического блеска шлифовальной шкуркой или надфилем, собирают и затягивают. Осматривают контактные поверхности ножей и губок рубильников. Несколькими включениями и выключениями ножей удаляют следы окислов с контактных поверхностей. Места подгорания, наплывы и брызги металла зачищают напильником с мелкой насечкой. Проверяют входение ножей в губки. Ножи должны входить одновременно, без перекосов, на полную ширину хода. Перекос ножей устраняют затягиванием болтов крепления. Щупом 0,05 мм проверяют степень соприкосновения ножей с губками. Щуп должен входить не более чем на 1/3 контактной поверхности.

Перечень операций, выполняемых при техническом обслуживании низковольтных аппаратов:

- очистка
- проверка крепления
- проверка заземления
- проверка состояния контактных соединений проверка состояния проводов
- проверка состояния уплотнений
- проверка механической системы
- проверка состояния дугогасительных камер
- проверка состояния контактов
- проверка состояния катушек
- проверка состояния магнитной системы
- измерение сопротивления изоляции
- проверка состояния нагревательного элемента
- проверка состояния изоляционных деталей
- проверка работы

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Неплотное прилегание устраняют подгибанием губок или заменой контактной пружины. При наличии у рубильников мгновенных ножей проверяют состояние их пружин. Поврежденные пружины заменяют.

Проверка состояния проводов. Осматривают изоляцию проводов силовых цепей и вторичной коммутации аппаратов. Участки проводов, имеющие повреждения, изолируют изоляционной лентой. При повреждении медной токопроводящей жилы провода заменяют новыми или спаивают припоем ПОС-30 или ПОС-40, при повреждении алюминиевой жилы провода заменяют новыми.

Проверка состояния уплотнений. Осматривают детали уплотнения аппаратов. Поврежденные детали уплотнения заменяют.

Проверка механической системы. Включая магнитный пускатель или промежуточное реле вручную, убеждаются в свободном ходе подвижной системы, наличии контакта между подвижными и неподвижными контактами, отсутствии перекосов контактной системы, исправности контактных пружин. Пружины, потерявшие упругие свойства или имеющие повреждения, заменяют.

Несколько раз включают и отключают автоматический выключатель вручную. Скорость включения и выключения выключателя не должна зависеть от скорости движения рукоятки-или кнопок (АП-50). Шарнирные механизмы смазывают маслом для приборов. При наличии дистанционного привода снимают крышку, осматривают механизм, убеждаются в надежности заземления и смазывают шарнир привода маслом для приборов.

Проверка состояния дугогасительных камер. Осматривают дугогасительные камеры магнитных пускателей и автоматических выключателей. Копоть удаляют обтирочным материалом, смоченным в уайт-спирите или бензине. Брызги металла на деионных решетках удаляют надфилем.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Проверка состояния контактов. Осматривают главные и блокировочные контакты. Удаляют нагар обтирочным материалом, смоченным в уайт-спирите или бензине. Измеряют толщину металлокерамического слоя контактов. При толщине металлокерамического слоя менее 0,5 мм контакты заменяют.

Проверка состояния катушек. Осматривают катушку магнитного пускателя или промежуточного реле и убеждаются в отсутствии повреждений внешнего покрытия обмотки, а также подтеканий покровного лака в результате перегрева. Проверяют плотность посадки катушки на сердечник.

Проверка состояния магнитной системы. Осмотром проверяют состояние магнитной системы и короткозамкнутого витка. Контактные поверхности магнитопровода очищают обтирочным материалом, смоченным в уайт-спирите или бензине. Коррозию на других поверхностях магнитопровода удаляют шлифовальной шкуркой и покрывают лаком воздушной сушки.

Измерение сопротивления изоляции. При отключенном положении магнитного пускателя или автоматического выключателя мегомметром на 500 В измеряют сопротивление изоляции между подвижными и неподвижными контактами каждой фазы, а затем при включенном аппарате — между фазами. Сопротивление изоляции должно быть не менее 10 МОм при температуре 293 К (20 °С).

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Проверка состояния нагревательного элемента. Осматривают нагревательный элемент. Элемент подлежит замене, если наблюдается его коробление, выгорание металла или замыкание витков. Биметаллическая пластина подлежит замене при деформации и обгорании. После замены нагревательного элемента или биметаллической пластины реле подключают к прибору или схеме, позволяющим плавно регулировать значение испытательного тока. Для ускорения настройки реле часто используют форсированный метод, при котором настраиваемое реле последовательно соединяют с эталонным и подключают к схеме. Через эти реле пропускают ток, равный $(2,5—3) / \text{ном}$ и определяют время срабатывания настраиваемого и эталонного реле. В зависимости от того, раньше или позже эталонного реле срабатывает настраиваемое, в соответствующую сторону передвигают регулировочный рычаг настраиваемого реле. Операции повторяют через 10—15 мин. Реле считается настроенным, если время срабатывания обоих реле отличается не более чем на 10 %.

Проверка состояния изоляционных деталей. Осматривают изоляционные детали магнитного пускателя, автоматического выключателя, реле, пакетного выключателя и переключателя, рубильника. Убеждаются в отсутствии сколов и трещин. У рубильника следы подгорания или перекрытия дугой на изоляционной панели зачищают шлифовальной шкуркой и покрывают слоем бакелитового лака или клея БФ-2. У рубильников, токопроводящие части которых закреплены на изоляторах, проверяют состояние изоляторов. Изоляторы, имеющие трещины и сколы, заменяют. Загрязненные изоляторы очищают обтирочным материалом, смоченным 5 %-ным раствором кальцинированной соды в воде и протирают насухо. У пакетного выключателя или переключателя убеждаются в целости и отсутствии выгорания пластмассовых колец пакетов, а также в целости рукоятки.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Проверка работы. Подают на магнитный пускатель напряжение. Несколько раз включая и выключая пускатель, убеждаются в четкости его работы. Во включенном состоянии допускается небольшое гудение магнитной системы пускателя.

Устанавливают крышку автоматического выключателя. При этом следят, чтобы не было задевания рукоятки или кнопок управления за крышку. Несколько раз включают и выключают выключатель при снятом напряжении и убеждаются в четкости работы его механизма. Подают напряжение, несколько раз включают и выключают промежуточное реле и убеждаются в четкости его работы.

Включая и выключая 2—3 раза, убеждаются в четкой работе пакетного выключателя или переключателя. При переключении рукоятки должны четко фиксироваться в каждом положении.

3.3 Монтаж высоковольтного кабеля

Кабель является одним из главных элементов электроснабжения для предприятий. Методы прокладки кабеля выбираются исходя из стоимости и скорости работ, а также технического проекта – по воздуху, в блоках, трубах, в траншее, с использованием опор или лотков.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Прокладку кабеля можно начинать только после окончания всех строительных работ и приемки трассы, при наличии проекта производства работ, согласованного с предприятием-изготовителем кабеля и эксплуатирующей организацией. Именно на стадии проектирования кабельной линии с учетом допустимых токовых нагрузок, а также всех факторов, влияющих на экономичность и эксплуатационную надежность кабельной системы, определяются способ прокладки, трасса кабельной линии, глубина заложения кабелей, расстояния между отдельными линиями и способ механической защиты. Прокладка кабеля должна выполняться с учетом инструкции изготовителя продукции и требований нормативных документов. Естественно, прокладка кабеля должна выполняться только специализированной монтажной организацией, имеющей соответствующее оборудование, приспособления, инструменты, материалы и квалифицированных специалистов, прошедших обучение.

Кабель желательно прокладывать при положительной температуре окружающей среды. При прокладке в условиях отрицательных температур (от -50°C до -150°C) кабель необходимо предварительно прогревать. Тяжение кабеля осуществляется за токопроводящую жилу или при помощи проволочного кабельного чулка.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Если говорить непосредственно о самом процессе монтажа, то барабаны с кабелем, механизмы и приспособления для прокладки устанавливаются на трассе в соответствии с проектом производства работ. Тяговая лебедка должна быть оборудована динамометром, позволяющим контролировать усилие тяжения кабеля с записью и последующей распечаткой, и устройством, автоматически отключающим лебедку, если усилие тяжения превысит заданную величину. На сложных трассах при усилиях тяжения, превышающих допустимые, необходимо применять дополнительные синхронизированные тяговые устройства. Оборудование должно позволять плавно регулировать скорость тяжения вплоть до остановки и измерять метраж проложенного кабеля. Скорость тяжения выбирается руководителем процесса прокладки в зависимости от сложности трассы, погодных условий, усилий тяжения, чтобы избежать повреждений кабеля и нарушения требований техники безопасности.

Перед окончанием прокладки решение о запасе кабеля принимает инженер с учетом укладки кабеля по трассе и необходимого запаса для монтажа муфт. После прокладки трех фаз кабеля в траншее, нужно произвести крепление кабелей по проекту, присыпку песчано-гравийной смесью и провести электрические испытания оболочек кабелей. Затем в траншее укладываются железобетонные плиты, предусмотренные проектом, и траншея засыпается грунтом. После прокладки кабеля в кабельных сооружениях, он крепится на металлоконструкциях. Шаг, тип конструкций и материал креплений определяются при проектировании кабельной линии в зависимости от расположения кабелей, профиля трассы и технических данных кабельной линии.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Раздел 4 Экономический раздел

Расчет экономического эффекта

При существующем варианте имеем масляные выключатели ВТ-35/630-10, С-35/630-10, разъединители РНДЗ.1-35/600 на стороне 35 кВ и выключатели ВМГ-10/630-20, разъединители РВЗ-10/400 на стороне 10 кВ. Так как эти выключатели и разъединители морально устарели, то при реконструкции заменили их на вакуумные выключатели ВГБ-35-12,5/630 и разъединители РНДЗ.1-35/1000 на стороне 35 кВ, а также на вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1000, разъединители заменили на аналогичные.

4.1 Определение капитальных вложений

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = C + M + H_p + П \quad (4.1.)$$

где: C - цена по прейскуранту, руб.

(существующий вариант 805000 руб; проектный вариант 945000 руб);

M -затраты на монтаж (30 % от цены);

H_p - накладные расходы (10 % от цены);

$П$ - плановые накопления (10 % от суммы $C+M+H_p$).

Существующий вариант, расчет капитальных вложений одного выключателя:

$$M = 805000 \cdot 0,3 = 241500 \text{ руб.}$$

$$H_p = 805000 \cdot 0,1 = 80500 \text{ руб.}$$

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

$$П = (805000+241500+80500) \cdot 0,1 = 112700 \text{ руб.}$$

$$К = 805000+241500+80500+112700 = 1239700 \text{ руб.}$$

Проектный вариант, расчет капитальных вложений одного выключателя:

$$М = 945000 \cdot 0,3 = 283500 \text{ руб.}$$

$$Нр = 945000 \cdot 0,1 = 94500 \text{ руб.}$$

$$П = (945000+283500+94500) \cdot 0,1 = 132300 \text{ руб.}$$

$$К = 945000+283500+94500+132300 = 1455300 \text{ руб.}$$

Таблица 4.1.

Результаты расчетов капитальных вложений.

Вариант	Кол-во., шт.	Ц, руб.	М, руб.	Нр, руб.	П, руб.	К, руб.
Существующий сторона 35 кВ						
ВТ-35630-10	2	210000	63000	21000	29400	646800
С-35630	1	330000	99000	33000	46200	508200
РНДЗ.1-35600	6	160000	48000	16000	22400	1478400
сторона 10 кВ						
ВМГ-10630-20	7	85000	25500	8500	11900	912800
РВЗ-10400	18	15000	4500	1500	2100	415800
Проектный сторона 35 кВ						
ВГБ-35-12,5630	3	550000	165000	55000	77000	2541000
РНДЗ.1-351000	6	180000	54000	18000	25200	1663200
сторона 10 кВ						
ВВ/TEL-10-20/1000	7	200000	60000	20000	28000	2156000
РВЗ-10400	18	15000	4500	1500	2100	415800

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Расчет эксплуатационных издержек производится по формуле:

$$\mathcal{E} = 3П + А + Т + ТСМ + \mathcal{E}л + Пз; \quad (4.2)$$

где: 3П - заработная плата по данному технологическому процессу, руб.;

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

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.

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

$$ЗП = Тс \times ЗТ \times Кдоп \times Кот; \quad (4.3)$$

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

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

Кдоп – коэффициент доплат (1.67 руб);

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

$$ЗТ = Ку.е. \times 18.6 \text{ чел.час}; \quad (4.4)$$

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

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

Условные единицы эксплуатации для масляного выключателя-16,3; а для вакуумного-7,5; для разъединителей – 16,7. 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 $ЗТ = (16,3+16,7) \times 18.6 = 613,8$ чел.час;

Для проектного варианта $ЗТ = (7.5+16,7) \times 18,6 = 450,12$ чел.час;

Следовательно затраты на заработную плату составят:

Для существующего варианта $ЗП = 8.80 \times 613,8 \times 1.67 \times 1.356 = 12231,67$ руб.

Для проектного варианта $ЗП = 2,62 \times 450,12 \times 1.67 \times 1.356 = 2670,58$ руб.

Амортизационные отчисления определяются по формуле .

$$A = \frac{K \times ka}{100}; \quad (4.5)$$

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

где: k_a - коэффициент отчислений, $k_a = 4.4\%$.

Существующий вариант

$$A_1 = \frac{1239700 \times 4,4}{100} = 54546,8 \text{ руб.}$$

Проектный вариант

$$A_2 = \frac{1455300 \times 4,4}{100} = 64033,2 \text{ руб.}$$

Текущий ремонт и техническое обслуживание определяется по формуле;

$$T = \frac{K \cdot k_T}{100} \quad (4.6)$$

где: k_T - коэффициент отчислений, $k_T = 5,3\%$;

Существующий вариант

$$T_1 = \frac{1239700 \times 5,3}{100} = 65704,1 \text{ руб.}$$

Проектный вариант

$$T_2 = \frac{1455300 \times 5,3}{100} = 77130,9 \text{ руб.}$$

Прочие прямые затраты составляют 10 % от суммы прямых затрат.

$$P_3 = \frac{10 \times (3П + T + A)}{100}; \quad (4.7)$$

Существующий вариант

$$P_3 = \frac{10 \times (58429,67 + 65704,1 + 54546,8)}{100} = 17868,06 \text{ руб.}$$

Проектный вариант

$$P_3 = \frac{10 \times (12757,14 + 77130,9 + 64033,2)}{100} = 15392,12 \text{ руб.}$$

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).

$$TSM = N_{\text{выкл}} \times V \times Ц \quad (4.8)$$

где: $N_{\text{выкл}}$ - количество выключателей;

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

$Ц$ - цена масла за 1 литр, (17 руб.).

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

$$TSM = 10 \times 4,5 \times 17 = 765 \text{ руб.}$$

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

$$ЭЛ = N_{\text{ВЫКЛ}} \times P \times B_p \times T \quad (4.9)$$

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

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

T- тариф за 1 кВт/час, 1.22 руб.

$$B_p = O_n \times 24 \quad (8.10)$$

где: O_n - отопливаемый период, 220 дней;

24- час в сутках.

$$B_p = 220 \times 24 = 5280 \text{ час/год}$$

$$ЭЛ = 10 \cdot 0,5 \cdot 5280 \cdot 1,22 = 32208 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

Существующий вариант:

$$Э1 = 58429,67 + 54546,8 + 65704,1 + 765 + 32208 + 17868,06 = 229521,63 \text{ руб.}$$

Проектный вариант:

$$Э2 = 12757,14 + 64033,2 + 77130,9 + 15392,12 = 169313,36 \text{ руб.}$$

Расчет приведенных затрат.

$$ПЗ = Э + (K \times E_H); \quad (4.11)$$

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

Существующий вариант

$$ПЗ1 = 229521,63 + (1239700 \cdot 0,15) = 441576,63 \text{ руб.}$$

Проектный вариант

$$ПЗ2 = 169313,36 + (1455300 \cdot 0,15) = 387608,36 \text{ руб.}$$

Годовая экономия определяется как разность эксплуатационных издержек:

$$Гэ = Э1 - Э2 \quad (4.12)$$

$$Гэ = 229521,63 - 169313,36 = 60208,27 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект определяется как разность приведенных затрат:

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

$$\text{Эг} = \text{ПЗ1} - \text{ПЗ2} \text{ (8.13)}$$

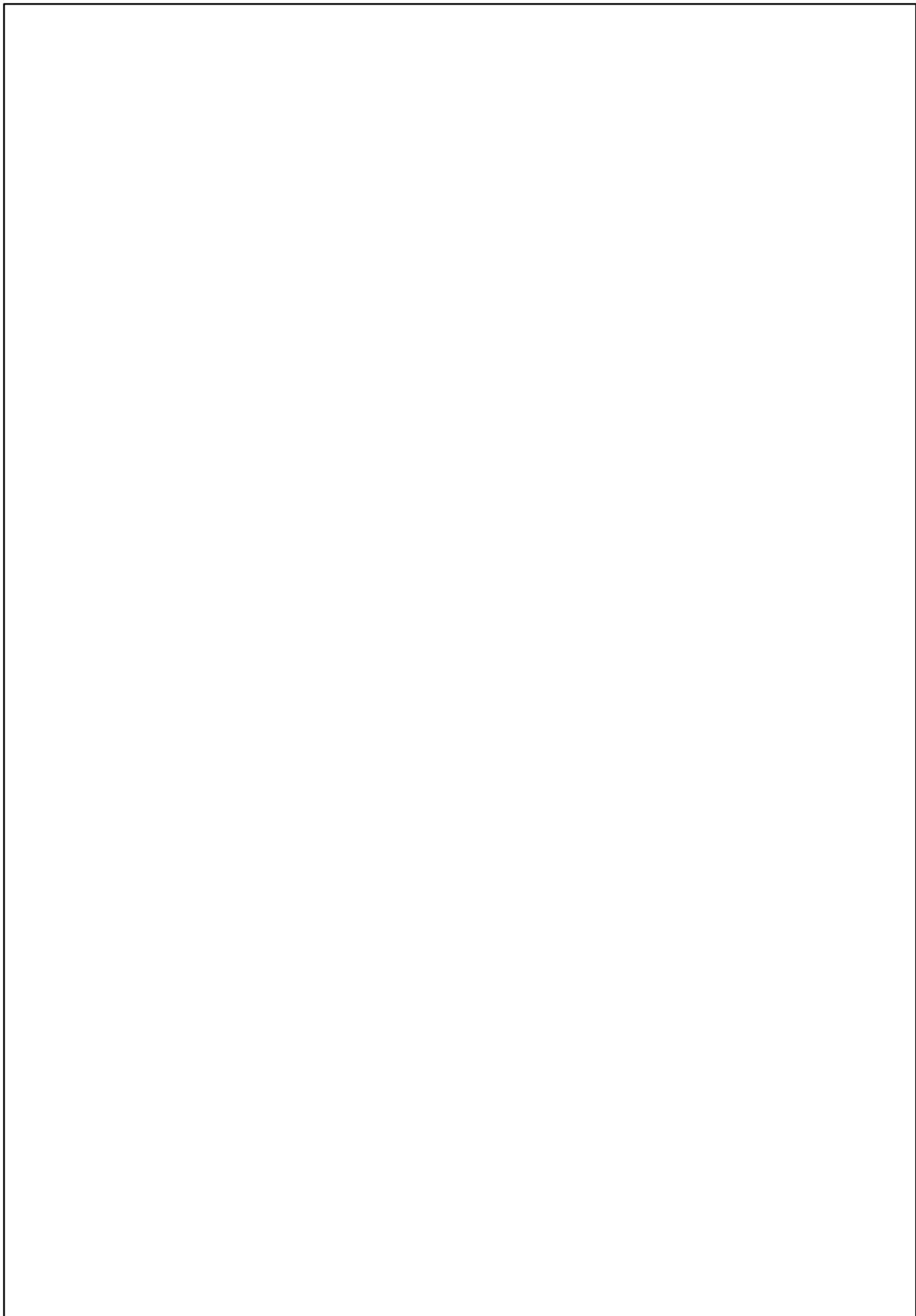
$$\text{Эг} = 415476,63 - 387608,36 = 27868,27 \text{ руб.}$$

Результаты экономического расчета заносится в сводную таблицу 8.4

Таблица 8.4 Результаты расчета экономической части.

Показатели	Вариант существ.	Вариант проектный
Капитальные вложения, руб.	1239700	1455300
Эксплуатационные затраты, руб.	229521,63	169313,36
Приведенные затраты, руб.	415476,63	387608,36
Годовая экономия, руб.	—	60208,67
Годовой экономический эффект, руб.	—	27868,27

Вывод; 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 60208,67 руб, годовой экономический эффект составляет 27868,27 руб. У вакуумных выключателей большой срок окупаемости, в связи с более высокой ценой. Следовательно, основная причина замены выключателей и разъединителей заключается не в экономическом эффекте, т.к. он не большой, а в надежности системы электроснабжения, потому что вакуумные выключатели намного надежнее и требуют меньше обслуживания.



					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Раздел 5 Энергосбережение

Повышение объемов производства для увеличения прибыли предприятия зачастую существенно затруднено из-за постоянного роста стоимости энергоресурсов.

Эксплуатация устаревшего оборудования, отсутствие контроля за процессом энергопотребления умножают долю энергозатрат и ведут к повышению себестоимости производимого продукта.

Внедрение программ энергосбережения повысит общий уровень энергоэффективности предприятия и позволит увеличить объемы производства без серьезного увеличения расходов на энергоресурсы.

Проведение энергосберегающих мероприятий на производстве существенно сократит затраты на производство, а внедрение энергосберегающих технологий и программ позволяет перейти к системному управлению процессом энергопотребления и значительно сократить расходы на энергоресурсы.

Энергосбережение на промышленных предприятиях – это комплекс мероприятий на предприятии, направленный на снижение потребления энергии и основанный на тщательно составленной программе экономичных и эффективных способов оптимизации потребления энергетических ресурсов.

В комплекс мер по достижению энергоэффективности предприятия входят организационные, правовые, экономические и технологические мероприятия, которые позволяют поэтапно оптимизировать работу систем энергопотребления (теплоснабжение, электроснабжение), уменьшить объем потребления энергоресурсов без снижения полезного эффекта от их использования (объема продукции, оказанных услуг). Одновременно, для управления технологическими

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

процессами и контроля за энергопотреблением на предприятии внедряются системы автоматизированного учета и управления.

Энергосберегающие мероприятия и сама программа энергосбережения предприятия разрабатывается непосредственно на основании результатов энергетического обследования (энергоаудита) всех объектов предприятия. Проведение комплексного энергоаудита позволяет выявить все недостатки в системах теплоснабжения, вентиляции и электроснабжения предприятия.

Энергетическое обследование должно быть проведено только квалифицированными специалистами, имеющими необходимые допуски, свидетельства и лицензии. В индивидуальной программе энергосбережения предусмотрены конкретные мероприятия по энергосбережению на предприятии с оценкой их эффективности и сроками реализации.

Железнодорожный транспорт является важнейшим потребителем наиболее качественных видов жидкого топлива, крупным потребителем электроэнергии.

Появление высокоскоростного транспорта, расширение автоматизации технологических процессов увеличивают потребности в энергоносителях — в моторных топливах и в электроэнергии.

В марте 2010 г. концерн Deutsche Bahn (DB) AG, используя как основу программу ESID, разработал и принял свою Стратегию интеграции энергетических программ и программ защиты окружающей среды. Толчком для разработки стратегии интеграции стало признание глобальной тенденции к изменению климата на планете. Основными причинами создания Стратегии DB AG явились рост глобальных грузопотоков, растущие с большой скоростью рынки Европы и Азии, изменение климата планеты и снижение доступности запасов ископаемых, рост цен на ископаемые энергоносители, дефицит инфраструктуры, отказ от жесткого администрирования из-за либеризации в системе железнодорожного транспорта, повышения нагрузки на госбюджет и аутсорсинг при решении государственных задач.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Уменьшение расхода энергии посредством совершенствования технологических процессов и оборудования — первое направление, которое относится к наиболее эффективным способам энергосбережения. Мировой опыт убедительно доказывает, что представлять экономию, например, электроэнергии, как регулировку отопления, своевременное отключение света в помещениях и т.д. — экономически не оправдано. Это составляет в сумме потребления 4—5 % общего энергопотребления, но приводит к значительным финансовым потерям на новую технику. Надо производить ту же продукцию и обеспечивать те же услуги при меньших энергозатратах. Повышение КПД дизельного или электрического двигателя, механической части локомотива, коэффициента сцепления колес и рельсов, лубрикация рельсов и гребней колес приводит к существенному снижению энергопотребления. Изменение структуры энергопотребления — переход на полное или частичное использование природного газа или экологически чистого жидкого топлива приводит к двукратному снижению выбросов вредных веществ в атмосферный воздух, что значительно дешевле использования газоочистного оборудования.

Экономия лишь 1 т условного топлива обеспечивает перевозку 3000 т грузов примерно на 100 км. Общими направлениями энергосбережения на железных дорогах являются электрификация железных дорог; ввод в эксплуатацию новых, более совершенных локомотивов, характеризующихся повышенным по сравнению с выпускаемыми в настоящее время КПД двигателей и передач, более совершенной системой охлаждения, меньшими расходами энергии на собственные нужды; снижение сопротивления движению посредством увеличения доли грузовых вагонов на роликовых подшипниках и увеличения доли бесстыкового пути; внедрение рекуперативного торможения на электрифицированных участках железных дорог; увеличение массы поезда за счет повышения степени загрузки вагонов, применение вагонов повышенной грузоподъемности; совершенствование планирования перевозок; осуществление комплекса

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

мероприятий по снижению потерь электроэнергии на тяговых подстанциях, реактивной мощности в системе электротяги и стационарных потребителей; замещение нефтяного моторного топлива сжиженным природным газом; централизация теплоснабжения железнодорожных станций и узлов. В табл. 7.1 приведены результаты возможной экономии ресурсов при выполнении различных мероприятий.

Указом президента РФ о мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики поставлена задача по снижению энергоемкости внутреннего валового продукта Российской Федерации к 2020 г. не менее чем на 40 %. С учетом этого в соответствии с Энергетической стратегией ОАО «РЖД» в компании развернута широкомасштабная работа по энергосбережению. По предварительным данным, в целом по ОАО «РЖД» потребление всех видов энергоресурсов в 2008 г. было снижено по сравнению с предыдущим годом на 2,3 %, а суммарные затраты на приобретение энергоресурсов выросли на 32,5 %, в основном из-за повышения их стоимости.

6 Охрана труда и электробезопасность

6.1 Основные правила по ТБ при работе подстанции

Работы (эксплуатация, техническое обслуживание, ремонт, испытание оборудования) в действующих устройствах электроснабжения железных дорог (ОАО «РЖД»): стационарных и передвижных тяговых подстанций, постов секционирования, пунктов параллельного соединения контактных подвесок, автотрансформаторных пунктов питания, стационарных и передвижных установок компенсации реактивной мощности, выпрямительно-инверторных пунктов, пунктов подготовки к рейсам пассажирских поездов с электрическим отоплением, трансформаторных

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

подстанций нетяговых потребителей, воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением до и выше 1000 В — выполняют в соответствии с требованиями Инструкции по безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог ОАО «РЖД»(от 17.03.2008 г. № 4054) .

В зависимости от местных условий дистанциями электроснабжения, службами электрификации и электроснабжения могут быть разработаны дополнительные меры безопасности труда, не противоречащие Инструкции. Инструкция содержит общие положения, требования безопасности при оперативном обслуживании и производстве работ, организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности выполнения работ, меры безопасности при подготовке и выполнении отдельных работ и приложения.

При эксплуатации тягового электроснабжения должны приниматься меры для предупреждения или ограничения прямого или косвенного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ и сбросов сточных вод, трансформаторного масла в водные объекты, снижения звукового давления. Распределительные устройства напряжением выше 1000 В должны быть оборудованы:

1. блокировкой от ошибочных действий персонала при операциях с разъединителями, отделителями, заземляющими ножами, выкатными тележками комплектных распределительных устройств;
2. блокировкой ограждений, лестниц, дверей от несанкционированного доступа персонала к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Электромагнитные блокировочные устройства постоянно опломбированы.

Охрана труда и электробезопасность при работе с устройствами контактной сети и воздушных линий на опорах контактной сети

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Районы контактной сети

Районы контактной сети являются линейными подразделениями дистанций электроснабжения, которые обслуживают устройства контактной сети постоянного и переменного тока, высоковольтные воздушные и кабельные линии, подвешенные на опорах контактной сети и отдельно стоящих опорах на обходах, волноводный провод, ВЛ до 1 кВ по опорам контактной сети и другие провода и кабели.

Усредненный район контактной сети включает:

эксплуатационную длину контактной сети, км.....	50—60
развернутую длину контактной сети, км.....	80—120
протяженность воздушных линий, км.....	40—50
количество станций.....	2—4
количество опор контактной сети, шт.....	800—1200
количество главных путей.....	2—4
количество перегонов.....	3, 4
площадь здания района, м ²	400—500

Интенсивность использования устройств электроснабжения определяется количеством пар поездов в сутки, токовыми нагрузками, весом грузовых поездов, типом подвижного состава, установленными скоростями движения, климатическими условиями эксплуатации, степенью загрязненности атмосферы и другими показателями.

Объем работы района контактной сети определяется годовыми планами по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонтам объектов обслуживания. Штат электромонтеров контактной сети определяется расчетом и составляет 8—10 человек на 100 км развернутой длины контактной сети. Район контактной сети выполняет внеплановые работы, намеченные при осмотрах устройств контактной сети, воздушных и кабельных линий, аварийно-восстановительные работы, переключения для снятия и подачи

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

напряжения в контактную сеть, ВЛ и заземления для обеспечения работ восстановительных, строительно-монтажных поездов, путевых машин и т.п.

В районе контактной сети формируется служебная документация. Обслуживающий персонал изучает приказы, распоряжения, инструкции, правила и другие нормативные акты для руководства и выполнения.

В районе контактной сети применяется бригадная форма организации и стимулирования труда. Электромонтеры контактной сети могут иметь II—V группу по электробезопасности и 1—7 квалификационный разряд. Разряд и группа по электробезопасности должны быть согласованы.

Основные работы электромонтеры контактной сети выполняют на открытом воздухе в «окна» в графике движения поездов на станциях, перегонах, в зоне движения поездов с различными скоростями под высоким напряжением с применением защитных средств или на отключенных и заземленных проводах, конструкциях, на высоте до 28 м (от УТР), вблизи частей, находящихся под напряжением, а также вдали от частей находящихся под напряжением.

Каждый работник обязан:

- а) хорошо знать и строго соблюдать свои рабочие инструкции по охране труда, промсанитарии и пожарной безопасности.
- б) знать и уметь пользоваться индивидуальными защитными средствами, предназначенными для того или другого рабочего места.
- в) выполнять распоряжения своего непосредственного начальника.
- г) никогда не делать тех работ, которые не относятся к занимаемой должности и не поручены ему непосредственным начальником.

Особенно это относится к обслуживанию и ремонту электрооборудования.

Электрооборудование обслуживают и ремонтируют специально обученные кадры – электрики под руководством энергетиков энергослужбы.

Все работающие на производстве должны знать элементарные правила по электробезопасности, а именно:

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

1) включать в работу только исправное электрооборудование с исправным защитным заземлением,

2) пользоваться ручным электроинструментом только после специального обучения правилам,

3) включение, остановка электрооборудования должна производиться только по специальным инструкциям и в соответствующих защитных средствах: диэлектрические перчатки, галоши, коврики, электроинструмент с диэлектрическими ручками,

4) обслуживать электрооборудование могут только лица, специально обученные и прошедшие проверку знаний, имеющие на то удостоверение.

д) на работу приходите всегда заблаговременно, а с работы уходите после сдачи смены и с разрешения на то мастера, начальника смены, механика и т.д. (руководителя из ИТР, кому он подчинен).

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

е) на территории предприятия ходить только по пешеходным дорожкам, не перебегать дороги впереди движущегося транспорта, не ходить по газонам.

ж) запрещается входить в помещения и наружные установки других цехов без разрешения начальника этого цеха или начальника смены.

з) соблюдать питьевой режим в цехе, т.е. пить воду только в разрешенном месте (фильтрованную) – фонтанчики, сатураторы.

и) строго соблюдать правила личной гигиены в промышленной санитарии так, как это указано в инструкции по ОТ и ТБ.

к) если работающие выполняют эти элементарные требования, то с ними ничего не случится на производстве, они проработают очень долго, без следов воздействия на организм.

Сохранение здоровья рабочего зависит от самого рабочего, от его опрятности, дисциплины, предусмотрительности и осторожности. На предприятии достаточно самых надежных средств для того, чтобы здоровье рабочего было сохранено.

6.2 Нормы выдачи средств индивидуальной защиты

Специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты выдаются рабочим в соответствии с установленными нормами и сроками носки.

Спецодежду и спецобувь работающие получают на центральном складе-магазине, другие средства защиты—в цеховой кладовой под личную роспись.

Спецобувь должна регулярно подвергаться чистке, для чего рабочим и ИТР цеха должны быть обеспечены соответствующие условия (места чистки спецобуви, щетки и мази). Спецодежда рабочим и ИТР цеха регулярно должна сдаваться в чистку.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Администрация цеха обязана обеспечить сбор, сдачу в чистку, получение спецодежды через цеховую кладовую не реже 2-х раз в месяц.

Для защиты кожного покрова рук и профилактики кожных заболеваний рабочим выдаются рукавицы и мыло.

Для защиты глаз от механических повреждений и ожогов применяются защитные очки с плотно прилегающей к лицу кожаной оправой.

6.3 Повышение безопасности систем цехового электроснабжения

Поражение человека электрическим током, проявляющееся в виде электрического удара и электрических травм (например, ожогов), происходит при прикосновении человека к токоведущим частям, которые оказались под напряжением вследствие пробоя или неисправности изоляции.

Поражение человека электрическим током может произойти от воздействия напряжения шага. Хотя такие поражения редки, но они могут произойти, например, вблизи упавшего на землю провода или при ударе молнии.

С целью защиты человека от поражения электрическим током разработаны и внедрены специальные правила по технике безопасности (ПТБ), которые являются обязательными для всех работающих, имеющих отношение к эксплуатации электрооборудования. Эти правила, а также ПУЭ, ПТЭ и ППБ содержат требования к электроустановкам, обеспечивающие безопасность человека в отношении возможности поражения электрическим током, а также безаварийность и надежность работы электроустановок и их пожаро- и взрывоопасность.^[1]

В отношении устройства и выполнения мер безопасности все электротехнические установки подразделяют на установки номинальным напряжением до и выше 1 кВ.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

В отношении электробезопасности производственные помещения в соответствии с ПУЭ подразделяют на три категории :

помещения с повышенной опасностью;

помещения особо опасные;

помещения без повышенной опасности;

Цех не относится к особо опасным производственным помещениям, т.к. здесь не существуют условия создающие особую опасность.

Для безопасной эксплуатации электротехнических установок должны соблюдаться некоторые условия и производиться мероприятия:

а) для исключения случайного прикосновения к токоведущим частям устанавливаются специальные ограждения или располагают токоведущие части на определенной высоте;

б) для обеспечения безопасности прикосновения в установках напряжением до и выше 1 кВ с глухозаземленной или изолированной нейтралью сооружают заземляющие или зануляющие устройства, зануляют или заземляют металлические части электроустановок на случай замыкания токоведущих частей на корпус;

в) должна соблюдаться правильная техническая эксплуатация электрооборудования, обеспечивающая требуемый уровень изоляции, а также своевременный контроль и профилактические испытания изоляции, ремонт изоляции или замену деталей с поврежденной изоляцией;

г) необходимо применять изолирующие защитные средства, обеспечивающие безопасное выполнение работ по ремонту, наладке и эксплуатации действующего электрооборудования;

д) необходимо, чтобы обслуживающий персонал четко знал и умел применять при эксплуатации ПТБ, ППБ, ПУЭ и ПТЭ.

Для обеспечения безопасности обслуживания электроустановок их заземляют.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Основной защитной мерой являются устройства защитных заземлений. Защитным заземлением электроустановки называют преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством, представляющим собой совокупность заземлителей (металлического проводника или группы проводников, находящихся в непосредственном соединении с землей) и заземляющих проводников, соединяющих заземляемые части электроустановки с заземлителем.

В установках напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформаторов или генераторов применяется система, при которой металлические корпуса электроприемников с помощью защитных проводников достаточно малого сопротивления соединены с заземленной нейтралью. Наличие такого соединения превращает замыкание токоведущих частей на корпуса электроприемников в КЗ, которое должно выключаться автоматическим элегазовым выключателем или предохранителем. Эту систему называют занулением.

Основное назначение зануления заключается в том, чтобы обеспечить автоматическое отключение участка системы электроснабжения, на котором произошло замыкание находящихся под напряжением проводников на металлические корпуса электрооборудования.

Таким образом, защитные заземления или зануления должны обеспечивать следующее:

- в установках с изолированной нейтралью – безопасное значение тока, проходящего через тело человека при замыкании фазы сети на заземленные части;
- в установках с глухозаземленной нейтралью – автоматическое отключение поврежденных участков сети.

Следует иметь в виду, что в сетях с глухим заземлением нейтрали применяют зануление, а в сетях с изолированной нейтралью – заземление.^[1]

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

6.4 Порядок допуска персонала к самостоятельной работе

К работе допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, прошедшие вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте.

Все вновь поступившие рабочие закрепляются распоряжением по цеху для производственного обучения за опытными рабочими и для теоретического обучения за инженерно-техническим работником цеха. Обучение проводится согласно утвержденных программ индивидуального обучения по каждой профессии. После сдачи экзамена в аттестационной комиссии цеха рабочие допускаются к самостоятельной работе, о чем должно быть письменное распоряжение по цеху. При несдаче экзамена рабочему предоставляется 10 дней для подготовки и консультаций. До повторной проверки знаний работник не допускается к самостоятельной работе, а работает на данном рабочем месте в качестве стажера под контролем опытного работника на зоне обслуживания не более утверждаемой нормы. При повторной несдаче экзамена рабочий отстраняется от работы по данной профессии и направляется в отдел кадров для трудоустройства. [1]

Повторные инструктажи по технике безопасности на рабочем месте проводятся не реже одного раза в 6 месяцев согласно «Перечню» инструкций, знание которых необходимо для рабочих той или иной профессии.

Внеплановый инструктаж по технике безопасности проводится при внесении изменений в инструкции и технологические схемы при изменении конструкций, в случае нарушения работником требований ПТБ и инструкций, после несчастного случая или аварии, происшедших на предприятии или в цехе, при получении информационных сообщений об авариях и несчастных случаях на аналогичных предприятиях, по требованию инспектирующих органов и вышестоящих организаций.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Повторная проверка знаний на допуск к самостоятельной работе проводится 1 раз в год, согласно графика сдачи экзамена.

Заключение

Необходимость реконструкции ПС 35/10кВ в Атяшеве возникает по условиям морального износа: необходимость изменения схемы, замены трансформаторов; при этом должно меняться изношенное оборудование. Проблема техперевооружения и реконструкции ПС в связи со старением основных фондов и моральным износом является в современных условиях решающей для обеспечения живучести и надёжности электроэнергетики. Реконструкция подстанции позволит повысить надёжность электроснабжения и качество электроэнергии у потребителей, а также снизить потери электроэнергии и как следствие затраты на эксплуатацию.

В данной работе предусмотрена реконструкция действующей трансформаторной подстанции, то есть демонтаж этой подстанции с щитом управления и введение в работу комплектной ТП с запиткой РП и ШРА цеха с шин КТП. Это позволяет экономить средства и обеспечивает полное заполнение электрической схемы цеха. Повышенная схема электроснабжения ведет к снижению амортизационных отчислений на ремонт и эксплуатацию технологического оборудования. Предложенная схема обеспечивает бесперебойное питание потребителей даже в пик нагрузок.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

Оптимизация системы промышленного электроснабжения заключается в рациональном принятии решений по выбору сечений кабелей и проводов, защитной аппаратуры (автоматических выключателей). Это даст предприятию дополнительные средства за счет сокращения непроизводительных расходов, что ведет к увеличению выпускаемой продукции.

В разделе «Охрана труда и электробезопасность» были рассмотрены основные правила по технике безопасности при работе в цехе, нормы выдачи средств индивидуальной защиты, порядок допуска персонала к самостоятельной работе, допуск командированного персонала.

Список использованных источников

1 Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. —М.: Энергоатомиздат, 1989. — 528с.

2 Королев С.Г., Акимкин А.Ф. Правила устройства электроустановок. — М.: Энергоиздат, 1986. —385с.

3 Кудрин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. —М.: Энергоатомиздат, 1995. —416с.

4 Липкин Б.Ю. Энергоснабжение промышленных предприятий и установок. —М.: Высшая школа, 1990. —496с.

5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. —М.: Энергоатомиздат, 1989. —608с.

6 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.—М.: Энергия, 1980.—600с.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

7 Федоров А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. В 2-х т. Т.1—М.: Энергия, 1987.—520с.

8 Федоров А.А., Старкова А.Е. Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию.—М.: Энергоатомиздат, 1987.—368с.

9 ПТЭ и ПТБ.—М.: Энергоиздат, 2000.—420с.

10 Кнорринг Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения.—Л.: Энергия, 1976.—384с.

11 Фруикин Г. Д. Расчет и конструирование радиоаппаратуры.- М.: Высш. Шк., 1989.- 463 с.

12 Шеховцов В.П. Расчёт и проектирование схем электроснабжения.—М.: ФОРУМ – ИНФА-М, 2005.—214с.

13 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. – М.: ОАО «ЦПП», 2011.

14 ЦЭ-4846. Инструкция. Категорийность электроприёмников нетяговых потребителей железнодорожного транспорта. – М.: Транспорт, 1992. – 20 с.

15 Шеховцов В. П. Расчёт и проектирование схем электроснабжения / В. П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ, 2010. – 214 с.

16 Электронный каталог аварийных светодиодных светильников компании ООО «Арсенал безопасности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.arsec.ru/catalog/449>.

17 Электронный каталог конденсаторных установок компании ООО «Эллерон» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.elleron.ru/catalog/kondensatornye-ustanovki>.

18 Электронный каталог шинопроводов компании ОАО «СОЭМИ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.шинопровод.com>.

19 Каталог цен [Электронный ресурс] // Торговый дом «Кабели, провода и двигатели». – Режим доступа : <http://www.cabprov.ru>.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

20 Электронный каталог электротехнического оборудования компании
ЗАО «ЭнергоГлавСтрой» [Электронный ресурс]. – Режим доступа :
<http://www.ekb.pulscen.ru/products>. делительные устройства и подстанции.

					ДП 13.02.03.51.1366.22 ПЗ	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

