

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация устройств защиты и автоматики подстанции Русская напряжением 220 кВ Приморский край

Исполнитель

студент группы 242-об5 _____ Е. Д. Чесноков

подпись, дата

Руководитель

_____ Ю.В. Мясоедов

подпись, дата

доцент, к.т.н

Нормоконтроль

_____ А.Н. Козлов

подпись, дата

доцент, к.т.н

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____

1.

Тема выпускной квалификационной работы:

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента _____ факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

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

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника _____

7. Актуальность и новизна работы _____

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

Рецензент _____

должность, Ф.И.О., подпись

« ____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: _____

подпись заверяющего лица

М.П.

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

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

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10.Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	3
1	Основная часть	8
	1.1 Обоснование проекта модернизации РЗиА	8
	1.2 Обработка графика нагрузок потребителей и проверка силовых трансформаторов по нагрузке ПС	12
	1.3 Выбор главной схемы ПС	16
	1.4 Расчет параметров проектируемой ВЛ-110 кВ	17
	1.5 Расчет токов короткого замыкания	18

1.6	Выбор основного оборудования и токоведущих частей	29
1.7	Выбор релейной защиты и устройств автоматики	49
1.8	Собственные нужды ПС	62
2	Организационно-экономическая часть	66
2.1	Функционально – стоимостной анализ проектируемого варианта	66
2.3	Расчет окупаемости и экономическая оценка проекта	81
3	Безопасность и экологичность	86
3.1	Оценка экологичности проекта	86
3.2	Безопасность труда	87
3.3	Безопасность жизнедеятельности в условиях чрезвычайных ситуаций	101
	Заключение	106
	Библиографический список	107

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в электроэнергетических системах (ЭЭС) России эксплуатируются более полутора миллионов устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), подавляющая часть которых – электромеханические устройства. Примерно 20 лет назад началось внедрение в эксплуатацию микроэлектронных и порядка 5-10 лет – микропроцессорных (МП) устройств РЗА. Доля последних пока невелика и составляет на начало 2016 года примерно 14 %. Большинство работающих устройств РЗА физически и морально устарели, поэтому требуется их замена.

Недостаток финансирования на реконструкцию и замену ведет к постоянному увеличению числа устаревших устройств. Анализ статистических данных показывает рост числа случаев неправильной работы устройств РЗА по причине их старения.

Выборочное обследование ЭЭС показало, что примерно 10% всех устройств РЗА эксплуатируются более 35 лет, 20% – 25-30 лет, 50% – 15-25 лет и 20% менее 15 лет. В настоящее время в ЭЭС более 35% электромеханических устройств эксплуатируются не менее 25 лет, что превышает установленный техническими условиями средний срок службы устройств РЗА более чем в два раза. Кроме того, сверх установленного ресурса (на улице 15 лет, в помещении – 25 лет) работают и контрольные кабели с пластмассовой изоляцией. Опыт показал, что фактический средний срок службы электромеханических устройств составляет 25 лет. Это подтверждается практически постоянством процента правильной работы этих устройств РЗА в течение многих лет.

Такое положение объясняется двумя основными причинами. Во-первых, срок службы электромеханических устройств определяется изготовителем с учетом ресурсов комплектующих изделий и возможной работы устройства при оговоренных в технических условиях предельных значениях климатических и механических воздействий.

Во-вторых, принятая система технического обслуживания дает возможность во время периодических проверок выявлять и устранять (путем регулировки, ремонта или замены отдельных элементов) установленные неисправности устройств, предотвращая их возможные отказы.

Согласно статистической отчетности процент случаев неправильной работы устройств РЗА остается из года в год практически на одном уровне. Однако в ЭЭС отмечают, что работоспособность устройств, прослуживших 25 лет и более, обеспечивается за счет увеличения затрат на дополнительные регулировки, ремонт или замену отдельных элементов. В меру имеющихся возможностей устаревшие устройства РЗА.

Однако эта работа производится в недостаточном объеме из-за отсутствия необходимого финансирования, поэтому уже сейчас следует начинать планомерную замену или реконструкцию устаревших устройств РЗА, обуславливающих некоторое увеличение числа случаев неправильной работы, не связанных с действиями или ошибками эксплуатационного персонала, персонала проектных или наладочных организаций, а также с любыми внешними воздействиями.

Для обоснования и упрощения планирования по реконструкции устройств РЗА разработаны основные критерии замены и рекомендации:

а) техническое перевооружение энергообъекта (его части) с заменой основного оборудования (генератора, трансформатора, выключателей и другое);

б) несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройства требованиям селективности, быстродействия, чувствительности, резервирования при действующих (предусматриваемых в ближайшей перспективе) схемах или режимах работы энергообъекта (прилегающей сети);

в) нерентабельность дальнейшей эксплуатации устройства из-за значительного возрастания затрат на техническое обслуживание и ремонт;

г) фактический износ электромеханического устройства до состояния, требующего замены. Значительное превышение числа его неправильных срабатываний;

д) неудовлетворительная механическая или электрическая прочность, а также уровень сопротивления изоляции контрольных кабелей и монтажных проводов. Существенные изменения внешнего вида значительной части монтажных проводов устройства, катушек, изоляционных трубок и так далее;

е) рост числа случаев изменения характеристик и (или) повреждений элементов устройства, выявленных при техническом обслуживании и анализе их неправильной работы;

ж) прекращение производства устройств и запасных частей к ним.

В настоящее время определяющим исходным условием технического перевооружения следует считать наличие большого числа устройств РЗА, подлежащих реконструкции или замене. Основное его направление – внедрение микропроцессорных (МП) устройств, обладающих существенными преимуществами перед электромеханическими и микроэлектронными аналогами. Однако финансовые ограничения и значительно большая стоимость МП устройств (особенно импортных) по сравнению с электромеханическими и микроэлектронными в течение ряда лет неизбежно будут влиять на конкретные решения задач технического перевооружения энергообъектов.

Кроме того, опыт внедрения импортных МП устройств РЗА показывает, что отличие «идеологии» этих устройств от принятой в России, невысокое качество перевода технической документации, ошибки в тексте и схемах функционирования вызывают определенные трудности ввода их в эксплуатацию и обуславливают необходимость изменения их конфигурации. В последнее время разработаны, серийно выпускаются и внедряются в ЭЭС отечественные МП устройства («Механотроника», «Радиус», «Экра», «ЧЭАЗ», «Бреслер»).

Отечественные МП устройства реализуют принятую в России техническую идеологию в области РЗА. Они значительно дешевле импортных, что облегчает их внедрение и обеспечивает снижение затрат на перевооружение энергообъектов. В связи с этим при определении приоритетов в перевооружении следует (при прочих равных условиях) в первую очередь заменять те устройства, для которых уже имеются отечественные МП аналоги.

Внедрение МП устройств РЗА обуславливает необходимость как повышения квалификации релейного персонала, так и оснащения служб РЗА современными автоматизированными устройствами для их технического обслуживания.

Цель дипломной работы: модернизация устройств релейной защиты и автоматики ПС Русская (Приморье)

В виду низкой надежности электроснабжения подстанции по высокой стороне и того, что ее электрооборудование физически устарело, предполагается ее частичная реконструкция и модернизация.

При этом ставятся следующие задачи:

- 1 Проектирование дополнительной ВЛ-110 кВ;
- 2 Изменение главной схемы на стороне ВН;
- 3 Замена элементов ОРУ 110 кВ;
- 4 Проверка силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ;
- 5 Замена выключателей 10 кВ;
- 6 Выполнение схем защиты силовых трансформаторов;
- 7 Выполнение защитного заземления;
- 8 Выполнение молниезащиты.

При модернизации подстанции решены следующие вопросы, являющиеся исходными для проекта:

- 1 Назначение и роль подстанции;
- 2 Схема присоединения к системе;
- 3 Уровни напряжения на шинах подстанции, предел регулирования напряжения;
- 4 Объем системной противоаварийной автоматики;
- 5 Мощность и токи короткого замыкания на сторонах ВН и НН;
- 6 Требования к схеме подстанции, вытекающие из расчетов электродинамической устойчивости.

Из выше изложенного следует, что основными требованиями, которым должна удовлетворять главная схема электрических соединений подстанции являются: надежность электроснабжения, экономичность, сохранение устойчивости электропередачи.

При модернизации подстанции мы руководствуемся директивными и другими нормативными документами, в частности Правилами устройства электроустановок ПУЭ. 6-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1986. -648 с.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Обоснование необходимости модернизации РЗиА

Общая характеристика района

Приморский край как субъект Российской Федерации входит в состав Дальневосточного Федерального округа (ДФО) и расположен на востоке России в пределах Дальневосточного экономического района. Приморский край занимает юго- восточную окраину России и расположен в самой южной части Дальнего Востока в пограничной зоне. На юге и востоке Приморский

край омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе — с Китаем и Северной Кореей. В состав Приморского края кроме материковой части входят многочисленные острова: Аскольд, Петрова, Попова, Путятина, Рейнеке, Рикорда, Русский, группа островов архипелага Римского-Корсакова и др. Площадь территории Приморского края — 164 672,2 км², что составляет 0,97 % площади Российской Федерации. Административным центром Приморского края является г. Владивосток. В состав Приморского края входят 12 городских округов, 22 муниципальных района, 25 городских и 112 сельских поселений. Численность населения на 1 января 2016 года составила 1 933 308 человек, или 31,13 % от численности населения ДФО, в том числе: – городского населения — 1 486 440 человек; – сельского населения — 446 868 человек. Таким образом, на 1 января 2016 года удельный вес городского населения составил 76,89 %, а плотность населения — 11,74 чел./км².

Приморский край — стратегически важный субъект Российской Федерации, непосредственно граничащий со странами Северо-Восточной Азии, стремящийся стать новым мощным центром социально-экономического развития в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР). Экономика Приморского края диверсифицирована и состоит из 15 секторов, основными из которых являются транспорт и связь, оптовая и розничная торговля, операции с недвижимым имуществом. Промышленный комплекс является интенсивно развивающейся частью экономики Приморья. Его основными секторами являются: пищевая промышленность, электроэнергетика и добыча угля, машиностроение, судоремонт, горнодобывающая, рыбная, лесная и деревообрабатывающая промышленность. Сельскохозяйственное производство ведется по всей территории Приморского края, особенно интенсивно в южных и юго-западных районах. Климатические условия благоприятны для возделывания практически всех культур. Перспективы экономического развития и территориальной организации Приморского края определяются следующими основными факторами: – исключительно благоприятным

экономико-географическим (в частности транспортно-географическим) положением; – геополитическими и внешнеэкономическими факторами; – природно-ресурсным потенциалом; – созданной инфраструктурой, в том числе транспортной, энергетической. Основная часть населения и, следовательно, социально-экономического потенциала сосредоточена в южной части края, которая характеризуется относительно комфортным климатом, максимально приближена одновременно к нескольким странам Азиатско-Тихоокеанского региона, обладает незамерзающей акваторией, богатой биологическими ресурсами, самой высокой плотностью инфраструктуры, относительно диверсифицированной структурой экономики и наличием признанных научно-исследовательских учреждений.

Характеристика энергосистемы Приморского края .

Энергосистема (ЭС) Приморского края действует в составе Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока, в состав которой кроме энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, Объединенный энергорайон (ОЭР) энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) Якутской энергосистемы. ОЭС Востока работает изолированно от Единой энергосистемы (ЕЭС) России. Основные характеристики ОЭС Востока и ЭС Приморского края за 2015год представлены в табл. 1

Таблица 1.1 - Основные характеристики ОЭС Востока и ЭС Приморского края за 2015 год

Показатель	ОЭС Востока	ЭС Приморского края	Доля ЭС в ОЭС Востока, %
Электропотребление, млрд кВт.ч	31,802	12,545	39,5
Максимум электрической нагрузки, МВт	5 398	2 263	41,9
Число часов использования электростанции, МВт	5 890	5 540	-
Установленная мощность электростанции, МВт	9 061	2 612	28,8
Выработка	35,36	9,92	28,1

электроэнергии, млрд кВт.ч			
Отпуск теплоэнергии от электростанции, тыс. Г кал	21 965	5 241	23,9

Из приведенных данных следует, что ЭС, обслуживающая территорию Приморского края, является крупнейшей в ОЭС Востока, на ее долю приходится 39,5 % потребления электроэнергии, 28,1 % вырабатываемой электрической и 23,9 % тепловой энергии. Централизованным электроснабжением от ЭС охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края. Только населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах и имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией от автономных дизельных электростанций. В энергосистеме Приморского края действуют:

1. Филиалы АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) — «Приморская генерация», «ЛуТЭК» (производство электрической и тепловой энергии, транспортировка и реализация тепловой энергии);

2. Филиал ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ФСК ЕЭС) — «Приморское предприятие магистральных сетей» (Приморское ПМЭС, передача электрической энергии, оперативное 12 управление, эксплуатация и услуги по присоединению к электрическим сетям напряжением 220/500 кВ);

3. Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС) — «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Приморского края» (Приморское РДУ, функции оперативно- диспетчерского управления объектами электроэнергетики);

4. Филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК) — «Приморские электрические сети» (передача и распределение электрической энергии, оперативное управление, эксплуатация и услуги по присоединению к электрическим сетям напряжением 110/35/10 кВ);

5. Филиал ПАО «Дальневосточная энергетическая компания» (ДЭК) — «Дальэнергосбыт» (сбыт электрической энергии потребителям Приморского края).

6. АО «Дальневосточная энергоуправляющая компания» (ДВЭУК, ввод электроэнергетических объектов, финансируемых из Федерального бюджета). Кроме этого в крае действуют электросетевые предприятия (21 предприятие — транспортировщики и гарантирующие поставщики). Потребность в электрической и тепловой энергии хозяйственного комплекса и населения края в основном обеспечиваются от тепловых электростанций филиалов АО «ДГК» — «Приморская генерация», «ЛуТЭК»

На ПС «Русская» отсутствуют выключатели на стороне 110 кВ, а ОРУ 110 кВ выполнено по схеме «две рабочие секции шин с рабочей перемычкой с отделителями в цепях трансформаторов». Это также снижает показатели надежности электроснабжения, так как среди потребителей районного центра имеется много потребителей второй категории по надежности электроснабжения, а именно: центральная районная больница, роддом, детсад, РОВД, несколько мелких заводов и предприятий. Кроме того, существует еще один весомый недостаток – это проблема вывода в ремонт воздушных линий 110 кВ. При такой схеме ОРУ вывод в ремонт любой ВЛ-110 кВ влечет за собой полное погашение подстанции на какое-то время, требуемое для производства переключений, что негативно сказывается на потребителях, питающихся от этой подстанции. Время нахождения подстанции без питающего напряжения, связанное с производством переключений, влечет к увеличению недоотпуска электроэнергии потребителям, что так же отрицательно сказывается на реализации электроэнергии.

В связи с этим возник вопрос о модернизации подстанции и проектировании дополнительной ВЛ-110 кВ с целью улучшения надёжности электроснабжения и без проблемного вывода в ремонт воздушных линий электропередачи и оборудования подстанции при сохранении транзита.

Предстоит преодолеть ряд трудностей на пути решения поставленной задачи. Прежде всего, это экономическое обоснование проекта: стоит ли модернизировать старую подстанцию или же проще поставить новую?

С точки зрения монтажных организаций, которым проще и интереснее работать с новым оборудованием и которые не будут касаться оборудования, износившегося временем и эксплуатацией, конечно, легче поставить новую подстанцию.

Но есть и другая точка зрения: чтобы построить новую подстанцию нужно: во-первых, найти место для подстанции, питающих и отходящих линий; во вторых, необходимы согласования со всеми коммуникациями районного центра, поэтому легче модернизировать уже имеющуюся подстанцию, чем строить новую.

Далее необходимо изменить схему ОРУ 110 кВ, выбрать оборудование и проверить его стойкость на действие токов короткого замыкания, проверить силовые трансформаторы по нагрузке подстанции, выполнить релейную защиту силовых трансформаторов, заменить масляные выключатели 10 кВ на вакуумные, рассчитать защитное заземление и молниезащиту подстанции.

На подстанции имеется забетонированный маслоприемник на случай выброса масла из баков трансформаторов.

В нашем проекте все эти условия необходимо по возможности улучшить.

1.2 Обработка графика нагрузок потребителей и проверка силовых трансформаторов по нагрузке подстанции

Основными требованиями при выборе числа и мощности трансформаторов являются: надежность электроснабжения потребителей (учет категории приемников электроэнергии в отношении требуемой надежности), а также минимум приведенных затрат на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок.

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии промышленного предприятия.

Мощность силовых трансформаторов выбирают с учетом экономически целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного трансформатора и того, что нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы.

Необходимость обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей при изменяющейся нагрузке (ГОСТ 13109-87) требует применения на подстанциях 35 кВ и выше трансформаторов, с встроенными устройствами, для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Исходя из того, что приемники электроэнергии рассматриваемого района относятся к II и III категории, то для обеспечения требуемой надежности электроснабжения на ПС 110/10 должно быть установлено два трансформатора. Трансформатор выбирается с учетом компенсации реактивной мощности и с учетом развития на 5 лет (плюс 25% от S_p).

Номинальная мощность каждого из трансформаторов должна удовлетворять условию

$$S_{T.НОМ.} > (0,65-0,7) \cdot S_{МАКС.} . \quad (1.1)$$

На подстанции выбрано два трехфазных трансформатора одинаковой мощности $S_{T.НОМ.} = 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, максимальная зимняя нагрузка $S_{МАКС.} = 6,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ отсюда

$$S_{T.НОМ.} > 0,7 \cdot 6,8; \quad S_{T.НОМ.} > 4,76 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В полученном значении мощности одного трансформатора уже учтен коэффициент 1,4 корректирующий номинальную мощность трансформаторов подстанции в сторону увеличения при систематических и аварийных перегрузках, например, при отказе одного из трансформаторов подстанции. Систематическая перегрузка трансформаторов возможна за счет

неравномерной нагрузки в течение суток, а также за счет недоиспользования ее при сезонных колебаниях при условии нормального износа изоляции.

Строим суточный график нагрузок трансформаторов на основе зимних замеров на ПС «Русская», которые приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Данные зимних замеров на ПС «Русская»

Время t, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S _{max} , МВ·А	4,98	4,88	5,04	5,24	5,24	5,14	5,81	6,23	6,49	6,44	6,28	5,71
Время t, ч	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S _{max} , МВ·А	5,45	5,61	5,61	5,66	6,38	6,54	6,49	6,75	6,80	6,28	5,61	5,45

Для трансформаторов с системами охлаждения М,Д,ДЦ, и Ц допускается в течение не более 5 суток перегрузка на 40%, но не более 6 часов в сутки, если коэффициент начальной нагрузки K_1 не превышает 0,93. Уточним мощность трансформаторов ПС полученных расчетным путем $S_{ном.} = 4,76$ МВ·А с мощностью трансформаторов выпускаемых промышленностью. Ближайшим по значению номинальной мощности к расчетной является трансформатор ТМН-6300-110/10, такие же установлены на нашей подстанции. Проверим этот трансформатор на соответствие допустимых аварийных и систематических перегрузок.

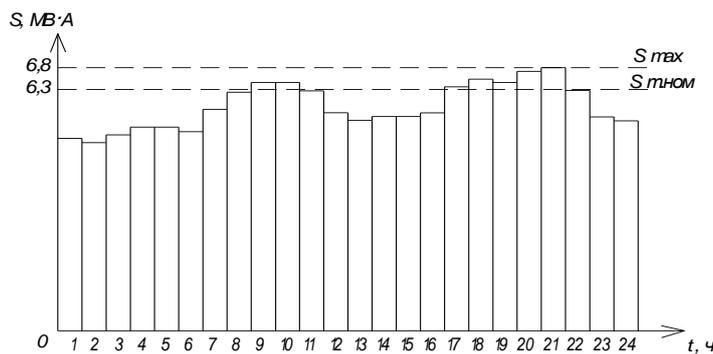


Рисунок 1.1 – Суточный график нагрузок трансформаторов

Коэффициент начальной нагрузки K_1 определяется по формуле

$$K_1 = 1/S_{ном.} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (1.2)$$

где S_1, S_2, \dots, S_m - значения нагрузки меньше $S_{т.ном}$ в интервалах времени $t_1, t_2, \dots, t_m, S_{ном} > S_{сред}$.

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \sqrt{\frac{4,98^2 + 4,88^2 + 5,04^2 + 5,24^2 \cdot 2 + 5,14^2 + 5,81^2 + 6,23^2 + 6,28^2 \cdot 2 + 5,71^2}{11}}$$

$$\sqrt{\frac{5,45^2 \cdot 2 + 5,61^2 \cdot 3 + 5,66^2}{6}} = 0,882.$$

Коэффициент максимальной нагрузки K_2' в интервале $h = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p$ определяется по формуле (предварительное значение K_2)

$$K_2' = \frac{1}{S_{ном.}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta h_1 + S_2^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \quad (1.3)$$

где S_1, S_2, \dots, S_m - значения нагрузки больше $S_{т.ном}$ в интервалах времени $t_1, t_2, \dots, t_m, S_{ном} < S_{сред}$.

$$K_2' = \frac{1}{6,3} \sqrt{\frac{6,49^2 \cdot 2 + 6,44^2 + 6,38^2 + 6,54^2 + 6,75^2 + 6,8^2}{7}} = 1,04.$$

Если $K_2' > 0,9 \cdot S_{нагр.макс.} / S_{ном.}$, то принимаем $K_2 = K_2'$;

$0,9 \cdot 6,8 / 6,3 = 0,97$ $K_2' > 0,97$, следовательно $K_2 = K_2' = 1,04$.

Длительность перегрузки h' проверяем по формуле

$$h' = K_2 \cdot h / (0,9 \cdot K_{макс.}), \quad (1.4)$$

где $K_{макс.} = S_{нагр.макс.} / S_{ном.}$

$$K_{макс.} = 6,8 / 6,3 = 1,08;$$

$$h' = 1,04 \cdot 7 / (0,9 \cdot 1,08) = 7,5 \text{ ч.}$$

Для трансформаторов установлены максимально возможные значения перегрузок: перегрузки в диапазоне $1,5 < K_2 < 2$ можно допускать только по согласованию с заводом – изготовителем трансформатора.

Значение допустимой аварийной перегрузки определяем по таблице 11 [20] в зависимости от коэффициента начальной нагрузки K_1 , температуры окружающей среды $\Theta_{охл}$ во время возникновения аварийной перегрузки K_2 и длительности перегрузки h . Максимальное значение аварийной перегрузки не должно превышать $2 \cdot S_{т.ном.}$

Зная среднюю эквивалентную температуру окружающей среды за время действия графика нагрузок ($\Theta_{\text{охл.}}=10\text{C}^\circ$), систему охлаждения трансформатора (М), коэффициент начальной нагрузки $K_1=0,882$, длительность перегрузки $h=7\text{ч.}$: по таблице 11 [20] определяем допустимость относительной перегрузки K_2 . $K_2=1,2$, следовательно по аварийной перегрузке трансформатор проходит ($K_2=1,04$).

Согласно упрощенной методике по таблице 4 [20] при $K_1=0,882$ и $K_2=1,04$ находим длительность допустимой систематической перегрузки $h=10\text{ч.}$ Это больше длительности максимума по графику (7 часов), следовательно для такого трансформатора систематическая перегрузка в указанных пределах допустима.

1.3 Выбор главной схемы подстанции

Выбор схемы электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования подстанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Для обеспечения надежного электроснабжения выберем схему подстанции по ВН «Две рабочие и обходная системы шин». Эта схема рекомендована в сетях напряжением 110 – 220 кВ. Она обладает высокой надежностью (по сравнению с существующей), гибкостью и удобством эксплуатации, позволяет вывести в ремонт любой элемент схемы при сохранении питания потребителей и транзита, способствует развитию энергосистемы, т.е. увеличению числа присоединений.

Недостатком данной схемы является большое количество разъединителей, т.е. возможность ошибочных действий обслуживающим персоналом при проведении переключений. Но при соблюдении правил эксплуатации и техники безопасности персоналом подстанции ошибочных действий быть не должно.

1.4 Расчет параметров проектируемой ВЛ-110 кВ

ВЛ-110 кВ проектируется одноцепной и будет проходить параллельно существующей ВЛ-110 кВ без ответвлений на проходящие подстанции. Протяженность проектируемой линии составляет 60,5 км.

Определим сечение провода одноцепной ВЛ-110 кВ по экономической плотности тока [18].

Экономическое сечение провода

$$F_{\text{эк.}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк.}}}, \quad (1.5)$$

где $j_{\text{эк.}}=1,1$ А/мм² - экономическая плотность тока из таблицы 1.3.36 [1];

I_p – расчетный ток, А.

В качестве расчетного примем ток, соответствующий утяжеленному режиму, т.е. в режиме, когда существующая ВЛ-110 кВ от Курганской ТЭЦ находится в выключенном состоянии. В этом случае вся мощность (потребляемая подстанцией и транзит) передается по проектируемой линии.

$$I_p = \frac{S_{\text{потр.}} + S_{\text{транз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (1.6)$$

$$I_p = \frac{6700 + 18800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 133,8 \text{ А};$$

$$F_{\text{эк.}} = \frac{133,8}{1,1} = 122 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС-120/19 сечением 120 мм².

По таблице 1.3.29 ПУЭ допустимый длительный ток для провода марки АС-120/19 составляет 390 А, следовательно выбранный провод по токовой нагрузке проходит.

Справочные данные провода АС-120/19 [2].

Активное погонное сопротивление – $r_0=0,249$ Ом/км.

Индуктивное погонное сопротивление – $x_0=0,427$ Ом/км.

Потери напряжения в утяжеленном режиме [18]

$$\Delta U = \frac{P_n \cdot R_l + Q_n \cdot X_l}{U_n}, \quad (1.7)$$

где P_n – активная мощность нагрузки

$$P_n = S_n \cdot \cos\varphi; \quad (1.8)$$

$$P_n = 25,5 \cdot 0,8 = 20,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Q_n – реактивная мощность нагрузки

$$Q_n = S_n \cdot \sin\varphi; \quad (1.9)$$

$$Q_n = 25,5 \cdot 0,6 = 15,3 \text{ Мвар};$$

R_l – активное сопротивление линии

$$R_l = L \cdot r_0; \quad (1.10)$$

$$R_l = 60,5 \cdot 0,249 = 15,1 \text{ Ом};$$

X_l – реактивное сопротивление линии

$$X_l = L \cdot x_0; \quad (1.11)$$

$$X_l = 60,5 \cdot 0,427 = 25,8 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = \frac{20,4 \cdot 15,1 + 15,3 \cdot 25,8}{115} = 6,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U = \frac{6,1}{115} \cdot 100\% = 5,3 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в утяжеленном режиме на линии составили 5,3 %, что соизмеримо с пределами регулировки устройств РПН трансформаторов (9х1,78%) 16 %.

1.5 Расчет токов короткого замыкания

Виды, причины и последствия коротких замыканий

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а также замыканием фаз на землю в сетях с глухозаземленными нейтралями.

Причинами КЗ обычно являются нарушения изоляции, вызванные ее механическими повреждениями, старением, набросами посторонних тел на провода линий электропередачи, проездом под линиями негабаритных механизмов (кранов с поднятой стрелой и т.п.), прямыми ударами молнии, перенапряжениями, неудовлетворительным уходом за оборудованием. Часто

причиной повреждений в электроустановках, сопровождающихся короткими замыканиями, являются неправильные действия обслуживающего персонала. Примерами таких действий являются ошибочные отключения разъединителем цепи с током, включения разъединителей на короткую, ошибочные действия при переключениях в главных схемах и в схемах релейной защиты и автоматики.

При КЗ токи в поврежденных фазах увеличиваются в несколько раз по сравнению с их нормальным значением, а напряжения снижаются, особенно вблизи места повреждения.

Протекание больших токов КЗ вызывает повышенный нагрев проводников, а это ведет к увеличению потерь электроэнергии, ускоряет старение и разрушение изоляции, может привести к потере механической прочности токоведущих частей и электрических аппаратов.

Снижение уровня напряжения при КЗ в сети ведет к уменьшению вращающего момента электродвигателей, их торможению, снижению производительности и даже к полному останову.

Резкое снижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и частей электрической системы, возникновению системных аварий.

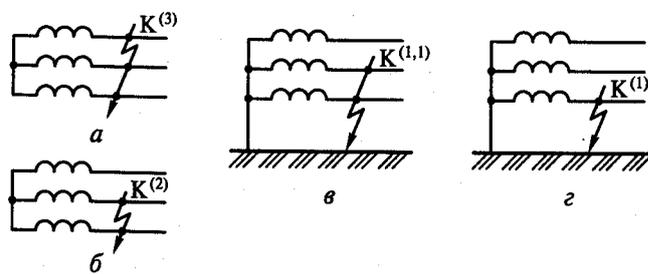


Рисунок 1.3 - Виды коротких замыканий:

a — трехфазное КЗ; *б* — двухфазное КЗ; *в* — двухфазное КЗ на землю;
г — однофазное КЗ

Виды КЗ в трехфазной сети и их обозначения приведены на рис.1.3.

Трехфазные и двухфазные КЗ возможны в любых трехфазных сетях.

Для прохождения тока при однофазном или двухфазном КЗ на землю необходимо, чтобы на участке сети, где произошло повреждение, была хотя бы одна заземленная нулевая точка (нейтраль) трансформатора, электрически связанная с местом КЗ (см. рис. 2.3, в, г). Чем больше будет заземленных нейтралей, тем больше будет ток КЗ при этих видах повреждений.

Важным фактором является относительная частота возникновения различных видов КЗ. По усредненным данным она составляет, %: трехфазные — 5; двухфазные — 10; однофазные — 65; двухфазные КЗ на землю — 20. Иногда один вид замыканий переходит в другой (например, в кабельных линиях 6—10 кВ замыкание одной фазы на землю часто переходит в междуфазные КЗ).

Как правило, в месте КЗ возникает электрическая дуга, которая образует вместе с сопротивлениями элементов пути тока КЗ переходное сопротивление. Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок, что достигается применением устройств релейной защиты с минимальными выдержками времени и быстродействующих отключающих аппаратов (выключателей). Немаловажную роль играют устройства АРВ и быстродействующей форсировки возбуждения (УБФ) синхронных генераторов, которые увеличивают ток возбуждения синхронных генераторов при коротких замыканиях, благодаря чему меньше понижается напряжение в различных звеньях сети, а после отключения КЗ напряжение быстрее восстанавливается до нормального.

К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относятся: выбор рациональной схемы сети, правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, применение токоограничивающих устройств и т.п.

Для осуществления указанных мероприятий необходимо уметь определять токи КЗ и учитывать характер их изменения во времени.

Назначение и порядок выполнения расчетов

Расчеты токов КЗ необходимы для:

- сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических станций, сетей и подстанций;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи;
- проектирования заземляющих устройств;
- анализа аварий в электроустановках и электрических системах;
- оценки допустимости и разработки методики проведения различных испытаний в электрических системах;
- анализа устойчивости работы энергосистем.

Для решения большинства задач, встречающихся на практике, принимают ряд допущений, которые значительно упрощают расчеты, не внося при этом существенных погрешностей. При расчетах токов КЗ допускается не учитывать:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных генераторов, компенсаторов и электродвигателей, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;
- ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- насыщение магнитных систем электрических машин;
- поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110—220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330—500 кВ, если их длина не превышает 150 км;
- при расчете периодической составляющей тока КЗ — активные сопротивления элементов электроэнергетической системы, в частности

воздушных и кабельных линий электропередачи, если результирующее эквивалентное активное сопротивление относительно точки КЗ не превышает 30 % результирующего эквивалентного индуктивного сопротивления. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке:

1) составляется расчетная схема рассматриваемой электроустановки, намечаются расчетные точки КЗ;

2) на основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются;

3) определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки КЗ;

4) путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ приводят схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными значениями эквивалентной ЭДС $E''_{ЭКВ}$ и ударного коэффициента $k_{уд}$, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;

5) определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$, а затем ударный ток $i_{уд}$, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{пт}$, $i_{ат}$).

Расчет токов короткого замыкания

Считается достаточным рассмотреть ток трехфазного КЗ в характерных точках системы электроснабжения и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети.

Для практических расчетов токов КЗ следует исходить из следующих условий:

1) все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки к.з. работают одновременно с номинальной нагрузкой;

- 2) короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток к.з. будет иметь наибольшее значение;
- 3) все синхронные машины имеют автоматическую регулировку напряжения и устройства форсировки возбуждения;
- 4) ЭДС всех источников совпадают по фазе;
- 5) расчётные напряжения каждой ступени принимаются на 5% выше номинального напряжения сети;
- 6) на токи к.з. оказывают влияния синхронные двигатели, присоединённые к денной сети;
- 7) трансформаторы работают раздельно.

На рисунках 1.4 и 1.5 приведены расчетная схема и схема замещения ПС «Русская».

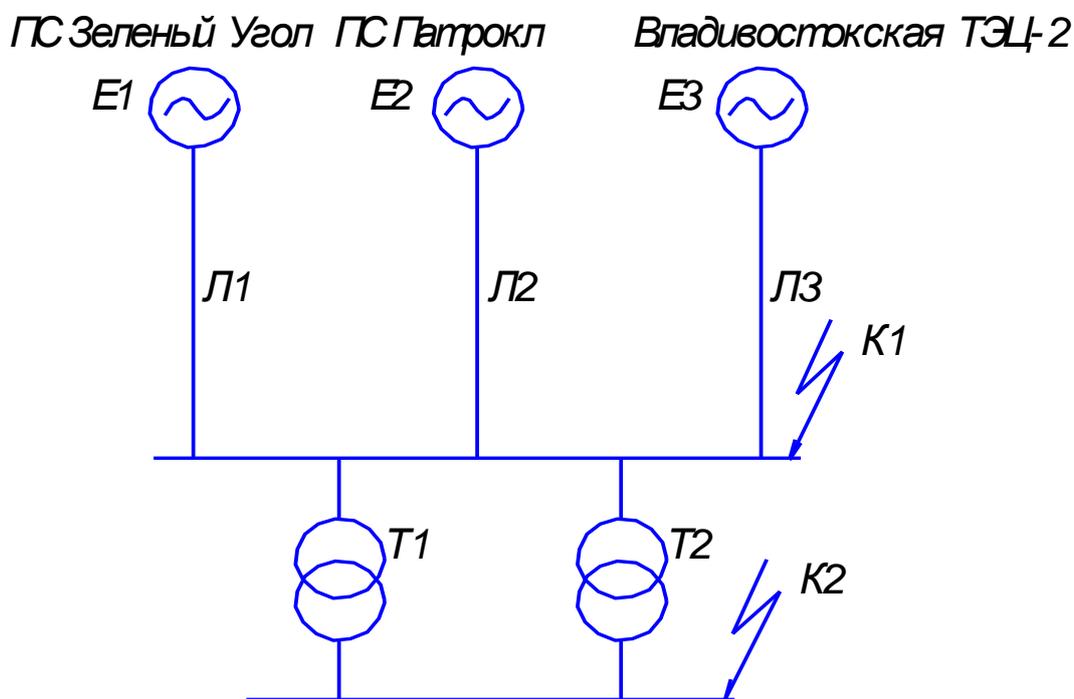


Рисунок 1.4 – Расчетная схема ПС «Русская»

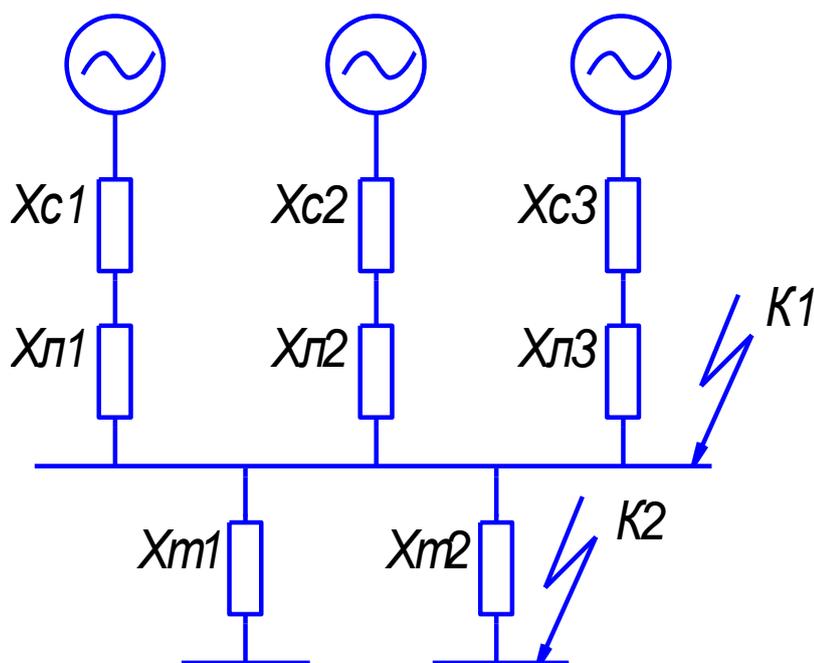


Рисунок 2.5 – Схема замещения ПС «Русская»

Исходные данные для расчета:

T1: трансформатор ТМН-6300/110: $S_H=6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_k = 11,1\%$.

T2: трансформатор ТМН-6300/110: $S_H=6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_k = 11,1\%$.

Л1: одноцепная ВЛ с проводом АС-120/19: $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$, $L=60,5 \text{ км}$.

Л2: одноцепная ВЛ с проводом АС-120/19: $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$, $L=15,4 \text{ км}$.

Л1: одноцепная ВЛ с проводом АС-120/19: $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$, $L=14,5 \text{ км}$.

Определим параметры схемы замещения при приближенном приведении в относительных единицах.

Рассчитаем токи короткого замыкания в максимальном режиме.

Токи КЗ в максимальном режиме:

- на шинах Курганской ТЭЦ $I_{K3}^{\max}=11600 \text{ А}$;

- на шинах ПС «Раскатиха» $I_{K3}^{\max}=3620 \text{ А}$;

- на шинах ПС «Н.Березово» $I_{K3}^{\max}=3465 \text{ А}$.

Примем базисную мощность $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, за базисное напряжение

принимаем среднее номинальное напряжение $U_B = 115$ кВ .

Сопротивление систем в относительных единицах

$$X_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_B}; \quad (1.12)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11,6 \cdot 115} = 0,43 \text{ о.е.};$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,62 \cdot 115} = 1,38 \text{ о.е.};$$

$$X_{c3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,456 \cdot 115} = 1,45 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушных линий

$$X_{л} = x_0 \cdot l_{л} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (1.13)$$

$$X_{л1} = 0,427 \cdot 60,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,95 \text{ о.е.};$$

$$X_{л2} = 0,427 \cdot 15,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,5 \text{ о.е.};$$

$$X_{л3} = 0,427 \cdot 14,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,47 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_{K3} \cdot S_B}{100\% \cdot S_{HT}}, \quad (1.14)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{11,1 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 17,62 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление систем и линий

$$\frac{1}{X_{ЭКВ.}} = \frac{1}{X_{c1} + X_{л1}} + \frac{1}{X_{c2} + X_{л2}} + \frac{1}{X_{c3} + X_{л3}}; \quad (1.15)$$

$$\frac{1}{X_{ЭКВ.}} = \frac{1}{0,43 + 1,95} + \frac{1}{1,38 + 0,5} + \frac{1}{1,45 + 0,47} = 1,47;$$

$$X_{ЭКВ.} = \frac{1}{1,47} = 0,67 \text{ о.е.}$$

Базисный ток

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (1.16)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К1 (шины 110 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая составляющая $I_{Пк}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания и равной ее начальному значению $I_{П,0}$)

$$I_{K1} = I_{П,0} = I_{П,t} = \frac{E_{ЭКВ} \cdot I_B}{X_{ЭКВ}}; \quad (1.17)$$

$$I_{K1} = I_{П,0} = I_{П,t} = \frac{1 \cdot 5020}{0,67} = 7492 \text{ А.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K1}, \quad (1.18)$$

где $k_y = 1,8$ - ударный коэффициент.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7492 = 19070 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая тока к.з.

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-t/T_a}; \quad (1.19)$$

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 7492 \cdot e^{-0,06/0,05} = 3191 \text{ А,}$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей, для установок напряжением выше 1000 В величина $T_a = 0,05$ с.

Рабочий ток в утяжеленном режиме

$$I_{раб.ут} = 1,4 \cdot S_{н.т} / \sqrt{3} \cdot U_n; \quad (1.20)$$

$$I_{раб.ут} = 1,4 \cdot 6300 / \sqrt{3} \cdot 115 = 44,28 \text{ А.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К2 (шины 10 кВ).

$$I_{K2} = I_{П,0} = I_{П,t} = \frac{E_{ЭКВ} \cdot I_B}{X_{ЭКВ} + X_{Т1}} \cdot k_{ТР}; \quad (1.21)$$

$$I_{K2} = I_{П,0} = I_{П,t} = \frac{1 \cdot 5020}{0,67 + 17,62} \cdot \frac{115}{11} = 2869 \text{ А.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2}; \quad (1.22)$$
$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2869 = 7303 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая тока к.з.

$$i_{ат2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-t/Ta}; \quad (1.23)$$
$$i_{ат2} = \sqrt{2} \cdot 2869 \cdot e^{-0,06/0,05} = 1222 \text{ А.}$$

Мощность трёхфазного к.з.

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{по}; \quad (1.24)$$
$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2,869 = 54,66 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Рабочий ток в утяжеленном режиме

$$I_{раб.ут} = 1,4 \cdot 6300 / \sqrt{3} \cdot 11 = 463 \text{ А.}$$

Рассчитаем токи короткого замыкания в минимальном режиме.

Токи КЗ в минимальном режиме:

- на шинах ТЭЦ $I_{K3}^{\min} = 780 \text{ А};$
- на шинах ПС 1 $I_{K3}^{\min} = 1260 \text{ А};$
- на шинах ПС 2 $I_{K3}^{\min} = 1715 \text{ А.}$

Примем базисную мощность $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, за базисное напряжение принимаем среднее номинальное напряжение $U_B = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление систем в относительных единицах:

$$X_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_B}; \quad (1.25)$$
$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,78 \cdot 115} = 6,44 \text{ о.е.};$$
$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,26 \cdot 115} = 3,98 \text{ о.е.};$$
$$X_{c3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,715 \cdot 115} = 2,93 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление систем и линий

$$\frac{1}{X_{\text{ЭКВ.}}} = \frac{1}{X_{C1} + X_{Л1}} + \frac{1}{X_{C2} + X_{Л2}} + \frac{1}{X_{C3} + X_{Л3}}; \quad (1.26)$$

$$\frac{1}{X_{\text{ЭКВ.}}} = \frac{1}{6,44 + 1,95} + \frac{1}{3,98 + 0,5} + \frac{1}{2,93 + 0,47} = 0,6365;$$

$$X_{\text{ЭКВ.}} = \frac{1}{0,6365} = 1,57 \text{ о.е.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К1 (шины 110 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1} = \frac{E_{\text{ЭКВ.}} \cdot I_B}{X_{\text{ЭКВ.}}}; \quad (1.27)$$

$$I_{K1} = \frac{1 \cdot 5020}{1,57} = 3197 \text{ А.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К2 (шины 10 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К2

$$I_{K2} = \frac{E_{\text{ЭКВ.}} \cdot I_B}{X_{\text{ЭКВ.}} + X_{T1}} \cdot k_{TP.}; \quad (1.28)$$

$$I_{K2} = \frac{1 \cdot 5020}{1,57 + 17,62} \cdot \frac{115}{11} = 2735 \text{ А.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Расчет токов КЗ

Параметр	Максимальный режим		Минимальный режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
I_{K3}	7492 А	2869 А	3197 А	2735 А
$i_{уд}$	19070 А	7303 А	-	-
$i_{ат}$	3191 А	1222 А	-	-

Расчетные токи короткого замыкания на шинах подстанции «Русская» получились небольшие, следовательно дополнительных устройств для снижения этих токов не требуется. Выпускаемые в настоящее время

выключатели способны отключить такой ток без дополнительных мер по снижению токов К.З.

1.6 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей

Выбор гибких шин 110кВ

Токоведущие части со стороны 110кВ выполняем гибкими проводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока.

$J_{э} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ при $T_{\max} = 3000-5000 \text{ ч}$ для неизолированных шин и проводов из алюминия.

$$q_{э} = \frac{I_n}{J_{э}}, \quad (1.29)$$

где I_n - ток нормального режима, без перегрузок;

$J_{э}$ - нормированная плотность тока, А/мм^2 .

$$I_n = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (1.30)$$

$$S_{\max} = S_{\text{нагр.}} + S_{\text{трив.}}; \quad (1.31)$$

$$I_n = \frac{6700 + 18800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 133,8 \text{ А};$$

$$q_{э} = \frac{133,8}{1,1} = 121,6 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС-120/19 сечением 120 мм^2 $I_{\text{дон}} = 380 \text{ А}$.

Проверяем провод по допустимому току

$$I_{\text{нагр. max}} < I_{\text{дон}};$$

$$133,8 \text{ А} < 380 \text{ А}.$$

Проверка на схлестывание не выполняется, так как $I < 50 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие токов короткого замыкания не выполняется, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка на коронирование.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3m\left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (1.32)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 - радиус провода.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (1.33)$$

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз; при горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26D$;

где D - расстояние между соседними фазами.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряжённость поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$.

Таким образом, условие образования короны можно записать в виде

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (1.34)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,37 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{0,76}} = 8,5 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 8,5 \text{ кВ} < 0,9 \cdot 33,37 \text{ кВ};$$

$$9,1 \text{ кВ} < 30 \text{ кВ}.$$

Таким образом, провод АС-120/19 по условиям короны проходит.

Выбор выключателей на стороне ВН

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{\text{ном}}$ и номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$.

В соответствии с ГОСТ 687—78Е выключатели характеризуются следующими параметрами:

1) номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном}}$ — наибольший ток КЗ (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстанавливающегося напряжения и заданном цикле операций. Ток КЗ состоит из периодической и аperiodической составляющих. Номинальный ток отключения определяется действующим значением периодической составляющей в момент расхождения контактов;

2) допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{\text{норм}}$, %, которое определяется по кривой рис. 2.6

$$\beta_{\text{норм}} = \frac{i_{\text{а.люм}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}}} \cdot 100. \quad (1.35)$$

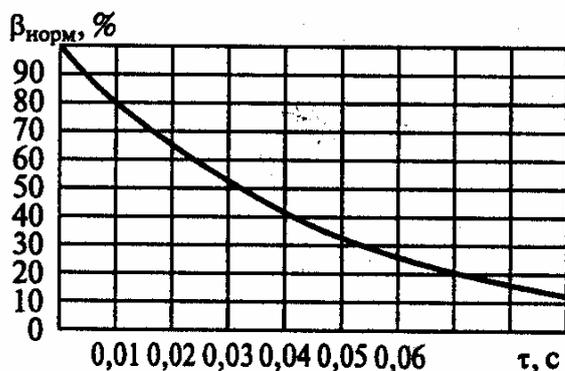


Рисунок 1.6 - Нормированное содержание аperiodической составляющей

Нормированное значение $\beta_{\text{н}}$ определяется для момента расхождения контактов $\tau = t_{\text{зmin}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + t_{\text{с.в}}$.

Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_{\text{норм}} = 0$;

3) цикл операций — выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними;

4) стойкость при сквозных токах - характеризуется токами термической стойкости $I_{\text{тер}}$ и электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}$ (действующее значение), $i_{\text{дин}}$ — наибольший пик (амплитудное значение); эти токи выключатель выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе. Завод-изготовитель должен выдерживать соотношение

$$i_{\text{дин}} = 2,55 \cdot I_{\text{откл.ном}};$$

5) номинальный ток включения — ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и

других повреждений, при $U_{ном}$ и заданном цикле. В каталогах приводится действующее значение этого тока $I_{вкл.ном}$ и амплитудное значение $i_{вкл.ном}$.

Выключатели конструируются таким образом, что соблюдаются условия

$$I_{вкл.ном} \geq I_{откл.ном};$$

$$i_{вкл.ном} \geq 1,8\sqrt{2} I_{откл.ном};$$

б) собственное время отключения $t_{с.в}$ — интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасящих контактов.

Время отключения $t_{откл.в}$ — интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения $t_{вкл.в}$ — интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи;

7) параметры восстанавливающегося напряжения определяются в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН).

Выбор выключателей представлен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Выбор выключателей на стороне 110кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВГТ-110-20/1000У1
$U_c = U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} \leq I_H$	$I_{раб.утяж} = 133,8 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{отк}$	$I_{пт} = 7,492 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} \leq i_{а ном}$	$i_{ат} = 3,191 \text{ кА},$	$i_{аном} = 20 \text{ кА},$
$I_{по} \leq I_{дин}$	$I_{по} = 7,492 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$
$I_{уд} \leq I_{дин.макс}$	$i_{уд} = 19,07 \text{ кА}$	$I_{дин макс} = 76 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер.}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 8,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор разъединителей на стороне ВН

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током. При ремонтных работах разъединителем создаётся видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Однако для упрощения схем электроустановок допускается использовать разъединители для производства следующих операций:

- отключение и включение нейтрали трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
- зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов);
- нагрузочного тока до 15А трёхполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже.

К разъединителям предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов короткого замыкания;
- исключение самопроизвольных отключений;
- чёткое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, ветер).

Разъединителем разрешается также производить операции, если он надежно шунтирован низкоомной параллельной цепью (шиносоединительным или обходным выключателем).

Значение отключаемого разъединителем тока зависит от его конструкции (вертикальное, горизонтальное расположение ножей), расстояния между полюсами, номинального напряжения установки, поэтому допустимость такой операции устанавливается инструкциями и директивными указаниями. Порядок операций при отключении намагничивающего тока трансформатора также играет важную роль. Например, трансформаторы, имеющие РПН, необходимо перевести в режим недовозбуждения, так как ток намагничивания резко уменьшается при уменьшении индукции в магнитопроводе, которая зависит от подведенного напряжения. Кроме того, при отключении ненагруженного трансформатора необходимо предварительно эффективно заземлить нейтраль, если в нормальном режиме трансформатор работал с разземленной нейтралью. Если к нейтрали трансформатора был подключен заземляющий реактор, то предварительно его следует отключить.

Если в цепи имеется разъединитель и отделитель, то отключение и включение намагничивающего тока и зарядных токов следует выполнять отделителями, имеющими пружинный привод, который позволяет быстро произвести эту операцию.

Разъединители по числу полюсов могут быть одно- и трех-полюсными, по роду установки — для внутренних и наружных установок, по конструкции — рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Выбор разъединителей выполняется:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по рабочему току: $I_{max} \leq I_{ном}$;
- по конструкции;

- по электродинамической стойкости: $I_{уд} \leq I_{дин}$;
- по термической стойкости: $B_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$.

Выбор разъединителей на стороне 110 кВ представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя РНДЗ-1-110/1000 У1
$U_c = U_H$	$U_H = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_H$	$I_{раб.утяж} = 133,8$ А	$I_H = 1000$ А
$I_{уд} \leq I_{дин.макс}$	$i_{уд} = 19,07$ кА	$I_{дин макс} = 80$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 8,42$ кА ² ·с	$B_k = 999$ кА ² ·с

Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации

$$K_I = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}, \quad (1.36)$$

где $I_{1ном}$ и $I_{2ном}$ — номинальные значения первичного и вторичного тока соответственно.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока не является строго постоянной величиной и может отличаться от номинального значения вследствие погрешности, обусловленной наличием тока намагничивания. Токовая погрешность определяется по выражению

$$\Delta I\% = \frac{K_1 I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100. \quad (1.37)$$

Погрешность трансформатора тока зависит от его конструктивных особенностей: сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути, значения I_{101} зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока при нагрузке первичной обмотки током 100—120% для первых трех классов и 50—120 % для двух последних. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5 и 1 нормируется также угловая погрешность.

Погрешность трансформатора тока зависит от вторичной нагрузки (сопротивление приборов, проводов, контактов) и от кратности первичного тока по отношению к номинальному. Увеличения нагрузки и кратности тока приводят к увеличению погрешности.

При первичных токах, значительно меньших номинального, погрешность трансформатора тока также возрастет.

Трансформаторы тока класса 0,2 применяются для присоединения точных лабораторных приборов, класса 0,5 — для присоединения счетчиков денежного расчета, класса 1 — для всех технических измерительных приборов, классов 3 и 10 — для релейной защиты.

Кроме рассмотренных классов, выпускаются также трансформаторы тока со вторичными обмотками типов Д (для дифференциальной защиты), З (для земляной защиты), Р (для прочих релейных защит).

Токовые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление, поэтому трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму КЗ. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастет, так как он будет определяться только МДС первичной обмотки. В этом режиме магнитопровод может нагреться до

недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях десятков киловольт.

Из-за указанных явлений не разрешается размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке. При необходимости замены измерительного прибора или реле предварительно замыкается накоротко вторичная обмотка трансформатора тока (или шунтируется обмотка реле, прибора).

Трансформатор тока выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по рабочему току $I_{max.раб} \leq I_{ном}$; номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\delta} \leq \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot K_{эд}; \quad i_{y\delta} \leq i_{дин},$$

где $i_{y\delta}$ - ударный ток КЗ по расчёту;

$K_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости;

- по термической стойкости $B_k \leq (\kappa_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}$; $B_k \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$,

где B_k - тепловой импульс по расчёту;

κ_m - кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора;

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

Индуктивное сопротивление токовых обмоток невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}}. \quad (1.38)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (1.39)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов принимаем 0,1 Ом. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (1.40)$$

откуда
$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (1.41)$$

Сечение соединительных проводов определяем по формуле

$$q = \frac{\rho \times l_{\text{расч}}}{r_{\text{приб}}}, \quad (1.42)$$

где $\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление провода с алюминиевыми жилами;

$l_{\text{расч}}$ - расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока.

Таблица 1.6– Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счётчик активной и	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2,0	2,0

реактивной мощности				
Итого:		3	2	2,5

Самая нагруженная Фаза «А». Общее сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.}$$

Для ТФЗМ 110-У1

$$Z_{2ном} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (1.43)$$

$$Z_{2ном} \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление провода

$$r_{пров} = 1,2 - 0,12 - 0,1 = 0,98 \text{ Ом.}$$

Для подстанции применяем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 100 м, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$, тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч}}{r_{пров}}; \quad (1.44)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 100}{0,98} = 5,0 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 6мм².

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 100}{6} = 0,82 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет

$$r_2 = 0,12 + 0,82 + 0,1 = 1,04 \text{ Ом.}$$

Таблица 1.7 – Расчёт трансформатора тока 110кВ

Расчётные данные	Данные ТФЗМ-110Б1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$

$I_{\max} = 133,8 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 150 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 19,07 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 8,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 1874 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Выбираем трансформатор тока ТФЗМ-110Б1 с коэффициентом трансформации 150/5А, класс точности 0,5Р,10Р/10Р.

Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Номинальный коэффициент трансформации определяется следующим выражением:

$$K_U = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}}, \quad (1.45)$$

где $U_{1\text{ном}}$, $U_{2\text{ном}}$ — номинальные первичное и вторичное напряжения.

Рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике приводят к погрешности измерения

$$\Delta U\% = \frac{K_I \cdot U_2 - U_1}{U_2} \cdot 100. \quad (1.46)$$

Так же как и в трансформаторах тока, вектор вторичного напряжения сдвинут относительно вектора первичного напряжения не точно на угол 180° . Это определяет угловую погрешность.

В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1; 3.

Погрешность зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от cosφ вторичной нагрузки. В конструкции трансформаторов напряжения предусматривается компенсация погрешности по напряжению путем некоторого уменьшения числа витков первичной

обмотки, а также компенсация угловой погрешности за счет специальных компенсирующих обмоток.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как в противном случае это приведет к увеличению погрешностей.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности. При этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединённых в звезду, принимается суммарная мощность всех трёх фаз, а для соединённых по схеме открытого треугольника – удвоенная мощность одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

Нагрузка приборов определяется по формуле

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \times \cos \varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \times \sin \varphi_{приб})^2}; S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2_{приб} + Q^2_{приб}} . \quad (1.47)$$

Таблица 1.8 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки В·А	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребная мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Счётчик активной и реактивной	СЭТ-4ТМ.02	2,0	3	0,5	0,86	1	3	5,16

МОЩНОСТИ								
Итого:							8	5,16

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения $S_{2\Sigma} = 9,52 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Выбираем трансформатор напряжения НКФ-110-58 со следующими параметрами:

1) $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$;

2) номинальное напряжение обмотки:

-первичной $110000/\sqrt{3} \text{ В}$;

-основной вторичной $100/\sqrt{3} \text{ В}$;

-дополнительной вторичной 100 В ;

3) номинальная мощность в классе точности 0,5 $S_{ном} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}$;

4) максимальная мощность $S_{max} = 2000 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Выбор выключателей на стороне НН

Выключатель в цепи силового трансформатора 110/10 кВ на стороне низкого напряжения выбирают по утяжелённому режиму $I_{раб.ум} = 463 \text{ А}$.

Секционный выключатель выбираем из условия

$$I_{раб.ум} = \frac{S_{p.n}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (1.48)$$

$$I_{раб.ум} = \frac{3500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 101 \text{ А}.$$

Выключатели отходящих линий выбираем по токам утяжелённого режима наиболее загруженной линии Л-5 (1,5 МВ·А)

$$I_{раб.ум} = \frac{1500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 43,3 \text{ А}.$$

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению $U_n \geq U_{уст}$;

2) номинальному току $I_n \geq I_{\text{раб. утяж}}$,

где $I_{\text{раб. утяж}}$ – рабочий ток через выключатель в утяжеленном режиме;

3) номинальному току электродинамической стойкости:

- симметричному $I_{п,0} \leq I_{\text{пр.с.}}$;
- асимметричному $i_{\text{уд. макс.}} \leq i_{\text{пр.с.}}$;

4) номинальному току отключения:

- симметричному $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.}}$;
- асимметричному $\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.}} \cdot (1 + \beta_n / 100)$;

5) номинальному импульсу квадратичного тока к.з.

$$B_k = I_{\text{пт}}^2 \cdot (t_{\text{отк.}} + T_a) \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}}$$

Выбор выключателей представлен в таблице 1.9.

Таблица 1.9– Выбор выключателей на стороне 10кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВ/TEL-10/630/20
$U_c = U_n$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб. утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб. утяж}} = 463 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.}}$	$I_{\text{пт}} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$	$i_{\text{ат}} = 1,222 \text{ кА,}$	$i_{\text{аном}} = 20 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 38,18 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин. макс}}$	$i_{\text{уд}} = 7,303 \text{ кА}$	$I_{\text{дин макс}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}}$	$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов тока на стороне НН

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность обслуживающего персонала, так как цепи низкого и высокого напряжения

разделены, а также позволяют унифицировать конструкцию измерительных приборов и реле.

Трансформаторы тока (ТТ) выбираем по следующим условиям:

- по конструкции и классу точности;
- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по первичному току $I_{max} \leq I_{1ном}$.

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчётному току, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по термической стойкости $B_k \leq (k_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T$;
- по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

Определим максимальный рабочий ток, протекающий по вводным выключателям 10кВ (при отключении одного из трансформаторов и включении секционного выключателя)

$$I_{max} = I_{раб.утяж.} = 463A;$$

$$i_{y0} = 7,303кА;$$

$$B_k = 1,23кА^2 \cdot с .$$

Выбираем трансформатор тока типа ТЛМ-10 $I_{ном} = 600A$, класс точности вторичной обмотки 0,5/P.

Данные расчётов сведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Выбор трансформаторов тока 10кВ

Расчётные данные	Данные ТЛМ-10
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 463$ А	$I_{ном} = 600$ А
$i_{y0} = 7,303$ кА	$I_{дин} = 52$ кА

$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 313,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,69 \text{ Ом}$	$Z_{2,ном.} = 0,8 \text{ Ом}$

Таблица 1.11 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счётчик активной и реактивной мощности	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2,0	2,0
Итого:		3	2	2,5

Самая нагруженная Фаза «А».

Общее сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Для ТЛМ -10

$$Z_{2,ном} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление провода

$$r_{пров} = 0,8 - 0,12 - 0,1 = 0,58 \text{ Ом.}$$

Для подстанции применяем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 100м.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,58} = 4,88 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВБ с жилами сечением 6мм².

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет

$$r_2 = 0,12 + 0,47 + 0,1 = 0,69 \text{ Ом.}$$

Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

Трансформатор напряжения выбирается:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения приведена в таблице 1.12

Таблица 1.12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребная мощность	
							P, Вт	Q,Вт
Вольтметр	Э337	2,0	1	1	0	1	2	
Счетчик активной и реактивной мощности (ввод 10кВ)	СЭТ-4ТМ.02	2,0	3	0,5	0,86	1	3	5,2
Счетчик активной и реактивной мощности (ВЛ 10кВ)	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2	0,5	0,86	3	6	10,3
Итого:							11	15,5

Вторичная нагрузка трансформатора

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (1.49)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{11^2 + 15,5^2} = 19,0B \cdot A.$$

Выбираем два трансформатора напряжения НТМИ-10-66.

Трансформаторы имеют номинальную мощность в классе точности 0,5 $S_{\text{ном}} = 120B \cdot A$. $S_{2\Sigma} < S_{\text{ном}}$, то есть трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

Выбор ограничителей перенапряжения

До 70-х годов традиционным аппаратом для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжения является вентильный разрядник, который содержал нелинейный элемент с симметричной вольт-амперной характеристикой на основе карбида кремния и последовательно включенные с ним искровые промежутки. Из-за относительно слабой нелинейности нелинейного элемента он не мог подключаться к сети непосредственно, так как при рабочем напряжении через него протекал бы значительный ток.

В 70-х годах появились нелинейные элементы на основе окиси цинка, имеющие вольт-амперные характеристики с гораздо большей нелинейностью, что позволяло подключать их к сети непосредственно, без последовательных искровых промежутков. В нашей стране защитные аппараты с оксидно-цинковыми элементами получили название ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). За рубежом подобные аппараты называются безыскровыми разрядниками. Отсутствие последовательных искровых промежутков позволяет значительно улучшить защитные характеристики аппарата и уменьшить его массогабаритные показатели. К началу 70-х годов безыскровые защитные аппараты получили преимущественное распространение.

ОПН представляет собой аппарат опорного типа и содержит высоконелинейный резистор, состоящий из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов производства лучших

зарубежных фирм, помещенных в изоляционную оболочку. Ограничители исполнения УХЛ1 имеют взрывобезопасный чехол из комбинированной полимерной изоляции: стеклопластиковый цилиндр с оребренным покрытием из кремнийорганической резины.

Принцип работы ОПН заключается в следующем: в нормальном режиме через аппарат протекает незначительный ток (порядка долей мА) при появлении всплесков перенапряжений любой физической природы из-за резкой нелинейной вольт-амперной характеристики ограничителя ток через него возрастает до значений от ампера до десятков килоампер, снижая уровень перенапряжения до заданных значений [11].

Выбираем ограничители перенапряжения.

Для напряжения 10 кВ выбираем ОПН-10/11,5-10(І)УХЛ1.

Для напряжения 110 кВ выбираем ОПН-110/84-10(І)УХЛ1.

Для защиты нейтрали трансформатора - ОПН-35/40,5-10(І)УХЛ1.

1.7 Выбор релейной защиты и устройств автоматики

Общие сведения

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания (КЗ).

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии.

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного

анормального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии — оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени.

Одним из основных видов анормальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции электродвигателей, трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с выдержкой времени большим, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны. Для некоторых видов электрооборудования характерны специфические повреждения и анормальные режимы, а именно недопустимое снижение напряжения при самозапуске электродвигателей; витковые замыкания у трансформаторов и понижение уровня масла в кожухе; витковые замыкания и повышение напряжения в обмотке статора, замыкания в цепи возбуждения генераторов; однофазные замыкания.

Таким образом, релейной защитой (РЗ) называют защиту электрических установок от возможных повреждений и анормальных режимов работы, осуществляемую посредством автоматических устройств (контактных, бесконтактных). Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного

сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени.

Для предупреждения каждого из перечисленных повреждений необходим свой вид релейной защиты, в соответствии с чем, для отдельных элементов электроустановок рекомендуются следующие наборы защит:

1) для генераторов — от внешних КЗ, перегрузок, многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, замыканий между витками одной фазы в обмотке статора, замыканий на корпус в цепи возбуждения и повышения напряжения в обмотке статора;

2) для силовых трансформаторов — от внешних КЗ, перегрузок, многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, витковых замыканий в обмотках, понижения уровня масла в кожухе трансформатора;

3) для воздушных и кабельных линий — от многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю и внешних КЗ;

4) для синхронных и асинхронных электродвигателей — от многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, перегрузок, снижения напряжения и асинхронного режима для СД;

5) для конденсаторных установок — от КЗ, повышения напряжения и перегрузок токами высших гармоник при наличии в сети вентильных преобразовательных и выпрямительных установок.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

а) селективность.

Селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при к.з. только поврежденный участок сети.

Таким образом, селективное отключение повреждения является основным условием для обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Неселективное действие защиты приводит к развитию аварий. Как будет показано ниже, неселективные отключения могут допускаться, но только в тех случаях, когда это диктуется необходимостью и не отражается на питании потребителей;

б) Быстрота действия.

Отключение к.з. должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом. Последнее из перечисленных условий является главным.

Допустимое время отключения к.з. по условию сохранения устойчивости зависит от ряда факторов. Важнейшим из них является величина остаточного напряжения на шинах электростанций и узловых подстанций, связывающих электростанции с энергосистемой. Чем меньше остаточное напряжение, тем вероятнее нарушение устойчивости и, следовательно, тем быстрее нужно отключать к. з. Наиболее тяжелыми по условиям устойчивости являются трехфазные к.з. и двухфазные к.з. на землю в сети с глухозаземленной нейтралью, так как при этих повреждениях происходят наибольшие снижения всех междуфазных напряжений. В современных энергосистемах для сохранения устойчивости требуется весьма малое время отключения к.з. Например, на линиях электропередач 300—500 кВ необходимо отключать повреждение за 0,1—0,12 с после его возникновения. В сетях 110—220 кВ — за 0,15-0,3 с. В распределительных сетях 6 и 10 кВ, отделенных от источников питания большим сопротивлением, к.з. можно отключать со временем примерно 1,5—3 с, так как они не вызывают опасного понижения напряжения на генераторах и поэтому не влияют на устойчивость системы. Точная оценка допустимого времени отключения производится с помощью специальных расчетов устойчивости, проводимых для этой цели.

В качестве приближенного критерия (меры) необходимости применения быстродействующих защит Правила устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуют определять остаточное напряжение на шипах электростанций и узловых подстанций при трехфазных к.з. в интересующей

на точке сети. Если остаточное напряжение получается меньше 60% номинального, то для сохранения устойчивости следует применять быстрое отключение повреждений, т. е. применять быстродействующую защиту.

Полное время отключения повреждения $t_{\text{откл}}$ складывается из времени работы защиты t_3 и времени действия выключателя $t_{\text{в}}$, разрывающего ток к.з., т.е. $t_{\text{откл}} = t_3 + t_{\text{в}}$. Таким образом, для ускорения отключения нужно ускорять действие как защиты, так и выключателей. Наиболее распространенные выключатели действуют со временем 0,15—0,06 с.

Чтобы обеспечить при таких выключателях указанное выше требование об отключении к.з., например, с $t=0,2$ с, защита должна действовать с временем 0,05—0,12 с, а при необходимости отключения с $t=0,12$ с и действии выключателя с 0,08 с время работы защиты не должно превышать 0,04 с.

Защиты, действующие с временем до 0,1—0,2 с, считаются быстродействующими. Современные быстродействующие защиты могут работать со временем 0,02—0,04 с.

Требование быстродействия является в ряде случаев определяющим условием, обеспечивающим устойчивость параллельной работы электростанций и энергосистем.

Создание селективных быстродействующих защит является важной и трудной задачей техники релейной защиты. Эти защиты получаются достаточно сложными и дорогими, поэтому они должны применяться только в тех случаях, когда более простые защиты, работающие с выдержкой времени, не обеспечивают требуемой быстроты действия.

В целях упрощения допускается применение простых быстродействующих защит, не обеспечивающих необходимой селективности. При этом для исправления неселективности используется АПВ, быстро включающее обратно неселективно отключившийся участок системы.

в) чувствительность.

Для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при к.з. (увеличение тока, снижение напряжения и

т.п.), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия. Каждая защита должна отключать повреждения на том участке, для защиты которого она установлена, и, кроме того, должна действовать при к.з. на следующем, втором участке, защищаемом другой защитой. Действие защиты на втором участке называется дальним резервированием. Оно необходимо для отключения к.з. в том случае, если защита или выключатель второго участка не сработает из-за неисправности. Резервирование следующего участка является важным требованием. Если оно не будет выполняться, то при к.з. на втором участке и отказе его защиты или выключателя повреждение останется неотключенным, что приведет к нарушению работы потребителей всей сети.

Действие первой защиты при к.з. на третьем участке не требуется, так как при отказе защиты третьего участка или его выключателя должна подействовать защита второго участка. Одновременный отказ защиты на двух участках (третьем и втором) маловероятен, и поэтому с таким случаем не считаются.

Некоторые типы защит по принципу своего действия не работают за пределами первого участка. Чувствительность таких защит должна обеспечить их надежную работу в пределах первого участка. Для обеспечения резервирования второго участка в этом случае устанавливается дополнительная защита, называемая резервной.

Каждая защита должна действовать не только при металлическом к.з., но и при замыканиях через переходное сопротивление, обусловливаемое электрической дугой.

Чувствительность защиты должна быть такой, чтобы она могла подействовать при к.з. в минимальных режимах системы, т.е. в таких режимах, когда изменение величины, на которую реагирует защита (ток, напряжение и т.п.), будет наименьшей. Таким образом, чувствительность защиты должна быть такой, чтобы она действовала при к.з. в конце установленной для нее

зоны в минимальном режиме системы и при замыканиях через электрическую дугу.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$. Для защит, реагирующих на ток к.з.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (1.50)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ — минимальный ток к.з.;

$I_{\text{с.з}}$ — наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты);

г) надежность.

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при к.з, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается.

Требование надежности является весьма важным. Отказ в работе или неправильное действие какой-либо защиты всегда приводит к дополнительным отключениям, а иногда к авариям системного значения.

Надежность защиты обеспечивается простотой схемы, уменьшением в ней количества реле и контактов, простотой конструкции и качеством изготовления реле и другой аппаратуры, качеством монтажных материалов, самого монтажа и контактных соединений, а также уходом за ней в процессе эксплуатации.

Расчёт дифференциальной защиты трансформаторов

Выбор параметров защиты включает определение первичных токов для всех сторон защищаемого трансформатора. По этим токам определяются вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициента схемы и коэффициента трансформации трансформаторов тока.

Расчёт приведён в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Значение первичных и вторичных токов в плечах защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение	
		110кВ	10кВ

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{н.ом} = \frac{S_{н.ом}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ом}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66$
Схема соединения обмоток трансформатора	-	Y	Δ
Схема соединения трансформаторов тока	-	Y	Y
Коэффициент трансформации	-	75/5	400/5
Первичный ток в плечах защиты, А	$I_{2.н.ом} = \frac{I_{н.ом} \cdot k_{сх}}{k_{тр}}$	$\frac{31,63 \cdot \sqrt{3}}{75/5} = 3,65$	$\frac{330,66 \cdot 1}{400/5} = 4,13$

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot I_{н.ом}; \quad (1.51)$$

$$I_{с.з.} = 1,3 \cdot 31,63 = 41,12 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot I_{нб.расч.}, \quad (1.52)$$

где $I_{нб.расч.}$ – расчетный ток небаланса:

$$I_{нб.расч.} = \frac{K_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot K_{ан} + \Delta U_{рег.}}{100\%} \cdot I_{кз.вн}^{(3)}, \quad (1.53)$$

где $K_{одн.}=1$ – коэффициент одновременности для разнотипных трансформаторов;

$\varepsilon=10\%$ - полная погрешность трансформаторов тока;

$\Delta U_{рег.}=9 \times 1,78\%=16\%$ - предел регулирования напряжения устройствами РПН трансформаторов.

$$I_{нб.расч.} = \frac{1 \cdot 10 \cdot 1 + 16}{100\%} \cdot 7492 = 1948 \text{ А;}$$

$$I_{с.з.} = 1,3 \cdot 1948 = 2532 \text{ А.}$$

Таким образом, ток срабатывания защиты определяем из двух полученных значений при $K_{отс.}=1,3$. В качестве расчетного принимаем наибольшее значение, т.е. $I_{с.з.}=2532 \text{ А}$.

Произведем расчет параметров защиты для микропроцессорного терминала фирмы «Бреслер» ТОР 200 Т 72 в котором предусмотрена

дифференциальная защита, три максимальных токовых защиты (из них мы используем только две, а оставшаяся будет в резерве) и газовая защита трансформатора и устройства РПН.

Ток срабатывания терминала ТОР 200 для ВН

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{cx}}{k_m}; \quad (1.54)$$

$$I_{c.p.} = \frac{2532 \cdot \sqrt{3}}{75/5} = 292,4.$$

Ток срабатывания терминала ТОР 200 для НН

$$I_{c.p.} = \frac{2532 \cdot 1}{400/5} = 31,65.$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$K_{\psi} = \frac{I_{кз.min}^{(2)}}{I_{c.з.}}; \quad (1.55)$$

$$I_{кз.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.min}^{(3)}; \quad (1.56)$$

$$I_{кз.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7492 = 6488 \text{ A};$$

$$K_{\psi} = \frac{6488}{2532} = 2,56 > 2.$$

Расчёт максимальной токовой защиты

МТЗ выполняется на максимальной токовой защите терминала ТОР 200

Т 72. Расчёт МТЗ на стороне высшего напряжения.

Ток двухфазного к.з. на стороне ВН в min режиме

$$I_{кз.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.min}^{(3)}; \quad (1.57)$$

$$I_{кз.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3197 = 2769 \text{ A}.$$

Номинальный ток на стороне ВН

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U}; \quad (1.58)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (1.59)$$

где $K_{\text{в}}=0,8$ – коэффициент возврата для терминала TOP 200;

$K_{\text{зап}}=1,5$ – коэффициент запуска.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 31,63 = 77,1 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{2769}{77,1} = 35,9 > 1,5.$$

Ток срабатывания МТЗ терминала TOP 200

$$I_{\text{сп.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (1.60)$$

$$I_{\text{сп.}} = \frac{77,1 \cdot \sqrt{3}}{75/5} = 8,9 \text{ А.}$$

Время срабатывания принимаем 0,4 – 0,6 с.

Расчёт МТЗ на стороне низшего напряжения

Ток двухфазного к.з. на стороне НН в min режиме по (1.57)

$$I_{\text{кз. min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2735 = 2368 \text{ А.}$$

Номинальный ток на стороне НН по (1.58)

$$I_{\text{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 330,66 = 799 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{2368}{799} = 2,9 > 1,5.$$

Ток срабатывания МТЗ терминала TOP 200 по (1.60)

$$I_{c.p.} = \frac{799 \cdot 1}{400/5} = 9,99 \text{ А.}$$

Время срабатывания выбираем 0,1 с.

Проверка чувствительности защиты показала, что МТЗ удовлетворяет требованиям, предъявляемым к чувствительности защиты, и может применяться в качестве резервной защиты трансформатора.

Защита от перегрузки

Защита от перегрузки выполнена на максимальной токовой защите в терминале TOP 200.

Ток срабатывания защиты

$$I_{c.z.пер.} = I_{ном} \cdot \frac{k_n}{k_g}; \quad k_n = 1,05; \quad k_g = 0,8; \quad (1.61)$$

$$I_{c.z.} = 330,66 \cdot \frac{1,05}{0,8} = 434 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ терминала TOP 200

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.z.} \cdot k_{ex}}{k_{TT}}; \quad (1.62)$$

$$I_{c.p.} = \frac{434 \cdot 1}{400/5} = 5,43 \text{ А.}$$

Защиту от перегруза выполняем без выдержки времени с действием на сигнал.

Газовая защита

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители. В нашем случае мы применяем её для защиты трансформатора.

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканиях), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что

приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газовыделении, происходящем при КЗ, - сигнал на отключение трансформатора. Помимо этого, газовая защита реагирует на понижение уровня масла в баке трансформатора.

Опасным внутренним повреждением является «пожар стали» магнитопровода, возникающий при нарушении изоляции между листами стали сердечника, что ведёт к увеличению потерь на гистерезис и вихревые токи.

В качестве реагирующего органа ставится газовое реле типа ВF-80/Q производства Германии. Уставка скоростного элемента принимается 0,6 м/с. Он действует на отключение трансформатора через выходное реле РП-255, снабженное удерживающей катушкой по току отключения. Отбор газа из корпуса реле производится через кран, размещенный на уровне наземного обслуживания.

Типовыми схемами защиты трансформаторов предусматривается, в соответствии с требованиями ПУЭ, возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сигнального и отключающего контактов. Газовое реле отсека РПН выбрано URF производства Германии и работает только на отключение.

АВР и АПВ

Требования, предъявляемые к АВР (автоматическое включение резерва):

-схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, исчезновении напряжения на шинах рабочего источника

питания. Включение резервного источника питания допускается также при к.з. на шинах подстанции;

-включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника для уменьшения длительности перерыва питания потребителей;

-схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего питания, чтобы не допустить включения источника резервного питания на к.з. в неотключившемся рабочем источнике;

-схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения для пуска АВР при исчезновении напряжения на шинах рабочего источника питания, когда его выключатель остается включенным;

-для ускорения отключения резервного источника питания в случае включения на неустранившееся к.з. применяют ускорение действия защиты после АВР.

Основные требования, предъявляемые к АПВ (устройство автоматического повторного включения):

-устройство АПВ должно приходить в действие при аварийном или самопроизвольном отключении выключателя, находящегося в работе;

-АПВ не должно запускаться при оперативном отключении выключателя персоналом;

-схемы АПВ должны предусматривать возможность ятрета действия при срабатывании отдельных защит;

-схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия;

-время действия АПВ должно быть минимально возможным.

Выбор защиты проектируемой ВЛ-110 кВ

Курганская ТЭЦ – Глядянская

Для защиты проектируемой ВЛ-110 кВ от токов короткого замыкания выбираем микропроцессорную высокочастотную защиту типа «Бреслер-0711.01». Она предназначена для защиты двухконцевых или многоконцевых линий электропередачи напряжением 110-330 кВ.

Защита состоит из двух полукомплектов, устанавливаемых по концам воздушной линии. Устройство полукомплекта защиты для одной стороны ВЛ состоит из терминала защиты (релейная часть) и соответствующей аппаратуры ВЧ-связи (высокочастотная часть), обеспечивающей передачу высокочастотных сигналов на другую сторону защищаемой линии по фазным проводам или по проводящим тросам.

В состав релейной части входит микропроцессорный терминал «Бреслер-0701». Высокочастотная часть защиты состоит из приемопередатчика, аппаратуры, а также канала (линии) связи и соответствующей высоковольтной части. Приемопередатчик обеспечивает автоматический контроль канала связи. Устройство предназначено для совместной работы с высокочастотными приемопередатчиками ПВЗУ-Е, ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, АВЗК-80 и др.

1.8 Собственные нужды подстанции

Состав потребителей собственных нужд подстанции (СН) зависит от мощности трансформаторов, конструктивного выполнения подстанции, типа электрооборудования, способа обслуживания и вида оперативного тока.

Наименьшее количество потребителей СН на подстанциях, выполненных по упрощённым схемам, без синхронных компенсаторов – это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрева приводов шкафов КРУ, а также освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учётом коэффициента загрузки и одновременности, при этом отдельно учитывается летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Нагрузка СН подстанции определяется как по установленной мощности, с применением $\cos \varphi = 0,85$ и подсчитывают по формуле

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (1.63)$$

где k_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,8$.

При двух трансформаторах СН с постоянным дежурством, мощность трансформаторов выбирается из условия

$$S_{ном} \geq \frac{S_{расч}}{k_n}, \quad (1.64)$$

где k_n - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, его можно принять равным 1,4.

Схема подключения ТСН выбирается из условия надёжного обеспечения питания ответственных потребителей. Выбираем схему питания СН с постоянным оперативным током. Трансформаторы СН присоединяются к секциям шинам 10 кВ КРУ через выключатели.

Таблица 1.12 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Нагрузка	
	Единицы, кВт х количество	Всего, Вт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар

Панель зарядно-подз. уст-ва АКБ типа ВАЗП	15 x 1	15	0,85	0,62	12,7	9,3
Подогрев выключателей и приводов	0,6 x 7	4,2	1	0	4,2	-
Подогрев шкафов КРУ	1 x 16	16	1	0	16	-
Подогрев приводов разъединителей	0,6 x 28	16,8	1	0	16,8	-
Отопление ЗРУ-10 кВ	-	20	1	0	20	-
Вентиляция помещения АКБ	0,18 x 2	0,36	0,85	0,62	0,3	0,2
Освещение ЗРУ-10 кВ	0,1 x 10	1	1	0	1	-
Освещение ОРУ-110кВ	0,75 x 11	8,25	1	0	8,25	-
Аппаратура связи и телемеханики	-	1	1	0	1	-
Сигнальные лампы и измерительные приборы	-	1	1	0	1	-
Итого:					81,25	9,5

Расчётная нагрузка при $K_c=0,8$

$$S_{расч} = 0,8 \times \sqrt{81,25^2 + 9,5^2} = 65,4 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

$$S_{ном} \geq \frac{65,4}{1,4} = 46,4 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ-63/10/0,4 $S_{\text{ном.}}=63$ кВ·А. При отключении одного трансформатора, второй будет перегружен на $65,4/63=1,038$, т.е. меньше чем на 40 %, что допустимо.

2 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Функционально–стоимостной анализ проектируемого варианта

ФСА - это метод системного исследования функций объекта проектирования, направленный на минимизацию затрат в сфере проектирования строительства, изготовления и эксплуатации системы электроснабжения при сохранении или даже повышении ее качества, полезности, надежности и безопасности.

Проектная форма ФСА обладает следующими особенностями, определяющими возможность и целесообразность ее использования при выработке проектных решений.

Цель творческой формы ФСА – предотвращение появления излишних функций, элементов и затрат при сохранении (повышении) функциональных и потребительских свойств объекта проектирования.

Сфера использования – проектирование системы электроснабжения (СЭ).

Основной объект изучения – номинальные функции СЭ.

Степень автономности и использования – подчиненность традиционным этапам опытно-конструкторских работ (ОКР), сливается с процессом проектирования, алгоритмизируя по заданным целевым функциям.

Порядок моделирования – от функционального к структурному.

Способ определения номинальных (требуемых) функций – путем построения «дерева целей» и задач проектирования.

Разнообразие способов поиска решений – все приемы творчества.

Стоимостная оценка функции – исходная процедура проектирования и интерактивная для всех этапов.

В состав задач, решаемых с помощью ФСА при выполнении проектных работ входят: определение рациональных границ значений технико-экономических параметров разрабатываемой СЭ или ее элементов и оптимальных требований к составу и ресурсу функций; достижение заданных требований элементам затрат; обеспечение конкурентоспособности; повышение технического уровня, показателей надежности, технологической и

экологической безопасности; технологичности СЭ, снижение материалоемкости, энергоемкости, эксплуатационных затрат.

ФСА при разработке проектов СЭ проводится с учетом действующих нормативно-технических документов, регламентирующих порядок и правила проведения строительно-монтажных, пуско-наладочных, регламентных и ремонтных работ и правила устройства СЭ.

При проектировании СЭ или элементов выполняются следующие процедуры с использованием методологии ФСА:

- анализ требований к разрабатываемой СЭ;
- формирование целей и задач разработки;
- определение состава функций будущей СЭ;
- построение функциональной модели СЭ;
- определение допустимых затрат на функции поиска формирования вариантов решений по функциям;
- оценка технико-экономического уровня вариантов решений по основным функциям;
- построение структурной модели СЭ;
- комплексная функционально-стоимостная оценка и окончательный выбор варианта построения СЭ.

Анализ требований к проектированию СЭ служит для обоснования требований к разрабатываемой СЭ или ее элементам исходя из потребительских свойств СЭ и достижений науки и техники, а также с учетом перспективного развития как системы электроснабжения, так и системы электропотребления и требований экологической и социально-экономической безопасности, высокое качество электроэнергии.

Формирование целей и задач проекта представляется в виде «дерева целей». Уровни «дерева целей» формируются последовательно по этапам проектирования.

I уровень – «генеральная цель»: формируется исходя из главного функционального назначения проектируемой СЭ.

II уровень – «цели» формируются на основании заданных требований к разрабатываемому изделию и условий, при которых возможно достижение «генеральной цели».

III уровень – «задачи»: состав элементов этого уровня определяется путем детализации требований и элементов II уровня.

IV уровень – «пути решения задач»: элементы этого уровня конкретизируют предыдущий уровень «дерева целей» (по мере отработки конструктивных, технологических, организационных и компоновочных решений) с указанием возможных способов их реализации и необходимых условий.

Определение состава функций разрабатываемой СЭ.

Основное назначение этой процедуры – определение и формирование необходимого количества функций, которые должны выполнять СЭ и ее составные части.

Функции выполняются в следующем порядке: главные, второстепенные, основные, вспомогательные.

Главные функции устанавливаются исходя из назначения разрабатываемой СЭ в соответствии с целью проекта и требованиями технического задания (в СЭ к числу главных относятся функции обеспечения безопасности и надежности электроснабжения).

Второстепенные функции определяются исходя из требований к эксплуатации, экологической приемлемости, эстетики, эргономики и т.д.

Основные функции выявляются после выбора принципа реализации главных в соответствии с целями и задачами проекта, устанавливаемыми при построении «дерева целей». Эти функции обязательны, подчиняются главной и определяют главный процесс в СЭ. К ним относятся функции: приема (ввода), преобразования, вывода и распределения электроэнергии, функции обеспечения электробезопасности и качества электроэнергии, функции управления СЭ и т.д.

Вспомогательные функции необходимы для реализации основных, устанавливаются после выбора принципа действия СЭ и состава ее основных функций, в соответствии с IV уровнем «дерева целей» - пути решения задач.

При выполнении основных и вспомогательных функций возможно появление нежелательных эффектов. Для компенсации и подавления этих эффектов вводятся «функции-компенсаторы» (функция охлаждения трансформатора).

Если СЭ имеет в своем составе функционально завершенные части, то по каждой из них строится своя функциональная модель (ФМ) по тем же правилам, что и для СЭ в целом.

Правильность построения ФМ проверяется следующим образом:

- любому изменению состояния объекта проектирования должна соответствовать определенная функция;
- каждая функция, предполагающая сложные преобразования, должна быть раскрыта через совокупность подчиненных функций;
- между функциями должны быть выявлены формально-логические отношения;
- для исключения дублирования вышестоящих функций в ФМ количество подчиненных функций должно быть не менее двух.

После построения ФМ, разрабатываемой СЭ, осуществляют ее проверку по соответствующим коэффициентам функциональной организованности.

Определение допустимых затрат на функции.

С этой целью прежде всего устанавливают значимость функции по уровням.

Предельно допустимые затраты на основные функции определяются по формуле

$$S = S_{\text{lim}} \cdot R_{Fj}, \quad (2.1)$$

где S_{lim} - допустимые прямые затраты исходя из минимальной себестоимости СЭ установленной в техзадании (ТЗ);

R_{Fj} - относительная важность функции.

Аналогично определяются предельно допустимые затраты на вспомогательные функции.

Поиск и формирование вариантов решений по основным функциям разрабатываемой СЭ осуществляется с помощью морфологического анализа.

Построение структурной модели (СМ) СЭ осуществляется на основе ФМ путем установления вариантов материальных носителей (устройств, систем, агрегатов), необходимых и достаточных для реализации конкретной функции.

На основании структурной модели осуществляется стоимостная оценка выбранного решения СЭ, исходя из условий рыночного ценообразования на материальные носители.

Построение «дерева целей»:

I уровень – «генеральная цель»:

- электроснабжение всех потребителей, подключенных к подстанции;

II уровень - «цели»:

- бесперебойное электроснабжение;

- безопасное электроснабжение;

- управление и учёта электроснабжения;

III уровень – «задачи»:

- резервирование подачи электроэнергии;

- обеспечение коммутаций в нормальном и аварийном режимах;

- защита подстанции и питающих линий от грозовых перенапряжений;

- защита от токов короткого замыкания;

- устройство телемеханики;
- устройство автоматического учёта электроэнергии;

IV уровень – «пути решения задач»:

- использование двойной системы шин с обходной;
- использование резервного питания по высокой стороне;
- установка элегазовых выключателей на стороне 110 кВ;
- установка вакуумных выключателей на стороне 10 кВ;
- установка ограничителей перенапряжения;
- установка молниезащиты;
- установка основной защиты трансформатора;
- установка резервной защиты трансформатора.

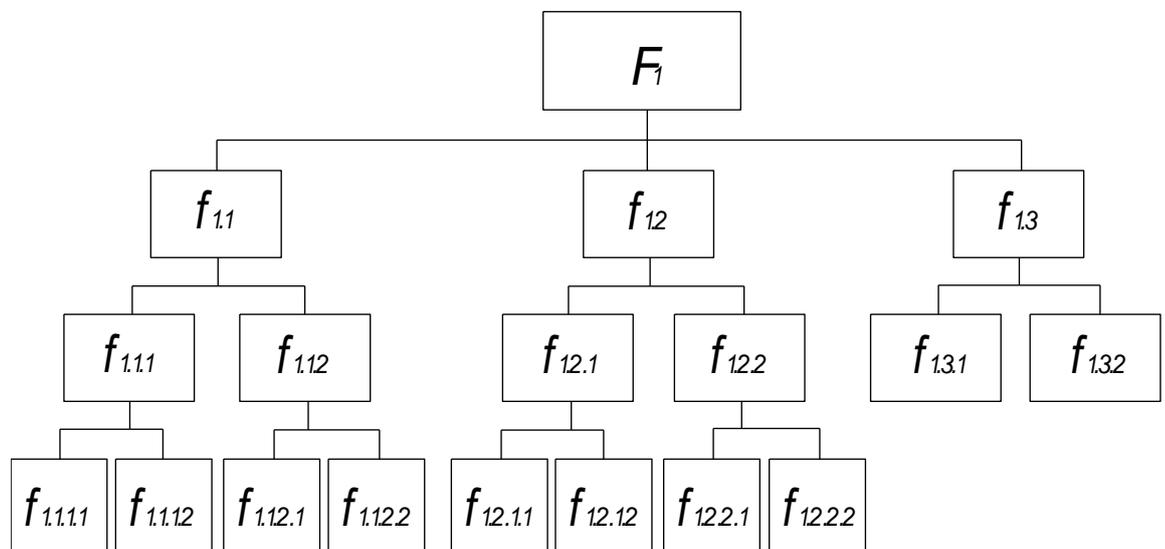


Рисунок 2.1 - Построение функциональной модели

- F_1 – электроснабжение потребителей;
- $f_{1.1}$ – обеспечение бесперебойного электроснабжения;
- $f_{1.2}$ – обеспечение безопасного электроснабжения;
- $f_{1.3}$ – обеспечение управления и учёта электроснабжения;
- $f_{1.1.1}$ – резервирование подачи электроэнергии;
- $f_{1.1.2}$ – обеспечение коммутаций в нормальном и аварийном режимах;

$f_{1.2.1}$ – защита подстанции и питающих линий от грозových перенапряжений;

$f_{1.2.2}$ – защита от токов короткого замыкания;

$f_{1.3.1}$ – устройство телемеханики;

$f_{1.3.2}$ – устройство автоматического учёта электроэнергии;

$f_{1.1.1.1}$ – использование двойной системы шин с обходной;

$f_{1.1.1.2}$ – использование резервного питания по высокой стороне;

$f_{1.1.2.1}$ – установка элегазовых выключателей на стороне 110;

$f_{1.1.2.2}$ – установка вакуумных выключателей на стороне 10 кВ;

$f_{1.2.1.1}$ – установка ограничителей перенапряжения;

$f_{1.2.1.2}$ – установка молниезащиты;

$f_{1.2.2.1}$ – установка основной защиты трансформатора;

$f_{1.2.2.2}$ – установка резервной защиты трансформатора.

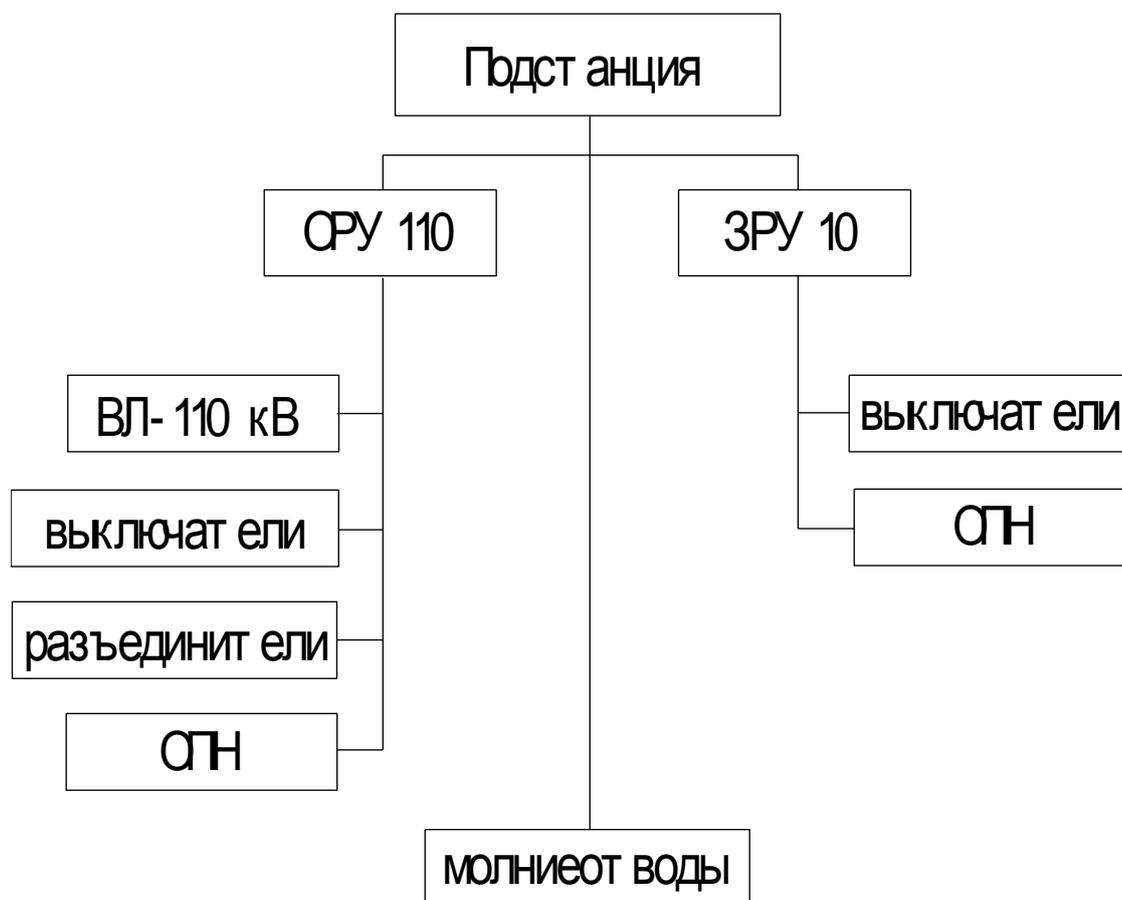


Рисунок 2.2 - Построение структурной модели

Построение совмещенной функционально-стоимостной модели системы.

Функционально-стоимостная модель (ФСМ) системы пригодна для выявления ненужных функций и элементов (бесполезных и вредных); определения функциональной достаточности и полезности элементов объекта; распределения затрат по функциям; оценки качества исполнения функций; выявления дефектных функциональных зон в объекте; определения уровня функционально-структурной организации изделия.

Построение ФСМ осуществляется путем совмещения ФМ и СМ объекта.

Оценка значимости функции ведется последовательно по уровням ФМ (сверху вниз), начиная с первого. Для главной и второстепенной, т.е. для внешних функций объекта, при оценке их значимости исходным является распределение требований потребителей (показателей качества, параметров, свойств) по значимости (важности).

Нормирующим условием для функции является следующее

$$\sum_{j=1}^n r_{ij} = 1, \quad (2.2)$$

где r_{ij} - значимость $j^{\text{ой}}$ функции, принадлежащей данному $i^{\text{ому}}$ уровню ФМ (определяется экспертным путем);

$$j=1,2,\dots,n;$$

n – количество функций, расположенных на одном уровне ФМ и относящихся к общему объекту вышестоящего уровня.

Для внутренних функций определение значимости ведется исходя из их роли в обеспечении функций вышестоящего уровня.

Определение относительной важности функции (R)

Учитывая многоступенчатую структуру ФМ, наряду с оценкой значимости функций по отношению к ближайшей вышестоящей функции,

определяется показатель относительной важности функции любого i -го уровня R_{ij} по отношению к изделию в целом

$$R_{ij} = \prod_i^{G-1} r_{ij}, \quad (2.3)$$

где G – количество уровней ФМ.

В случае, если одна функция участвует одновременно в обеспечении нескольких функций верхнего уровня ФМ, ее значимость определяется для каждой из них отдельно, а относительная важность функции для объекта в целом рассчитывается как сумма значений R_{ij} по каждой ветви ФМ (от $i^{\text{го}}$ уровня до первого), проходящей через эту функцию.

Оценка качества исполнения функций (Q)

Обобщенный (комплексный) показатель качества варианта исполнения функций оценивается по формуле:

$$Q_V = \sum_{n=1}^m \beta_n \cdot P_{nV}, \quad (2.4)$$

где β_n - относительная значимость n -го потребительского свойства;

P_{nV} - степень удовлетворения n -го свойства в V -ом варианте;

m – количество свойств.

Определение абсолютной стоимости функций.

Функционально необходимые затраты – минимально возможные затраты на реализацию комплекса функций системы при соблюдении заданных требований потребителей (параметров качества) в условиях производства и применения (эксплуатации), организационно-технический уровень которых соответствует уровню сложности спроектированного объекта.

Абсолютная стоимость реализации функций $S_{\text{абс}}$ определяется по формуле

$$S_{\text{абс}} = S_{\text{изг}} + S_{\text{экспл}} + S_{\text{тр}} + S_{\text{эн}} + S_{\text{проч}}, \quad (2.5)$$

где $S_{\text{изг}}$ – затраты, связанные с изготовлением (приобретением) материального носителя функции. В состав этих затрат входят: затраты на проектирование, изготовление (модернизацию), пуско-наладочные работы, обучение персонала;

$S_{\text{экспл}}$ – эксплуатационные затраты;

$S_{\text{тр}}$ – затраты, связанные с трудоемкостью реализации функции;

$S_{\text{эн}}$ – энергозатраты на реализацию функции;

$S_{\text{проч}}$ – прочие затраты на реализацию функции.

Определение относительной стоимости реализации функций

Относительная стоимость реализации функций $S_{\text{отнF}}$ определяется по формуле

$$S_{\text{отнF}} = \frac{S_{\text{абсFij}}}{\sum_1^n S_{\text{абс}}}, \quad (2.6)$$

где $\sum S_{\text{абс}}$ – суммарная абсолютная стоимость функционирования объекта. Определяется путем суммирования значений абсолютных стоимостей реализации функций;

$S_{\text{абсFij}}$ – абсолютная стоимость реализации $j^{\text{ой}}$ функции $i^{\text{го}}$ уровня ФМ.

Построение функционально-стоимостных диаграмм (ФСД) и диаграмм качества исполнения функций (КИФ)

Данные диаграммы строятся для базового и проектного варианта исследуемой системы. Они имеют целью выявление зон диспропорции, т.е. зон избыточной затратности реализации функции, а также определение зон функциональной недостаточности (низкого качества исполнения функций).

Диаграммы ФСД и КИФ строятся для базового варианта (до принятия и реализации проектного решения) и проектного варианта.

Построение функционально-стоимостной модели

Функционально-стоимостная модель представлена в таблице 2.1.

Функционально-стоимостные диаграммы для базового варианта представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Индекс ф-ции	Наименование функции	Значимость функции , r	Относительная важность функции , R	Качество исполнения функции , Q	Абсолютная стоимость реализации функции , Sabс	Относительная стоимость реализации функции , Sotr
f _{1.1}	обеспечение бесперебойного электроснабжения;	0,4	0,4	0,24	4838,7	0,216
f _{1.2}	обеспечение безопасного электроснабжения;	0,4	0,4	0,24	1340,8	0,060
f _{1.3}	обеспечение управления и учёта электроснабжения;	0,2	0,2	0,1	1342	0,060
f _{1.1.1}	резервирование подачи электроэнергии;	0,3	0,12	0,15	3816,1	0,171
f _{1.1.2}	обеспечение коммутаций в нормальном и аварийном режимах;	0,7	0,28	0,35	1022,6	0,046
f _{1.2.1}	защита подстанции и питающих линий от грозových перенапряжений;	0,4	0,16	0,12	788,1	0,035
f _{1.2.2}	защита от токов короткого замыкания;	0,6	0,24	0,3	552,7	0,025
f _{1.3.1}	устройство телемеханики;	0,6	0,12	0,18	1138,2	0,051
f _{1.3.2}	устройство автоматического учёта электроэнергии;	0,4	0,08	0,12	203,8	0,009
f _{1.1.1.1}	использование двойной системы шин с обходной;	0,5	0,06	0,09	596	0,027
f _{1.1.1.2}	использование резервного питания по высокой стороне;	0,5	0,06	0,2	2735	0,122
f _{1.1.2.1}	установка элегазовых выключателей на стороне 110 кВ;	0,5	0,14	0,15	447,7	0,020
f _{1.1.2.2}	установка вакуумных выключателей на стороне 10 кВ;	0,5	0,14	0,15	574,9	0,026
f _{1.2.1.1}	установка ограничителей перенапряжения;	0,2	0,032	0,04	212,8	0,010
f _{1.2.1.2}	установка молниезащиты;	0,8	0,128	0,16	575,3	0,026
f _{1.2.2.1}	установка основной защиты трансформатора;	0,7	0,168	0,28	212,8	0,010
f _{1.2.2.2}	установка резервной защиты трансформатора.	0,3	0,072	0,12	339,9	0,015

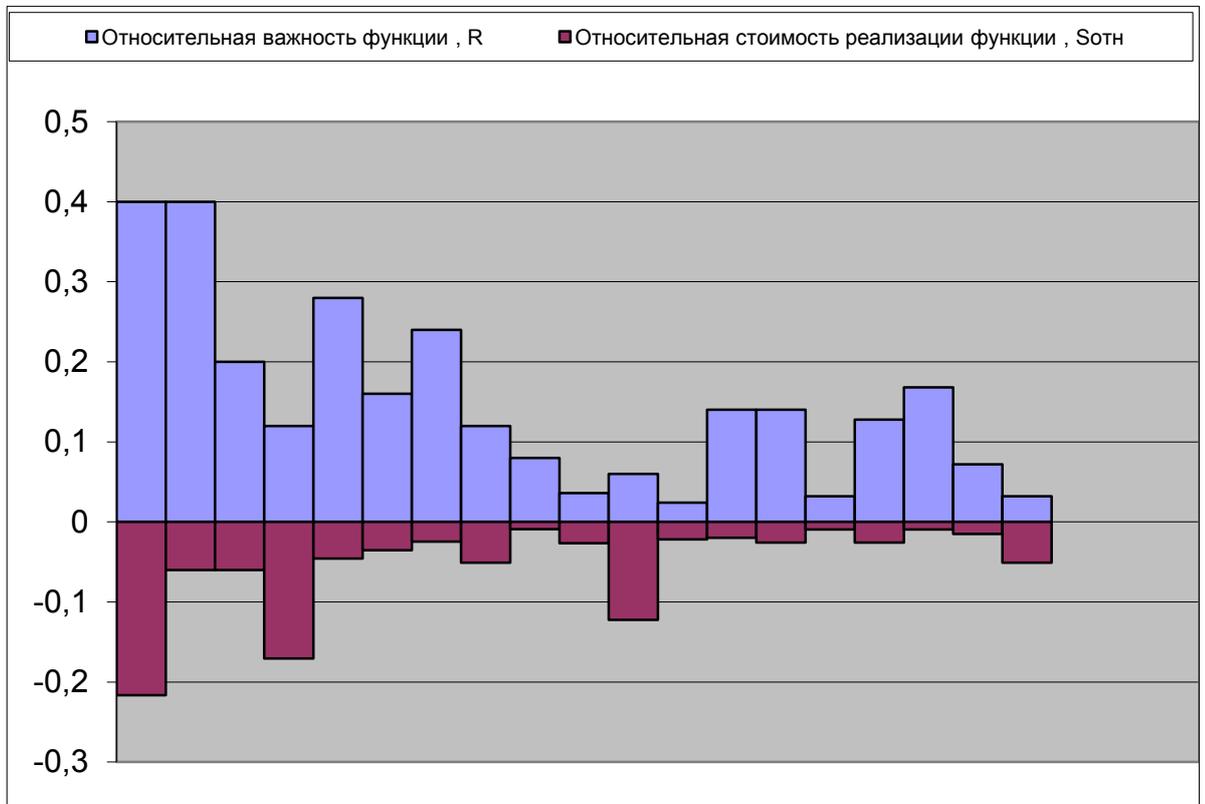


Рисунок 2.3 – Функционально-стоимостная диаграмма базового варианта

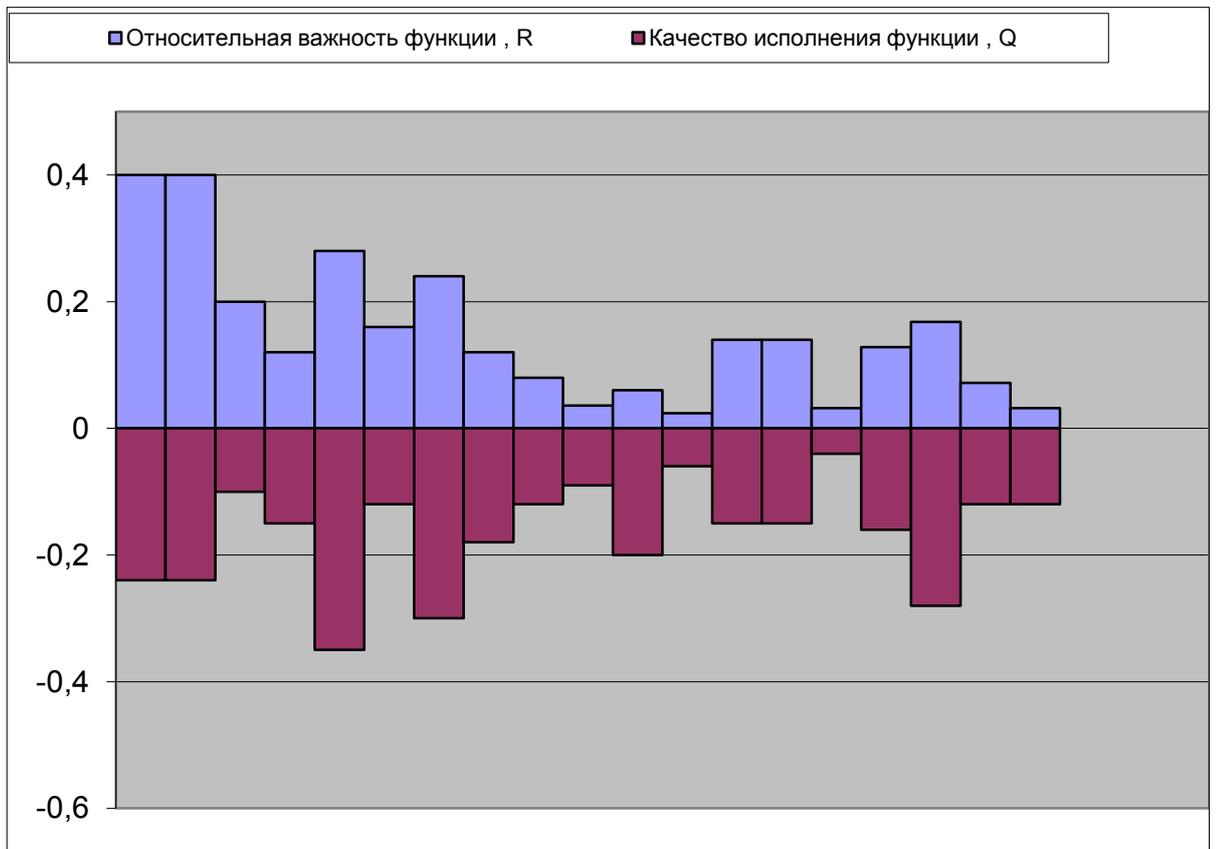


Рисунок 2.4 – диаграмма качества исполнения функций

Таблица 2.2 – ФСМ проектируемого варианта

Индекс функции	Наименование функции	Значимость функции , г	Относительная важность функции , R	Качество исполнения функции , Q	Абсолютная стоимость реализации функции , Sabc	Относительная стоимость реализации функции , Sotr
f _{1.1}	обеспечение бесперебойного электроснабжения;	0,4	0,4	0,36	4373,7	0,200
f _{1.2}	обеспечение безопасного электроснабжения;	0,4	0,4	0,36	968,8	0,044
f _{1.3}	обеспечение управления и учёта электроснабжения;	0,2	0,2	0,16	2382	0,109
f _{1.1.1}	резервирование подачи электроэнергии;	0,3	0,12	0,24	3537,1	0,162
f _{1.1.2}	обеспечение коммутаций в нормальном и аварийном режимах;	0,7	0,28	0,56	836,6	0,038
f _{1.2.1}	защита подстанции и питающих линий от грозových перенапряжений;	0,4	0,16	0,24	602,1	0,028
f _{1.2.2}	защита от токов короткого замыкания;	0,6	0,24	0,48	366,7	0,017
f _{1.3.1}	устройство телемеханики;	0,6	0,12	0,36	2042,2	0,094
f _{1.3.2}	устройство автоматического учёта электроэнергии;	0,4	0,08	0,24	339,6	0,016
f _{1.1.1.1}	использование двойной системы шин с обходной;	0,5	0,06	0,18	503	0,023
f _{1.1.1.2}	использование резервного питания по высокой стороне;	0,5	0,06	0,35	2642	0,121
f _{1.1.2.1}	установка элегазовых выключателей на стороне 110 кВ;	0,5	0,14	0,3	354,7	0,016
f _{1.1.2.2}	установка вакуумных выключателей на стороне 10 кВ;	0,5	0,14	0,3	481,9	0,022
f _{1.2.1.1}	установка ограничителей перенапряжения;	0,2	0,032	0,1	119,8	0,005
f _{1.2.1.2}	установка молниезащиты;	0,8	0,128	0,4	482,3	0,022
f _{1.2.2.1}	установка основной защиты трансформатора;	0,7	0,168	0,49	119,8	0,005
f _{1.2.2.2}	установка резервной защиты трансформатора.	0,3	0,072	0,21	246,9	0,011

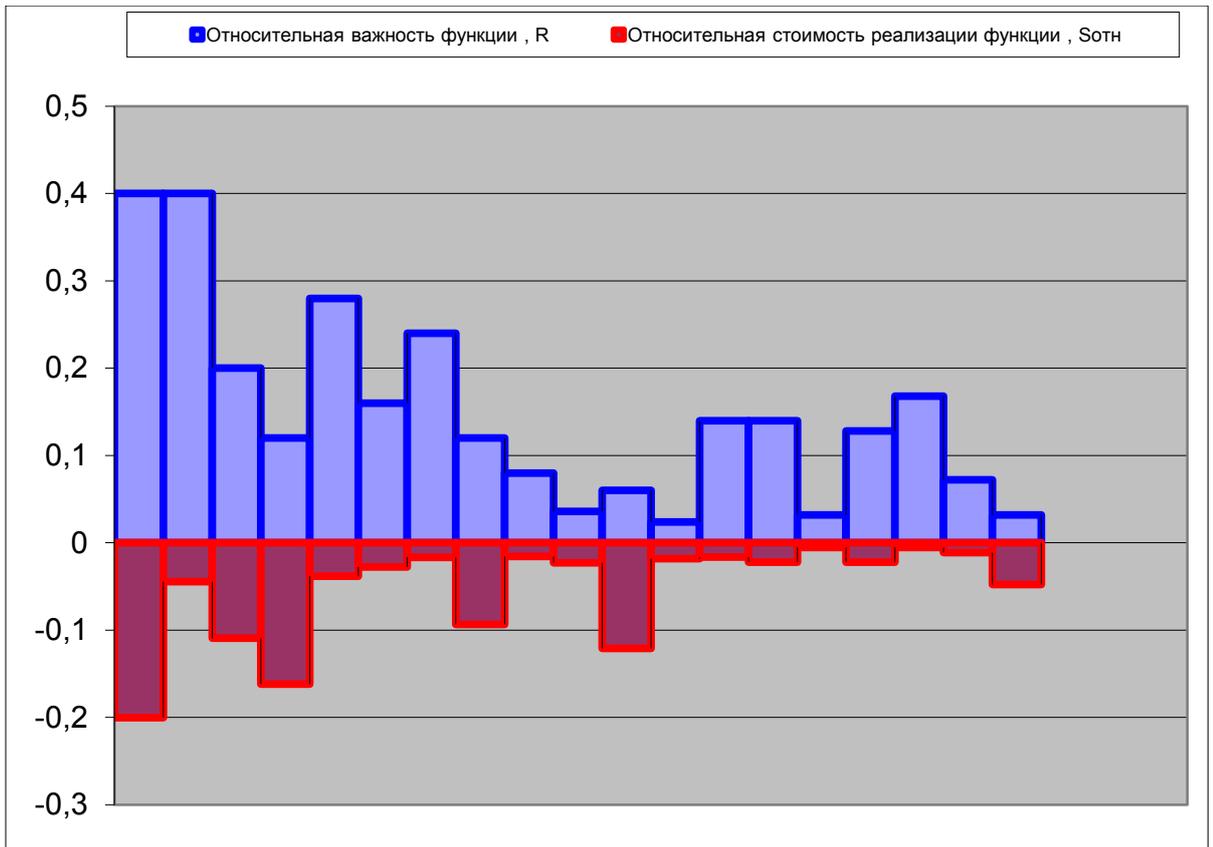


Рисунок 2.5—Функционально-стоимостная диаграмма проектируемого варианта

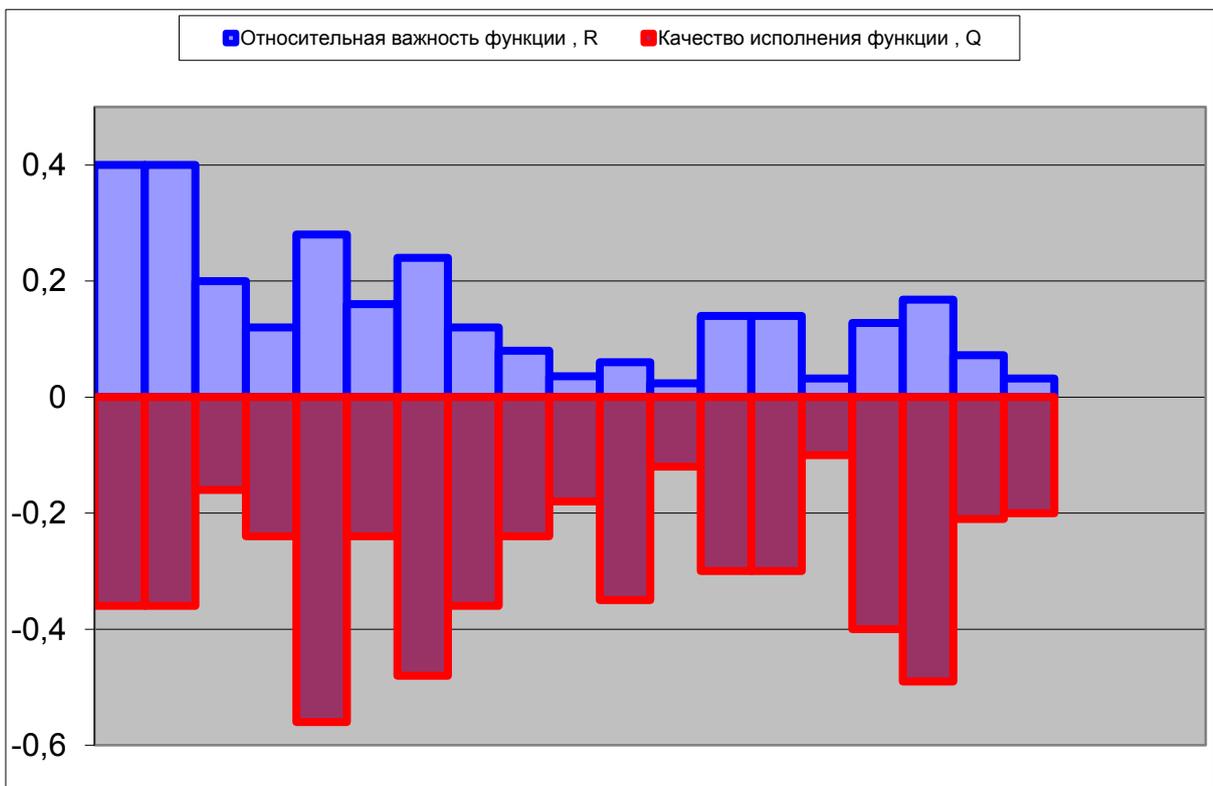


Рисунок 2.6 – Диаграмма качества исполнения функций

2.2 Расчет окупаемости и экономическая оценка проекта

Проведем оценку экономической эффективности проекта.

Для расчета делаем следующие допущения:

1 Модернизация подстанции и сооружение ВЛ-110 кВ продолжается 1 год. Инвестирование проекта осуществляется за счет собственных средств;

2 Горизонт расчета принимаем 10 лет. Шаг расчета устанавливаем 1год;

3 Тариф на покупаемую электроэнергию для шага 0 принимаем 1,1 руб./кВт·ч. Принимаем также, что в последующие годы тариф на покупаемую электроэнергию растет на 10% в год. Тариф на электроэнергию, отпускаемую потребителям с шин 10 кВ, принимаем на 10% выше;

4 Норму дисконта принимаем равной 0,15;

5 Норму отчислений на эксплуатацию принимаем 6 % на все оборудование;

6 Инфляцию не учитываем.

Инвестиции в проект представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Инвестиционные вложения в проект

Наименование	Тип	Кол-во, шт.	Цена, тыс.руб
ВЛ-110 кВ «Русская-Зеленая»	Одноцепная 90 тыс.руб/км	60,5 км	5455
Выключатель элегазовый 110кВ	ВГТ-110	7	5600
Выключатель вакуумный 10 кВ	ВВ/TEL-10	12	840
Разъединитель 110 кВ	РНДЗ -110	28	308
Ограничитель перенапряжения	ОПН - 110	2	60
Ограничитель перенапряжения	ОПН - 35	2	40
Ограничитель перенапряжения	ОПН - 10	4	40
	Итого:		12343

Окупаемость проекта достигается за счёт выручки от продажи электрической энергии потребителям, а также за счёт повышения качества электроэнергии, отпускаемой в сеть.

Схема формирования денежного потока представлена в таблице 2.4.

В первую строку таблицы вносим инвестиции в проект.

Остальные расчеты проводим в таблице 2.4.

Далее для каждого шага определяем отчисления на обслуживание из расчета 6% от инвестиционных вложений и заполняем вторую строку таблицы.

В третью строку таблицы вносим тариф на электроэнергию, увеличивая его с каждым шагом на 10%.

Затраты на покупку электроэнергии (строка 4) определяем по формуле из [33]

$$Z_W = (\Sigma P_i \cdot T_{нб} + \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau) \cdot C_{\Sigma}, \quad (2.7)$$

где $\Sigma P_i = 5,78$ МВт; $T_{нб} = 6300$ ч/год; $\tau = 4800$ ч/год;

C_{Σ} - стоимость электроэнергии;

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{ПС} + \Delta P_{xx}; \quad (2.8)$$

$$\Delta P_{ПС} = 0,5 \cdot \Delta P_K \cdot S_{нб}^2 / S_{ном.т.}^2; \quad (2.9)$$

$$\Delta P_{ПС} = 0,5 \cdot 0,05 \cdot 6,8^2 / 6,3^2 = 0,03 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,03 + 0,013 = 0,043 \text{ МВт}.$$

На шаге 1 затраты на покупку электроэнергии составят

$$Z_{W1} = (5,78 \cdot 6300 + 0,043 \cdot 4800) \cdot 1,21 = 44310,7 \text{ тыс.руб./год}.$$

В пятую строку таблицы помещаем общие затраты. Они определяются суммированием данных второй и четвертой строк.

В шестую строку помещаем результаты, получаемые от реализации проекта. В данном случае, единственный результат – это выручка от продажи электроэнергии потребителям. Ее определяем по формуле из [33]

$$P_W = \Sigma P_i \cdot T_{нб} \cdot 1,1 \cdot C_{\Sigma}. \quad (2.10)$$

На шаге 1 выручка от продажи электроэнергии составит

$$P_{W1} = 5,78 \cdot 6300 \cdot 1,1 \cdot 1,21 = 48467 \text{ тыс.руб./год}.$$

Приведенный эффект на каждом шаге расчета определяем, вычитая из результата строки 6 общие затраты (без инвестиций) и заполняем строку 7.

В восьмую строку помещаем значения коэффициента дисконтирования, определяемого по формуле из [33]

$$\xi_i = 1 / (1 + E)^i . \quad (2.11)$$

В соответствии с принятыми допущениями, норма дисконта $E=0,15$. Для шага 1 коэффициент дисконтирования

$$\xi_1 = 1 / (1 + 0,15)^1 = 0,87.$$

В последней строке таблицы 3.4 определяем на каждом шаге чистый дисконтированный доход. На шаге 0 он отрицательный и равен инвестиционным вложениям (-12343 тыс.руб). На шаге 1 к нему добавляется приведенный эффект с учетом коэффициента дисконтирования

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ЧДД}_0 + (P_{w1} - Z_{w1}) \cdot \xi_1; \quad (2.12)$$

$$\text{ЧДД}_1 = -12343 + (48467 - 45051,3) \cdot 0,87 = -9371,3 \text{ тыс.руб.}$$

На шаге 2

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ЧДД}_1 + (P_{w2} - Z_{w2}) \cdot \xi_2; \quad (2.13)$$

$$\text{ЧДД}_1 = -9371,3 + (53273,7 - 49445,7) \cdot 0,765 = -6477,3 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет чистого дисконтированного дохода на остальных шагах производим аналогично, все результаты расчета сводим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет чистого дисконтированного дохода

Показатель	Единица измерен.	Величина показателя по шагам (годам)											
		Шаг 0	Шаг 1	Шаг 2	Шаг 3	Шаг 4	Шаг 5	Шаг 6	Шаг 7	Шаг 8	Шаг 9		
Инвестиции в проект	<u>тыс.руб.</u> год	12343											
Отчисления на эксплуатационное обслуживание	<u>тыс.руб.</u> год		740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6
Тариф на покупаемую электроэнергию	<u>руб.</u> кВт·ч	1,1	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	2,59		
Затраты на покупку электроэнергии	<u>тыс.руб.</u> год		44310,7	48705,1	53465,8	58958,8	64818,1	71409,8	78367,6	86424,1	94846,8		
Общие затраты (без инвест-ных вложений)	<u>тыс.руб.</u> год		45051,3	49445,7	54206,4	59699,4	65558,7	72150,4	79108,2	87164,7	95587,4		
Выручка от реализации электроэнергии	<u>тыс.руб.</u> год		48467	53273,7	58480,9	64489,2	70898,1	78108	85718,6	94530,7	103743,5		
Приведенный эффект	<u>тыс.руб.</u> год		3415,7	3828	4274,5	4789,8	5339,4	5957,6	6610,4	7366	8156,1		
Коэффициент дисконтирования	-	1,0	0,870	0,756	0,658	0,572	0,497	0,432	0,376	0,324	0,284		
Чистый дисконтированный доход	тыс.руб.	-12343	-9371,3	-6477,3	-3664,6	-924,8	1728,8	4302,5	6788	9196,7	11513		

График окупаемости проекта представлен на рисунке 2.7.

Чистый дисконтированный денежный поток средств с нарастающим шагом

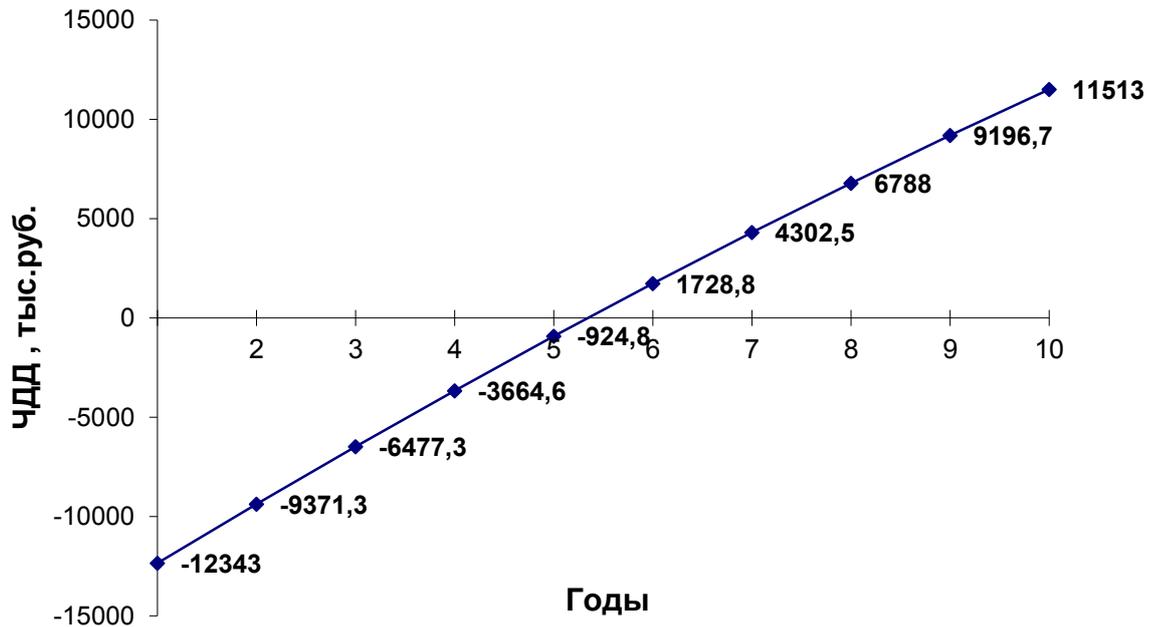


Рисунок 2.7 – График окупаемости проекта

По построенным диаграммам видно, что качество заданных функций проектного решения выше, чем у базового варианта. Это значит, что повышение надёжности путём замены коммутационного оборудования положительно повлияло на качество электроснабжения потребителей подстанции. Относительная же стоимость, включающая в себя установку, затраты на монтаж и обслуживание вновь проектируемого оборудования по сравнению со старым, уменьшилась. Срок окупаемости проекта составил 5,3 года. Отсюда можно сделать вывод, что проектное решение модернизации подстанции было верным.

3 ЭКОЛОГИЯ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Деятельность техногенного общества сопровождается негативными явлениями, связанными с травмоопасностью и аварийностью производства, его экологической опасностью, увеличением риска гибели людей. С каждым годом растет число крупных промышленных аварий с тяжелейшими производственными и социальными последствиями, происходит рост производственного травматизма, во многих районах экологическая обстановка становится похожа на чрезвычайную. Чрезвычайные ситуации наносят большой ущерб в социальном, экономическом и экологическом плане.

Электроэнергетика является одним из основных загрязнителей окружающей среды, а также и объектом повышенной опасности. При эксплуатации и ремонте предприятий энергетики выделяются в атмосферу вредные вещества в газо- и парообразном виде, а также твердые и пылеобразные продукты.

3.1 Оценка экологичности проекта

Влияние подстанции на окружающую среду крайне разнообразно. Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжённостях порядка 150-200 А/м, возникающих на расстояниях до 1-1,5 м от проводов фаз ВЛ, и представляет опасность при работе под напряжением.

Для эксплуатационного персонала подстанции установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле при напряжённостях на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли): 5 кВ/м – время пребывания неограниченно; 10 кВ/м – 180 мин; 15 кВ/м – 90 мин; 20 кВ/м – 10 мин; 25 кВ/м – 5 мин. Выполнение этих условий обеспечивает самовосстановление организма в течении суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

На подстанции «Русская» применяется оборудование с масляной изоляцией: трансформаторы. При эксплуатации данного оборудования возможны частичные разливы масла. Разлив происходит в пределах маслосборников и поэтому на окружающую среду не оказывает большого влияния.

3.2 Безопасность труда

Электроэнергетика характеризуется также величиной индивидуального риска гибели людей. Основной причиной (25,6%) несчастных случаев со смертельными исходами становится неудовлетворительная организация производства.

Основные причины несчастных случаев по обзорам травматизма РАО «ЕЭС России»:

- недостаточная подготовленность персонала к выполнению мероприятий, влияющих на безопасность работ;

- низкая надежность технических устройств энергоустановок, влияющих на безопасность проводимых работ;

- неэффективность мероприятий подготовки персонала по вопросам безопасности;

- неэффективность мероприятий поддержания энергоустановки в безопасном состоянии;

- неэффективность мероприятий, обеспечивающих безопасность предстоящих работ на энергоустановке;

- недостаточный контроль за эффективностью мероприятий безопасности при эксплуатации энергоустановок.

Комплексное решение актуальных вопросов охраны труда, эргономики, технической эстетики, охраны окружающей среды позволяет не только повысить качество труда, но и улучшить природную среду наших городов и снизить величину индивидуального риска гибели людей.

Оценим опасные и вредные факторы, воздействующие на персонал обслуживающий подстанцию 110/10 «Русская».

При эксплуатации объекта возможны следующие опасные факторы:

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям;
- влияние электромагнитного поля на организм;
- поражение электрическим током при работе с неисправным инструментом и средств индивидуальной и коллективной защиты;
- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического потенциала при замыкании на землю;
- возможность падения персонала с высоты;
- возможность поражения персонала при проведении коммутационных операций;
- др. факторы.

Для предотвращения влияния опасных факторов на персонал, в проекте необходимо предусматривать следующие мероприятия:

- при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля необходимо применить экранирование рабочих мест экранирующими козырьками и навесами над шкафами управления;
- установка заземляющего контура и заземление оборудования;
- соблюдение расстояний до токоведущих частей и экранирующих устройств.

Планировка и конструктивная часть подстанции

Местоположение подстанции выбрано с учётом требований ПУЭ и розы ветров района.

Оборудование ОРУ-110 кВ располагается таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта

оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий.

Территория подстанции ограждается бетонным забором высотой 2,4 м.

Таблица 3.1-Расстояния элементов ОРУ до токоведущих частей

Расстояние	Нормативное	Фактическое
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземлённых конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2м.	900	1500
Между проводами разных фаз	1000	2000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой не менее 1,6м, до габаритов транспортируемого оборудования.	1650	2000
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключённой верхней.	1650	2500
От неограждённых токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов.	3600	4000
Между токоведущими частями в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи или неотключённой другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями.	2900	3000
от контакта и ножа разъединителя в отключенном состоянии до ошиновки, присоединённой ко второму контакту.	1100	2100

Для обеспечения безопасности работ на ОРУ-110 кВ устанавливаются разъединители РНДЗ. От неверных операций коммутационными аппаратами предусмотрена оперативная блокировка. Данная блокировка исключает включение выключателя на заземлённый участок цепи. Это обеспечивается электромагнитной блокировкой разъединителей с использованием электромагнитных замков. Так же предусматривается механическая блокировка между основными и заземляющими ножами разъединителя, которые не позволяют включить заземляющие ножи при включённых главных ножах. Наличие

заземляющих ножей исключает применение переносных заземлителей, что повышает безопасность и снижает аварийность.

В ЗРУ - 10 кВ ячейки КРУ установлены в два ряда с центральным проходом 2м, ширина прохода между ячейкой и стеной 1м. Все ячейки КРУ имеют механические блокировки, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе. ЗРУ располагается в отдельном здании, имеет два выхода, расположенные с противоположенных торцов здания. Двери ЗРУ имеют самозакрывающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ [1].

Арматура изоляторов ОРУ и шин ГПП окрашивается в жёлтый, зелёный и красный цвета (соответственно фазам А, В и С). Все кабели подстанции в местах присоединения имеют таблички с адресом, маркой и сечением.

Защитные средства

Персонал подстанции снабжается защитными средствами согласно нормам, все средства принятые в эксплуатацию проходят систематическую проверку и испытания. Защитные средства представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2-Данные о защитных средствах

Наименование	Ед.изм.	Количество	Сроки пров
1	2	3	4
Штанга изолирующая 110/10 кВ	Шт	2/2	1р.в2г.
Указатель напряжения 110/10 кВ	Шт	2/2	1р.в1г.
Диэлектрические боты	пара	2	1р.в 6лет.
Диэлектрические перчатки	пара	4	1р.в 6 мес.
Временные ограждения	Шт	3	перед исп.
Переносные заземления 110 кВ	Шт	4	перед исп.
Предупредительные плакаты	Шт	10	перед исп.
Защитные очки	Шт	2	перед исп.
Противогаз	Шт	2	перед исп.

Контроль изоляции

Контроль изоляции производится по показаниям приборов, присоединённых к трансформатору напряжения типа ЗНОЛ.06-10, установленных в каждую секцию шин ЗРУ-10кВ. Так же для контроля изоляции служат трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЛК, установленные в ячейках КРУ. В сети напряжением 10 кВ также

используется защита от ОЗЗ с действием на сигнал. Простейшей является общая неселективная сигнализация ОЗЗ, которая состоит из реле максимального напряжения, подключённого ко вторичной обмотке трехфазного трансформатора напряжения, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника»

Реле имеет уставку по напряжению, равную $0,3U_{\phi}$. В нормальном режиме работы напряжение нейтрали не превышает $15\% U_{\phi}$, что составляет не более 15В на зажимах указанной вторичной обмотки. При возникновении ОЗЗ напряжение в нейтрали возрастает до фазного значения, а на зажимах вторичной обмотки – до 100 В. При этом реле срабатывает и включает сигнализацию (световую или звуковую) о появлении ОЗЗ в электрической цепи. Такой комплект является типовым для каждой секции сборных шин.

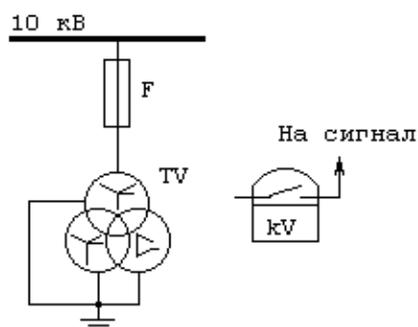


Рисунок 3.1

Расчёт контура защитного заземления

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью выполнено с соблюдением требований к их сопротивлению и к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве. Продольные заземлители проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,8 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Поперечные заземлители проложены в удобных местах между оборудованием на глубине 0,8 м от

поверхности земли. Горизонтальные заземлители проложены по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, что в совокупности они образовали замкнутый контур.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ в противном случае возникает опасность пробоя изоляции кабелей низкого напряжения.

Расчет заземления производим в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

Исходные данные для расчёта заземлителя:

- удельное сопротивление верхнего слоя $\rho=140$ Ом·м (суглинистый слой глубиной 1 метр);
- удельное сопротивление нижнего слоя $\rho=70$ Ом·м (глина);
- величина тока трехфазного короткого замыкания $I_{к.з.}=2397$ А;
- площадь подстанции (70×80) 5600 м²;
- время действия релейной защиты $t_{р.з.}=1,2$ с;
- время отключения выключателя $t_{о.в.}=0,8$ с.

Подстанция понижающая имеет два трансформатора ТМН-6300/110 кВ.

Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 4×40 мм и вертикальных стержневых электродов длиной $L_B=5$ м и диаметром $d=12$ мм. Глубина заложения электродов в землю $t=0,8$ м.

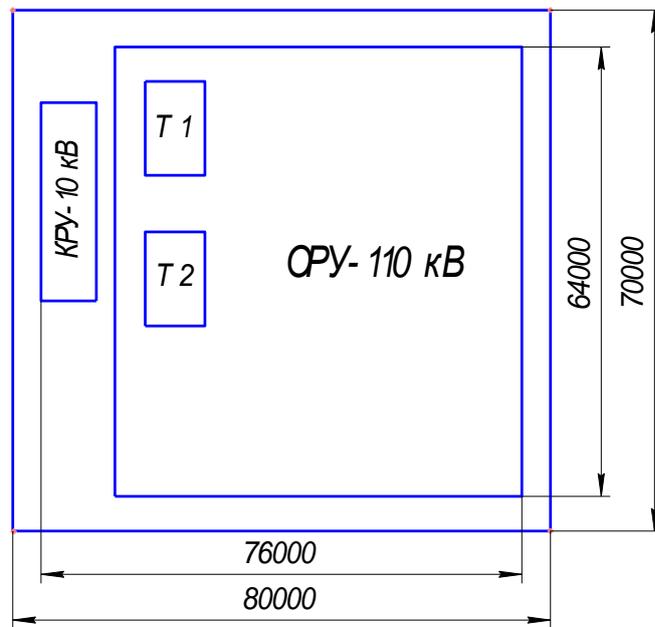


Рисунок 3.2 - Компоновка подстанции

Для заземления электроустановок на подстанции применяется одно общее заземляющее устройство, представленное на рисунке 3.3.

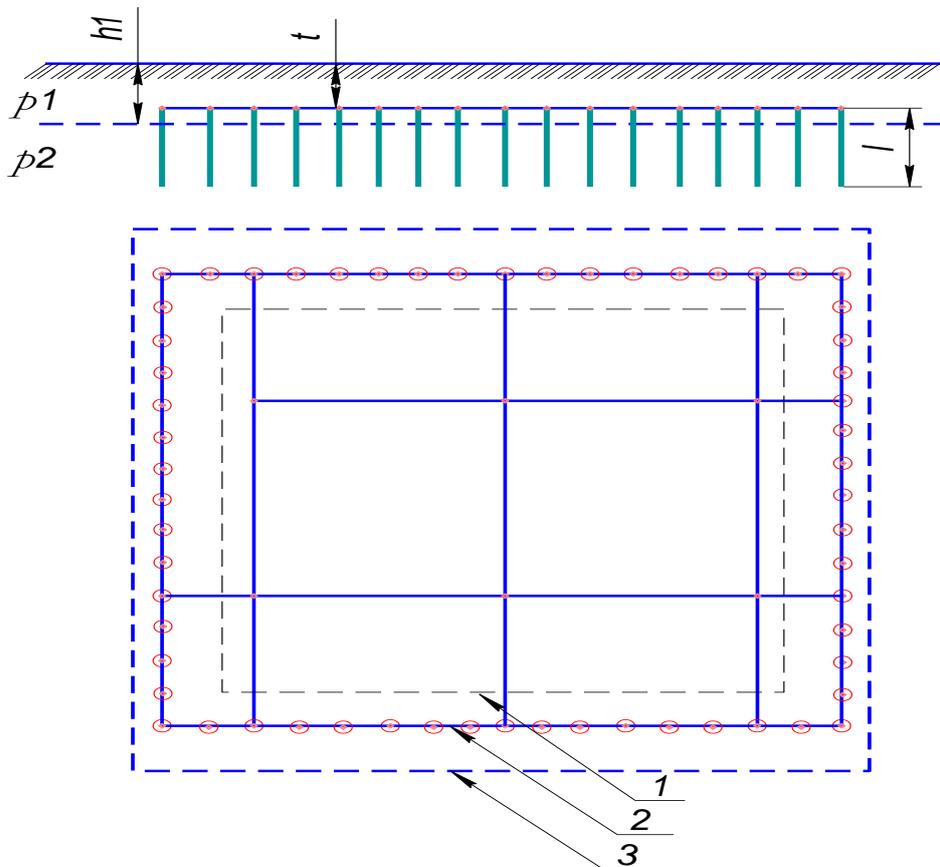


Рисунок 3.3 – Расположение заземляющего устройства

На рисунке 3.3. обозначено:

1 – площадь, занятая оборудованием;

2 – заземляющий контур;

3 – ограждение подстанции;

ρ_1 – удельное сопротивление грунта верхнего слоя, Ом·м;

ρ_2 – удельное сопротивление грунта нижнего слоя, Ом·м;

h_1 – толщина верхнего слоя грунта, м;

t – глубина заложения заземлителей, м;

l – длина вертикальных заземлителей, м.

Расчетная длительность воздействия электрического тока определяется по выражению

$$\tau_{\text{в}} = t_{\text{п.з.}} + t_{\text{о.р.}}; \quad (3.1)$$

$$\tau_{\text{в}} = 1,2 + 0,8 = 2 \text{ с.}$$

Согласно требований ПУЭ наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В}$. Зная наибольшее допустимое напряжение прикосновения определяем напряжение на заземлителе

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{k_{\text{п}}}, \quad (3.2)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент напряжения прикосновения; для сложных заземлителей он определяется по формуле

$$k_{\text{п}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (3.3)$$

где $L_{\text{г}}$ – длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 ;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{\text{ч}}$ и сопротивлению растекания тока от ступней $R_{\text{с}}$

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}. \quad (3.4)$$

В расчетах принимают $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$, $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_1 = 1,5 \cdot 140 = 210 \text{ Ом}$.

Определим недостающие параметры

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 210} = 0,826.$$

Для значения $\rho_1/\rho_2 = 2$ берем из таблицы значение $M = 0,62$.

Общая длина горизонтальных полос составляет $L_{\text{г}} = 660 \text{ м}$.

Расстояние между вертикальными заземлителями $a = 5 \text{ м}$.

Таким образом, коэффициент прикосновения

$$k_{\text{п}} = \frac{0,62 \cdot 0,826}{\left(\frac{5 \cdot 660}{5 \cdot \sqrt{5600}} \right)^{0,45}} = \frac{0,512}{2,66} = 0,19.$$

Потенциал на заземлителе

$$U_{\text{з}} = \frac{400}{0,19} = 2105 \text{ В},$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Сопrotивление заземляющего устройства

$$R_{\text{з, доп.}} = \frac{U_{\text{з}}}{I_{\text{з}}}, \quad (3.5)$$

где $I_{\text{з}}$ – ток, протекающий через заземляющее устройство при расчетном однофазном КЗ (с некоторым запасом может быть принят равным току трехфазного КЗ. $I_{\text{по}}^{(3)} = 2397 \text{ А}$).

$$R_{\text{з, доп.}} = \frac{2105}{2397} = 0,88 \text{ Ом}.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель квадратной формы, площадь которой и суммарная длина горизонтальных заземлителей такие же, как в реальной модели (рис.3.4) со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{5600} = 74,83 \text{ м}.$$

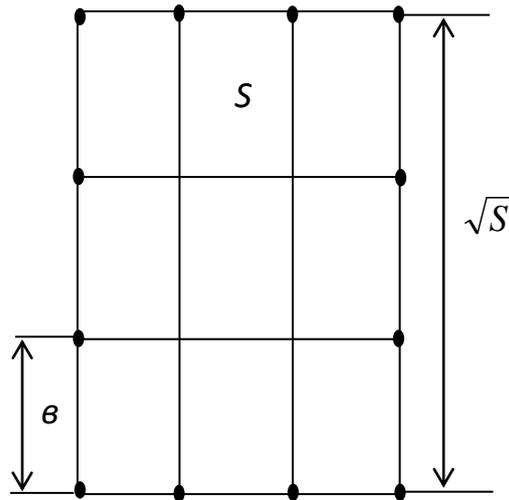


Рисунок 3.4 - Расчетная модель

Число ячеек на стороне квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (3.6)$$

$$m = \frac{660}{2 \cdot \sqrt{5600}} - 1 = 3,41.$$

принимаем $m=3$.

Длина полос в расчетной модели

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (3.7)$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{5600} \cdot (3 + 1) = 598,64 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (3.8)$$

$$b = \frac{\sqrt{5600}}{3} = 24,94 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура

$$n_b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{a}; \quad (3.9)$$

$$n_b = \frac{\sqrt{5600} \cdot 4}{5} = 59,86.$$

принимая $n_B=60$ шт.

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (3.10)$$

$$L_B = 5 \cdot 60 = 300 \text{ м.}$$

Определяем относительное эквивалентное удельное сопротивление грунта расчетной модели ρ_1/ρ_2

$$\text{Для } \rho_1/\rho_2 = 2; \quad a/l_B = 1 \text{ и } \frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{1 - 0,8}{5} = 0,04.$$

Определяем $\rho_3/\rho_2 = 1,03$; тогда $\rho_3 = 1,03 \cdot \rho_2 = 1,03 \cdot 70 = 72,1 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$

По расчетной модели определяем сопротивление реального заземляющего устройства, для чего рассчитывается относительная глубина заложения заземлителя

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,8}{\sqrt{5600}} = 0,078.$$

Найдем значение параметра A , необходимого для уточненного значения сопротивления заземляющего устройства

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (3.11)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,078 = 0,378.$$

Находим общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L'_r + L_B}; \quad (3.12)$$

$$R_3 = 0,378 \cdot \frac{72,1}{\sqrt{5600}} + \frac{72,1}{598,64 + 300} = 0,44 \text{ Ом.}$$

Что меньше допустимого $R_{3,доп.} = 0,5 \text{ Ом.}$

Напряжение прикосновения

$$U_{пр} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3; \quad (3.13)$$

$$U_{пр} = 0,19 \cdot 2397 \cdot 0,44 = 200,4 \text{ В.}$$

Что меньше допустимого значения 400 В.

По результатам расчетов напряжение прикосновения получилось меньше, чем предельно допустимое напряжение. Согласно ПУЭ заземляющие устройства в электроустановках должны проектироваться так, чтобы в любое время года на всей территории подстанции напряжение прикосновения, под которое может попасть человек, не превышало допустимого напряжения $U_{\text{пр.доп}}$, а заземляющее устройство должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом.

Проверим термическую стойкость полосы 40x4 мм². Минимальное сечение полосы по условиям термической стойкости при замыкании на землю при приведенном времени прохождения тока замыкания $t_{\text{п}} = 2$ с

$$F = I_{\text{расч}} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \quad (3.14)$$

где $C=74$ – коэффициент шин, постоянный для стали.

$$F = 2397 \cdot \frac{\sqrt{2}}{74} = 45,8 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, полоса 40x4 мм² удовлетворяет условию термической стойкости.

Окончательно принимаем число вертикальных заземлителей – 60 шт. Расстояние между вертикальными заземлителями – 5 м. В качестве вертикальных заземлителей применяем круглые стальные стержни диаметром 12 мм, в качестве горизонтальных заземлителей – стальные полосы 40x4 мм.

Напряжение на заземляющем устройстве менее 5 кВ, поэтому дополнительные меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики не предусматриваются.

Вентиляция

Расчет вентиляции помещения аккумуляторных батарей производим в соответствии со СНиП 2.04.05-91(2000) «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Помещение аккумуляторных батарей, в котором производится заряд при напряжении более 2,3В на элемент, оборудуется стационарной принудительно приточно–вытяжной вентиляцией.

Выброс газов производится через шахту, возвышающуюся над крышей здания на 1,5м. Отсос газов производится из верхней и из нижней частей помещения со стороны, противоположной притоку свежего воздуха. Требуемый объем свежего воздуха V , м³/ч определяется по формуле [10]

$$V=0,07 \cdot I_{\text{зар}} \cdot n, \quad (3.15)$$

где: $I_{\text{зар}}$ – номинальный зарядный ток, А;

n – количество элементов аккумуляторной батареи.

Выбираем аккумуляторную батарею СН-1 на номинальную емкость 40А*ч, напряжение 230В, $n=100$, $I_{\text{зар}}=10$ А.

$$V=0,07 \cdot 10 \cdot 100=70 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Кратность обмена воздуха:

$$K=\frac{V}{V_{\text{пом}}}, \quad (3.16)$$

где: $V_{\text{пом}}$ – объем помещения аккумуляторных батарей ($V_{\text{пом}}=20\text{м}^3$)

$$K=\frac{70}{20}=3,5 \text{ 1/ч}.$$

Для обеспечения требуемой кратности выбираю подходящие вентиляционные системы.

Освещение

На территории ОРУ подстанции предусмотрено охранное освещение. Территория подстанции освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Рабочее освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В.

Выбор мощности и количества прожекторов освещения ОРУ-110 кВ производится в соответствии с нормами, установленными в ПУЭ.

Световой поток определяется по выражению [5]

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E_n \cdot K_{зан}}{\mu \cdot e}, \quad (3.17)$$

где $E_n=5$ лк – минимальная освещенность, принятая по шкалам освещенности [5];

$K_{зан}=1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения стекол прожекторов;

$e=1$ – суммарная условная освещенность от близлежащих источников;

$\mu=1$ – коэффициент добавочной освещенности за счет отраженного светового потока.

$$\Phi = \frac{1000 \cdot 5 \cdot 1,5}{1 \cdot 1} = 7500_{лм}.$$

Число прожекторов

$$N = \frac{e \cdot K_{зан} \cdot S \cdot Z}{\Phi \cdot \eta}, \quad (3.18)$$

где $Z=1,2$ – отношение средней освещенности к минимальной;

$S=5600$ м² – площадь подстанции;

$\eta=0,65$ – КПД светового поток.

$$N = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 5600 \cdot 1,2}{7500 \cdot 0,65} = 10,3.$$

Принимаем число прожекторов равным $N=11$.

Мощность одной лампы

$$P = \frac{W \cdot S}{N}, \quad (3.19)$$

где $W = 1$ Вт/м² – удельная мощность.

$$P = \frac{1 \cdot 5600}{11} = 509,1_{Вт}.$$

Принимаем к установке 11 прожекторов типа РКУОЗ–750–001–УХЛ1 с лампами ДРЛ мощностью по 750 Вт. Прожекторы устанавливаются по периметру подстанции на высоте $h=12$ м.

3.3 Безопасность жизнедеятельности в условиях чрезвычайных ситуаций

Произведём оценку чрезвычайных ситуаций – их последствия, меры предотвращения и меры по ликвидации.

Короткие замыкания на сборных шинах ОРУ. Данная ситуация может привести к снижению напряжения у потребителей, соответственно к снижению качества выпускаемой продукции. Для предотвращения такой ситуации необходимо выполнять секционирование, а также использовать системную автоматику - АВР. При АВР нагрузка с повреждённой секции шин переводится на рабочую путем включения секционного выключателя.

Атмосферное электричество (молния). Воздействие зарядов молнии могут быть двух видов: молния – поражает здание и установки (непосредственно удар молнии), молния оказывает вторичное воздействие, объясняемые электростатической и электромагнитной индукцией.

Электростатическая индукция проявляется тем, что на изолированных металлических предметах наводятся опасные электрические потенциалы, вследствие чего возможно искрение между отдельными металлическими элементами конструкций и оборудования.

В результате электромагнитной индукции, обусловленной быстрым изменением значения тока молнии, в металлических незамкнутых контурах наводятся электродвижущие силы, что приводит к опасности искрообразования между ними в местах сближения этих контуров.

Пожарная безопасность

Для предотвращения растекания масла и предотвращения пожара при повреждениях трансформаторов выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформаторов. Габариты маслоприемника выступают за габариты единичного электрооборудования не менее, чем на 0,6 м при массе масла до 2 т не менее 1м при массе от 2..10 т.

Пожар трансформатора приводит к перерыву электроснабжения потребителей на время АВР. При сгорании масла в атмосферу выделяются вредные токсичные газы. Данная ситуация также приводит к дополнительным затратам на восстановление трансформатора. Для предотвращения пожара применяется автоматическая система пожаротушения, вызывается пожарная команда.

Пожар окружающего природного массива может привести к пожару на территории подстанции, при переносе огня.

Для предотвращения возникновения пожара предусмотрена противопожарная полоса вокруг подстанции шириной 50 м. Для ликвидации последствий может привлекаться персонал ПС и пожарная служба.

При проектировании учитывают, что по условиям пожарной безопасности подстанция располагается на расстоянии: не менее 3 м от зданий - с первого по третьей степени огнестойкости; и 5 м - от зданий четвертой и пятой степени огнестойкости.

Для предотвращения прямых ударов молнии и возникновения вследствие этого чрезвычайных ситуаций, проектируется молниезащита подстанции.

Расчет молниезащиты подстанции

Согласно требованиям таблицы 1 РД 34.21.122-87 для ряда объектов ожидаемое количество поражений молнией является показателем, определяющим необходимость выполнения молниезащиты и ее надежность. Подсчет ожидаемого количества N поражений молнией в год для зданий и сооружений прямоугольной формы производится по формуле

$$N = [(S + 6h)(L + 6h) - 7,7h^2]n \cdot 10^{-6}, \quad (3.20)$$

где h — наибольшая высота здания или сооружения, м;

S, L — соответственно ширина и длина здания или сооружения, м;

n — среднегодовое число ударов молнии в 1 км земной поверхности (удельная плотность, ударов молнии в землю) в месте нахождения здания или сооружения.

Для зданий и сооружений сложной конфигурации в качестве S и L рассматриваются ширина и длина наименьшего прямоугольника, в который может быть вписано здание или сооружение в плане.

Для произвольного пункта на территории России удельная плотность ударов молнии в землю n определяется исходя из среднегодовой продолжительности гроз в часах следующим образом [3]

Среднегодовая продолжительность гроз, ч	Удельная плотность ударов молнии в землю n , 1/(км ² ·год)
40 — 60 (Курганская область)	4

$$N = [(64 + 6 \cdot 14,4) \cdot (64 + 6 \cdot 14,4) - 7,7 \cdot 14,4^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,084.$$

Трансформаторная подстанция согласно ПУЭ создает зону класса В-I. В соответствии с таблицей 1 п.3 [3]: тип защиты – зона Б; категория молниезащиты - 2.

Для защиты подстанции используем одиночно стоящие стержневые молниеотводы. Устанавливаем 4 молниеотвода на металлические мачты.

Необходимым условием защищенности всей площади ОРУ является

$$D \leq 8 \cdot h_a, \quad (3.21)$$

где D – диагональ четырехугольника, в вершинах которого расположены молниеотводы $D = \sqrt{a^2 + b^2};$ (3.22)

$$D = \sqrt{71^2 + 64^2} = 95,6 \text{ м},$$

где $a=71$ м и $b=64$ м соответственно, длина и ширина площади, занимаемой подстанцией.

Активная высота молниеотвода

$$h_a \geq \frac{D}{8} = \frac{95,6}{8} = 11,9 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Примем $h_a=12$ м.

Высота молниеотводов

$$h = h_a + h_x; \quad (3.24)$$

$$h = 12 + 14,4 = 26,4 \text{ м},$$

где $h_x = 14,4$ м – высота защиты молниеотводов.

Зона защиты молниеотвода

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h \cdot a}{h \left(1 + \frac{x}{h} \right)}; \quad (3.25)$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{14,4}{26,4}} = 12,42 \text{ м}.$$

Ширина защищаемой зоны при $a = 71$ м

$$b_{14} = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a}; \quad (3.26)$$

$$b_{14} = 4 \cdot 12,42 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 71}{14 \cdot 12 - 71} = 6,66 \text{ м}.$$

$$b_{1,4} = b_{2,3} = 6,66 \text{ м}.$$

Ширина защищаемой зоны при $b = 64$ м:

$$b_{12} = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - b}{14 \cdot h_a - b}; \quad (3.27)$$

$$b_{12} = 4 \cdot 12,42 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 64}{14 \cdot 12 - 64} = 9,55 \text{ м}.$$

$$b_{1,2} = b_{3,4} = 9,55 \text{ м}.$$

На рисунке 3.5 показана зона защиты четырех одиночно стоящих молниеотводов.

Техническая характеристика молниеотводов.

Категория молниезащиты - 2.

Тип защиты - Б.

Высота молниеотводов - 26400 мм.

Радиус зоны защиты на уровне земли - 19200 мм.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта - 12420 мм.

Молниеприемник - стальной прут диаметром 20 мм длиной 2000 мм.

Токоотвод - стальная полоса 40x4 мм.

В качестве искусственного заземлителя принят стальной трех-стержневой заземлитель. Размеры и форма заземлителя приняты согласно таблицам 2 и 3 [3].

Искусственный заземлитель состоит из трех вертикальных электродов длиной 5000 мм, $d=50$ мм объединенных горизонтальным электродом 40x4 мм, с расстоянием между вертикальными электродами-6000мм.

Определим сопротивление заземлителя.

Площадь заземлителя $S=15,6$ м².

Длина вертикальных заземлителей $L_B=15$ м.

Длина горизонтальных заземлителей $L_T=18$ м.

Значение параметра $A=0,378$ по формуле 4.11.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта $\rho_s = 72,1$ Ом·м.

Сопротивление заземлителя по формуле 3.12

$$R_s = 0,378 \cdot \frac{72,1}{\sqrt{15,6}} + \frac{72,1}{18+15} = 6,9 + 2,2 = 9,1 \text{ Ом.}$$

Что меньше допустимого сопротивления для молниеотводов, согласно ПУЭ, т.е. меньше 10 Ом.

Вывод по разделу

В этом разделе дипломного проекта мы проанализировали вредные и опасные факторы воздействия на персонал и окружающую среду, а так же чрезвычайные ситуации возможные на нашей модернизируемой подстанции. Выполнив расчет молниезащиты и заземляющего контура, мы тем самым предупредили возможные чрезвычайные ситуации. Приняли решение о необходимости установки автоматических средств пожаротушения и средств автоматического отключения неисправного электрооборудования. Убедились в крайней важности знания и соблюдения персоналом требований ПТБ при работе в электроустановках. Соблюдая правила поведения на подстанции персоналом, а так же, имея необходимое оборудование и средства, мы можем с большой вероятностью говорить об исключении аварий, последствия которых могли бы негативно повлиять на людей или экологию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Произведен выбор главной схемы электрических соединений ПС 110/10 кВ, электрических аппаратов и токоведущих частей.

Выбрано современное электротехническое оборудование для всех ступеней напряжения и проверено на воздействие токов короткого замыкания.

Выполнен краткий расчет параметров проектируемой ВЛ-110 кВ.

Проверены силовые трансформаторы на аварийную и систематическую перегрузки по зимнему суточному графику нагрузок подстанции.

В качестве устройств релейной защиты и автоматики применены микропроцессорные защиты электрооборудования фирмы «Бреслер».

Произведены расчеты основных параметров релейной защиты.

Произведен расчет нагрузки собственных нужд подстанции и выбор соответствующих трансформаторов.

Разработаны мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих на подстанции, экологичность проекта с точки зрения возможного воздействия на окружающую среду, прогнозирование возникновения возможных чрезвычайных ситуаций и способы их предотвращения.

В организационно-экономической части данного дипломного проекта произведен функционально-стоимостной анализ объектов проектирования подстанции, расчет окупаемости и экономическая оценка проекта. Срок окупаемости проекта составил 5,3 года.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2005 – 440 с.
2. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – 2-е изд. переработанное и дополненное – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 656 с., ил.
3. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87.
4. Справочник по проектированию электроснабжения, под редакцией Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
5. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
6. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: - 3-е изд., - М.: Высшая школа., 1991. – 496 с.
7. Основы техники безопасности в электроустановках. – 2-е изд., переработанное и дополненное. – М.: энергоатомиздат. 1994. – 448с.
8. ГОСТ 12.2.007.0 – 75 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».
9. Нейфельд М.С. Заземление и защитные меры безопасности.– М.: Энергия, 1971. - 351 с.
10. СНиП 2.04.05-91(2000) «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
11. Тиходеев. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. - 2-е изд. С-Петербург: ПэиПК Минтопэнерго РФ, 1999.
12. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций - М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
13. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

14. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: - 4-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
15. Хусаинов И.М. Примеры расчетов электрических сетей: Учеб. пособие. Саратов: Сарат. гос. техн. ун – т., 1998. – 94 с.
16. ГОСТ 12.1.030-81(2001) «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление».
17. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А.Васильев и др - 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
18. Справочник по электроустановкам промышленных предприятий. Под общей ред. Боричева И.Е., Даниленко А.И., Храмушина А.М., Якубовского Ф.Б., т.1, Госэнергоиздат, 1963. – 720 с. с черт.
19. Белецкий О.В. и др. Обслуживание электрических подстанций – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 416 с.
20. ГОСТ 14209-85 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов».
21. Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций - Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
22. Электротехнический справочник: В 3 т./Под ред. В.Г. Герасимова и др. – М. Энергия, 1980. – 520 с.
23. Жуков В.В. и др. Современные КРУ на 6 – 10 кВ с вакуумными и электромагнитными выключателями. – М.: Высш. шк. 1988. – 103 с.
24. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /Под ред. В.Н. Блок. – М.: Высш. шк. 1990. – 383 с.
25. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.
26. Румянцев Д.Е. Современное вакуумное коммутационное электрическое оборудование сетей и подстанций: Учебно – методическое пособие. 2-е изд.- М.: Изд – во ИПК госслужбы. 2002. – 72 с.

27. Балаков Ю.Н., Неклепаев Б.Н., Шунтов А.В. О достигнутых параметрах выключателей. // Электрические станции, 1996, № 10. С. 56 – 60.

28. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения / под ред. В.В. Афанасьева. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 544 с.

29. Воронина А.А., Шибенко Н.Ф. Охрана труда в энергосистемах. – М.: Энергия, - 1973. – 211 с.

30. Расчет токов короткого замыкания. Методические указания к курсовому проектированию по дисциплине «Переходные процессы в системах электроснабжения» для студентов специальности «Электроснабжение» / Сост. В.И. Мошкин. – Курган: Изд – во КГУ, 2005. – 31 с.

31. Проектирование электрической части подстанций систем электроснабжения. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности «Электроснабжение» / Сост. В.И. Мошкин, – Курган: Изд – во КГУ, 2005. – 43с.

32. Релейная защита систем электроснабжения. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности «Электроснабжение» / Сост. А.А. Данилов. – Курган: Изд – во КГУ, 2005. – 112с.

33. Экономика энергетики. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 140 «Электроснабжение» / Сост. А.С. Таранов.- Курган: Изд – во КГУ, 2005. – 34с.