

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ПС 220 кВ «Ишим»

Обучающийся

А.М. Самойлов
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Тема данной выпускной квалификационной работы «Реконструкция электрической части ПС 220 кВ «Ишим».

Цель выпускной квалификационной работы – подготовить проект реконструкции электрической части понижающей подстанции напряжением 220/110/10 кВ «Ишим», которая отвечала бы стандартам и требованиям нормативной технической документации, в том числе по качеству и надежности электроснабжения.

Объект проектирования – понижающая подстанция 220/110/10 кВ «Ишим», МЭС Урала ПАО Россети.

Предмет проектирования – участок системы электроснабжения, состоящий из понижающей трансформаторной подстанции и питающих, линий определяющих режим электроснабжения.

В рамках проектирования нужно решить несколько задач. В частности, нужно, используя расчетные методы, определить уровень и показатели электрона грузок. Также необходимо определиться с силовыми трансформаторами, а именно с такими их параметрами, как тип и необходимое количество. Еще одна задача – произведение расчета токов коротких замыканий. Помимо этого, необходимо не только подобрать подходящие коммутационные устройства, оборудования и электрические аппараты, но и провести проверку выбранных аппараты, оборудования и устройств.

Содержание

Введение	5
1 Общая характеристика ПС 220/110/10 кВ Ишим и постановка задачи проектирования	6
1.1 Характеристика системы электроснабжения Тюменской области и г. Ишим	6
1.2 Обоснование необходимости реконструкции ПС 220 кВ Ишим	8
1.3 Основные проектные решения	10
2 Выбор электрических схем ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, КРУ-10 кВ, ЗРУ-10 кВ на ПС Ишим. Расчет токов короткого замыкания	12
2.1 Выбор схемы главных электрических соединений	12
2.2 Расчет токов короткого замыкания	16
3 Выбор электрических аппаратов и проводников на ПС «Ишим»	24
3.1 Выбор типа распределительного устройства и изоляции по условию загрязнения атмосферы	24
3.2 Выбор разъединителей 220 кВ	28
3.3 Выбор выключателей 220 кВ	29
3.4 Выбор выключателей 110 кВ	33
3.5 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения	37
3.6 Выбор ограничителей перенапряжения	37
3.6. Выбор электрических аппаратов и оборудования 10 кВ	38
4 Собственные нужды и выбор оперативного тока	44
4.1 Выбор источника питания и схемы собственных нужд	44
5 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции	50
5.1 Защита и автоматика трансформаторов	50
5.2 Защита и автоматика секционных выключателей 10 кВ	51
5.3 Защита и автоматика линий 10 кВ	53
5.4 Автоматическое повторное включение	57
5.5. Защита от замыканий на землю	58

5.6 Автоматическая частотная разгрузка	59
6 Расчет молниезащиты и заземления ПС	62
6.1 Расчет заземляющего устройства ПС.....	62
6.2 Расчет молниезащиты	72
Заключение.....	76
Список используемых источников	81

Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена теме, которая имеет огромное значение для современной энергетической инфраструктуры — реконструкции узловой подстанции 220 кВ. В условиях стремительно увеличивающегося энергопотребления и развития технологий, вопрос модернизации энергетических объектов становится одной из первостепенных задач для обеспечения устойчивого развития электрических сетей. Подстанции классом напряжения 220 кВ – это важнейшие элементы в системе передачи и распределения электрической энергии, они выполняют функции трансформации и распределения мощностей на значительные расстояния.

В связи с этим актуальность работы обусловлена необходимостью повышения надежности и эффективности функционирования энергетической инфраструктуры, что напрямую связано с экономическим ростом и качеством жизни населения. Реконструкция узловой подстанции подразумевает не только техническое обновление существующего оборудования, но и его адаптацию к современным стандартам и требованиям по безопасности и экологии.

В процессе проектирования изучаются и систематизируются знания о передовых технологиях и методах, направленных на оптимизацию процессов передачи и распределения энергии, минимизацию издержек и рисков, связанных с эксплуатацией подстанций.

Таким образом, выбранная тема является чрезвычайно важной как с теоретической, так и с практической точки зрения. Эффективная реконструкция узловой подстанции 220 кВ способствует повышению устойчивости всей энергосистемы, увеличению ее адаптивности к меняющимся условиям, а также позволяет обеспечить энергобезопасность регионов и поддержание стабильного электроснабжения всех категорий потребителей.

1 Общая характеристика ПС 220/110/10 кВ Ишим и постановка задачи проектирования

1.1 Характеристика системы электроснабжения Тюменской области и г. Ишим

Ишим — город в России, административный центр Ишимского района Тюменской области. Расположен на левом берегу реки Ишим (приток Иртыша). Образует муниципальное образование город Ишим со статусом городского округа как единственный населенный пункт в его составе. Население — 67 614 чел.

Город Ишим расположен на левом берегу реки Ишим (левый приток Иртыша) в лесостепной зоне Западной Сибири.

Важный транспортный узел: через город проходит Транссибирская железнодорожная магистраль, автомобильная дорога федерального значения Р402 (Тюмень — Омск), автомобильная дорога Р403 (Ишим — Петропавловск (Казахстан))

Климат умеренный континентальный. Абсолютный температурный максимум в Ишиме составляет 39,0 °С и был зафиксирован 12 июля 2023 года, а абсолютный температурный минимум составил –51,1 °С и был зафиксирован в декабре 1968 года. Летом средняя температура составляет 17 °С, а зимой –16,7 °С. Наименьшее количество осадков выпадает в марте и составляет в среднем 13,0 мм, а наибольшее в июле (67,0 мм). В среднем за год в Ишиме выпадает около 397,0 мм осадков. Среднегодовая относительная влажность воздуха — 73 %. Среднемесячная влажность — от 58 % в мае до 81 % в ноябре. Среднегодовая скорость ветра — 3,2 м/с. Среднемесячная скорость — от 2,6 м/с в июле и августе до 3,7 м/с в апреле.

«По состоянию на начало 2024 года, на территории Тюменской области эксплуатируются 68 высоковольтных подстанций общей мощностью 30,3 МВА, подключенных к единой энергосистеме России, в том числе 6 крупных

тепловые электростанции. Генерация мощностей происходит в г. Тюмень от Тюменской ТЭЦ-1 и Тюменской ТЭЦ-2. Передача электроэнергии осуществляется по воздушным и кабельным линиям различного класса напряжения» [22].

Энергосистема Тюменской области входит в ЕЭС России, являясь частью Объединенной энергосистемы Урала, находится в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» — «Региональное диспетчерское управление энергосистем Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа-Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа» (Тюменское РДУ). Энергосистема региона связана с энергосистемами Челябинской области, Казахстана по двум ВЛ 110 кВ, Свердловской области по двум ВЛ 500 кВ, одной ВЛ 220 кВ и четырем ВЛ 110 кВ, Курганской области по двум ВЛ 500 кВ, Омской области по одной ВЛ 500 кВ и трем ВЛ 110 кВ, Ханты-Мансийского АО по пяти ВЛ 500 кВ, двум ВЛ 220 кВ, пяти ВЛ 110 кВ.

Общая протяженность линий электропередачи напряжением 110—500 кВ по состоянию на конец 2018 года составляет 8852,2 км, в том числе линий электропередачи напряжением 500 кВ (включая ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ) — 2375 км, 220 кВ — 1507 км, 110 кВ — 4970,2 км. Магистральные линии электропередачи напряжением 220—500 кВ эксплуатируются филиалом ПАО «Россети» — «Магистральные электрические сети Западной Сибири», распределительные сети напряжением 110 кВ и ниже — АО «Россети Тюмень» и ПАО «СУЭНКО».

ПС 220 кВ Ишим выступает в роли важной узловой подстанции региона. На ПС 220 кВ Ишим мощность поступает по двум ВЛ 220 кВ Витязь – Ишим 1 цепь и Витязь – Ишим 2 цепь от ПС 500 кВ Витязь, которая также расположена в Ишимском районе. Далее от ПС 220 кВ Ишим происходит распределение энергии по сети 110 кВ Ишимского энергорайона. Также, от ПС Ишим запитываются городские потребители на напряжении 10 кВ.

1.2 Обоснование необходимости реконструкции ПС 220 кВ Ишим

Свое начало подстанция Ишим берет в далеком 1969 году тогда были запитаны первые подребители города Ишима в то время линии 10 кВ получали питание от дизельгенераторов. Далее когда стали возрастать мощности на подстанции было построено ОРУ-110 и ПС Ишим стала 110/35/10. В 1975 году был введен в эксплуатацию первый автотрансформатор 1АТ, а уже 1983 году начал эксплуатироваться 2АТ. На сегодняшний день энергетическое оборудование этого объекта включает в себя два мощных автотрансформатора. Каждый из них обладает напряжением 220/110/10 кВ и мощностью в 80 МВА.

Подстанция «Ишим» получает электроэнергию по двум линиям электропередач (ЛЭП) 220 кВ Витязь – Ишим 1 цепь и Витязь – Ишим – 2 цепь которые идут от подстанции 500 кВ «Витязь».

К сети 110 кВ ПС «Ишим» подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ «Ишим-Казанка 1»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Казанка 2»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Бердюжье»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Омская»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Безруково»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Сорокино 1»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Сорокино 2»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Абатск»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Лапино»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Маслянка»;
- ВЛ 110 кВ «Ишим-Коркино».

В процессе организации передачи электроэнергии посредством 220 кВ применяется специализированная блоковая система. Эта система предусматривает подключение пары линий на 220 кВ через специальный

выключатель, а также интеграцию одного автотрансформатора, который функционирует без данного выключателя.

В этой конструкции изоляционный барьер между шинами равного напряжения отсутствует. Система на 110 кВ создана в соответствии со схемой №110-12, содержащей одну основную работающую шину, которая секционирована выключателем, а также включает в себя шины обходной системы. Проанализировав документацию СИПР [22], стоит отдельно отметить токи короткого замыкания, зафиксированные на распределительном устройстве с напряжением 220 кВ за периоды 2014, 2015 и 2019 годов. Результаты анализа ясно демонстрируют проблему: отключающая способность установленных выключателей не сопоставима с реальным уровнем токов короткого замыкания, что говорит о необходимости принятия соответствующих мер по обеспечению безопасности и надежности работы энергосистемы.

Обобщенные данные об уровнях токов короткого замыкания представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Уровни токов КЗ. на шинах 220 кВ ПС «Ишим» текущие и прогнозируемые

Наименование системы шин	Отключающая способность выключателя, кА	Ток трехфазного КЗ на 2019 год	Ток трехфазного КЗ на 2024 год
1 с.ш. РУ 220 кВ	25	25,2	26,4
2 с.ш. РУ 220 кВ	25	24,9	26,9

Согласно информационным данным, представленным за период с 2019 года по 2024 годы, при активации и работе послеаварийного режима отмечается перегрузка автотрансформаторов. Уровень перегрузки может достигать до показателя в 120-130%. При этом наблюдается также и дефицит мощности, равный примерно 32 МВА в рамках зимнего максимума.

Срок службы установленных автотрансформаторов на 2024 год составляет: АТ-1- 49 лет; АТ-2 - 41 год.

1.3 Основные проектные решения

В ходе модернизации подстанции «Ишим» предполагается осуществить комплекс работ по улучшению эксплуатационных характеристик и повышению надежности оборудования.

Согласно проектной документации, запланированы следующие виды работ:

- модификация схемы открытых распределительных устройств (ОРУ) 220 кВ до версии схемы 220-5АН мостик. Это включает в себя установку выключателей в цепях трансформаторов и монтаж ремонтной перемычки на стороне трансформаторов;
- замена нынешних автотрансформаторов с параметрами 220/110/10 кВ и мощностью 80 МВА на более мощные агрегаты — каждый по 150 МВА;
- обновление коммутационного оборудования для ОРУ 220 кВ, что предусматривает интеграцию оборудования для секционирования внутри ОРУ 220 кВ;
- установка регулировочных трансформаторов с напряжением 10 кВ и мощностью 40 МВА, что улучшит управление напряжением в энергетической системе;
- замена устаревшего оборудования ОРУ 110 кВ, что повысит надежность и эффективность распределения электроэнергии на этом уровне напряжения.

Такие мероприятия позволят не только значительно усовершенствовать техническое состояние подстанции, но и обеспечить более стабильное и качественное электроснабжение для потребителей.

Схема КРУ-10 кВ и ЗРУ-10 кВ одна рабочая, секционированная выключателем система шин.

Необходимость модернизации подстанции «Ишим» исходит из двух ключевых причин, выявленных в процессе анализа текущего состояния

электрооборудования. В первую очередь, обнаружено, что имеющиеся на подстанции выключатели 220 кВ не обеспечивают адекватную отключающую способность, что касается токов короткого замыкания; другими словами, они не соответствуют нагрузкам, возникающим в случае короткого замыкания в смежных сетях. Это представляет серьезный риск для стабильности всей электросистемы и может привести к нарушениям в подаче электроэнергии конечным потребителям.

Вторая причина модернизации связана с увеличивающимся числом потребителей, желающих подключиться к распределительной сети, что повлекло за собой значительное увеличение нагрузки на существующую инфраструктуру. Заявки на технологическое присоединение к сети подразумевают необходимость адаптации и усиления подстанции для гарантирования надежного и бесперебойного энергоснабжения новых пользователей.

На основании этих причин определяется план по модернизации оборудования, включающий обновление выключателей для обеспечения требуемой отключающей способности, а также расширение возможностей подстанции для присоединения дополнительных потребителей с общей целью повышения эффективности и безопасности энергетической системы.

Цели проведения модернизации:

- обеспечение надежного энергосбережения для потребителей в районе города;
- удовлетворение потребности пользователей в электроэнергии;
- улучшение безопасности и снижение затрат на эксплуатацию подстанции.

Вывод по разделу 1.

В разделе дана краткая характеристика системы электроснабжения г. Ишим Тюменской области, показаны предпосылки к реконструкции подстанции, необходимость введения новых мощностей для повышения качества и надежности электроснабжения потребителей.

2 Выбор электрических схем ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, КРУ-10 кВ, ЗРУ-10 кВ на ПС Ишим. Расчет токов короткого замыкания

2.1 Выбор схемы главных электрических соединений

На стороне ВН принимаем к установке схему №220-5АН мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, как наиболее соответствующую для тупиковой проходной (узловой) подстанции [2].

Область применения: Распределительные устройства 35-220 кВ.

Тип подстанции: Проходная.

Количество присоединений: Два (авто)трансформатора и две линии.

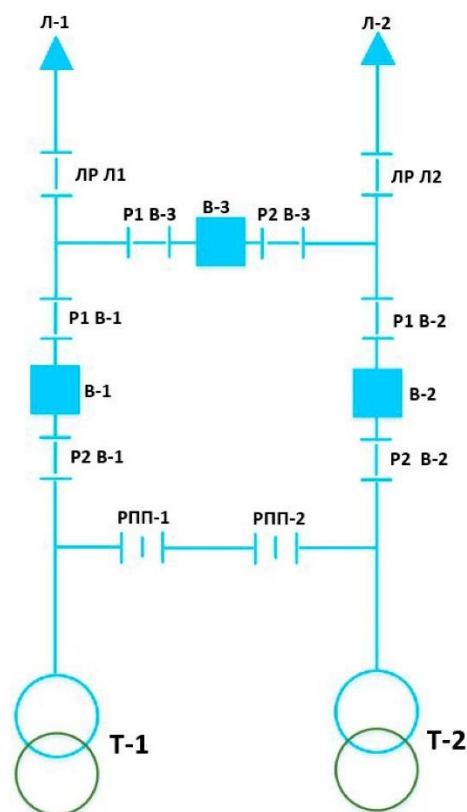


Рисунок 1 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, схема №220-5АН

Основные условия применения [9].

Проходная подстанция с двухсторонним питанием, при необходимости частых включений-отключений (авто)трансформаторов при неравномерном графике нагрузки для снижения потерь мощности и электроэнергии в (авто)трансформаторах.

При прочих равных условиях в рассматриваемой схеме, в отличие от схемы мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, коммутация линии выполняется двумя выключателями. Поэтому схему мостика с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов следует использовать в случаях значительной неравномерности графика нагрузки, когда может быть оправданы частые включения-отключения (авто)трансформаторов для снижения потерь мощности и электроэнергии в них.

К одной линии с двусторонним питанием рекомендуется подключать не более трех- четырех проходных подстанций, в том числе по условиям надежной работы релейной защиты в части селективности.

Экономические критерии применения.

Требует три ячейки выключателей на четыре присоединения (два (авто)трансформатора и две линии). Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений. Наиболее дешевая схема ($V/P = 3/4 = 0,75$) с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети.

Ремонтный режим.

При необходимости вывода в ремонт линии Л-1, с сохранением в работе трансформатора Т-1, без кратковременного отключения, в первую очередь включаются разъединители ремонтной перемычки РРП-1 и РРП-2. После чего отключают выключатели В-1 и В-3, отключают ЛР Л1, вновь включают выключатели В-1 и В-3. После чего отключают разъединители ремонтной перемычки РРП-1 и РРП-2. Оставлять включенными разъединители ремонтной перемычки не надежно, так как КЗ на любом трансформаторе приведет и к отключению неповрежденного трансформатора.

Если же к ремонту линии хотят приурочить ремонт выключателей В-3 и В-1, то для этого необходимо отключить их разъединители с двух сторон: Р1 В-3, Р2 В-3, Р1 В-1 и Р2 В-1.

При необходимости вывода в ремонт выключателя В-1 с сохранением в работе трансформатора Т-1, необходимо предварительно включить разъединители ремонтной перемычки РРП-1 и РРП-2. После чего можно отключать В-1 и его разъединители (Р1 В-1 и Р2 В-1). Как уже было сказано выше, при включении ремонтной перемычки, трансформаторы становятся как бы единым целым в плане ликвидации аварии, поэтому будут отключаться оба, даже если КЗ произошло только на одном из них.

При необходимости вывода в ремонт трансформатора Т-1, необходимо отключить выключатель В-1, отключить разъединитель Р2 В-1. Если к ремонту Т-1 хотят приурочить обслуживания выключателя В-1, то необходимо отключить и второй разъединитель выключателя - Р1 В-1

При необходимости вывода в ремонт выключателя В-3 с сохранением транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции, необходимо предварительно включить разъединители ремонтной перемычки РРП-1 и РРП-2. После чего можно отключить выключатель В-3, отключить его разъединители Р1 В-3 и Р2 В-3.

Аварийный режим.

При появлении КЗ на любом из присоединений (например, на линии Л-1) оно должно автоматически устраниться через работу РЗА, посылающей сигнал на отключение выключателей (В-1 и В-3) поврежденного присоединения (АПВ не срабатывает). В результате теряется транзит мощности через участок высшего напряжения на подстанции.

Электроснабжение подстанции будет осуществляться по оставшейся в работе линии Л-2. После отключения Л-1, она отделяется линейным разъединителем ЛР Л1 от неповрежденной части РУ. В-1 и В-3 вновь включаются. Л-1 выводится в ремонт до устранения последствий и причин короткого замыкания.

При отказе в отключении выключателя В-3, происходит полное погашение всей подстанции. После определенного промежутка времени, оперативный персонал выведет в ремонт отказавший выключатель В-3, включит разъединители ремонтной перемычки (при необходимости), подаст напряжение от линии Л-2 (линия Л-2 также была обесточена) на Т-1 и Т-2. Возможен и другой вариант - разъединителями перемычки подать напряжение на Т-1 после включения Т-2, но при условии, что с низкой стороны Т-1 будет отключен выключателем.

При возникновении КЗ на трансформаторе Т-1, отключается выключатель В-1, при этом теряется электроснабжение потребителей подключенных к данному трансформатору. Если с низкой стороны Т-1 имеется возможность записать потребителей через секционный выключатель, потери в аварии будут менее значительными. Т-1 выводится в ремонт до устранения последствий и причин короткого замыкания.

Оценка схемы.

Достоинства: Простая и наглядная; экономичная; электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны, как следствие минимизированы отказы по вине персонала; при ремонте секционного выключателя схема позволяет сохранить транзит мощности по присоединенным линиям через ремонтную перемычку, а также сохранить в работе оба (авто)трансформатора при аварийном отключении одной из отходящих линий.

Недостатки: При отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства, при этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции; установка второго последовательно включенного выключателя, или переход к схеме четырехугольника, для исключения погашения распределительного устройства нецелесообразна с технико-экономических позиций с учетом фактора надежности; транзит мощности прерывается и при аварийном отключении любой линии.

Для ОРУ 110 кВ оставляем ранее примененную схему №110-12 «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная система шин».

На стороне НН для КРУ-10 кВ и ЗРУ-10 кВ сохраняем схему одиночная секционированная выключателем система шин. По условиям режима секционный выключатель СВ-10 кВ будет нормально разомкнут. Данная схема является наиболее распространенной, так как позволяет осуществлять секционирование сети 10 кВ, что имеет ряд положительных моментов. Будут уменьшены токи КЗ, Т1 и Т2 не будут включены на параллельную работу постоянно.

С точки зрения надежности электроснабжения, такая схема является достаточно удобной, так как при отключении одного из вводов, питание потребителей переводится на ввод, оставшийся в работе. Для наиболее быстрого переключения используются средства релейной защиты и автоматики. Как правило, используется защита минимального напряжения в комплекте с АВР. Таким образом, время автоматического перевода схемы составляет не более 2-3 с.

Применение автоматики для перевода в соответствии с ПУЭ является одним из обязательных требований для потребителей первой категории.

В связи с тем, что стоимость АВР и ЗМН является относительно не большой, данной автоматикой комплектуются даже те распределительные устройства, которые не снабжают электроэнергией потребителей первой категории. Решающую роль играет быстродействие перевода питания, которое по факту для потребителей 2 и 3 категорий не обязательно, но положительным образом сказывается на их работе.

2.2 Расчет токов короткого замыкания

Анализ и испытание электротехнического оборудования требуют тщательных расчетов, особенно при работе с подстанциями и проводкой, где требуется точная настройка защитной и автоматической аппаратуры.

Важным этапом является выбор оптимальных решений для заземления и применения разрядников. Одним из ключевых методов проверки является анализ токов короткого замыкания (КЗ), оценивающий потенциальную нагрузку и стабильность системы в критических ситуациях. Определение характеристик КЗ проводится для всех уровней напряжений и затрагивает последних потребителей в цепи.

В процессе вычисления токов КЗ для высоковольтных сетей предполагаются определенные условия. Источники питания рассматриваются как постоянные величины с одинаковыми фазовыми характеристиками. Мелкие нагрузки, токи намагничивания трансформаторов, а также сопротивления переходных контактов и коротких линий выколачиваются из уравнений, поскольку их влияние считается незначительным.

Для обеспечения точности расчетов используется методика, основанная на относительных единицах. Это позволяет оценить самые значимые параметры КЗ, такие как пиковый ударный ток, начальный уровень периодической токовой нагрузки и нормализованное долгосрочное значение. При анализе КЗ важно учитывать специфику каждой разнообразной точки на разных уровнях напряжения, включая потенциальные перегрузки трансформаторов.

В результате практических наблюдений, выполненных в рамках преддипломной практики с привлечением ФСК, были выявлены и задокументированы уровни токов КЗ на двух секциях шин напряжением 220 кВ. Полученные данные предоставляют ценную информацию для будущей работы и оптимизации системы.

$$I_{кз1}^{(3)} = 26900 \text{ А.}$$

В виду того, что выбранный режим технически не в состоянии обеспечить функционирование секций одновременно, необходимо

выполнить расчет лишь одной из имеющихся секций. В рамках исследования необходимо взять секцию и выполнить два расчета – на 220 кВ и на 110 кВ.

Для того, чтобы это сделать, нужно сформировать схему замещения. Она будет выполнена в относительных единицах. Также для выполнения работы необходимо на основе этой схемы определить токи короткого замыкания.

Для этого можно задать такие параметры: $S_b=1000$ МВА, $U_b=U(\text{ср.кз})$. На рисунке 2 представлена схема замещения.

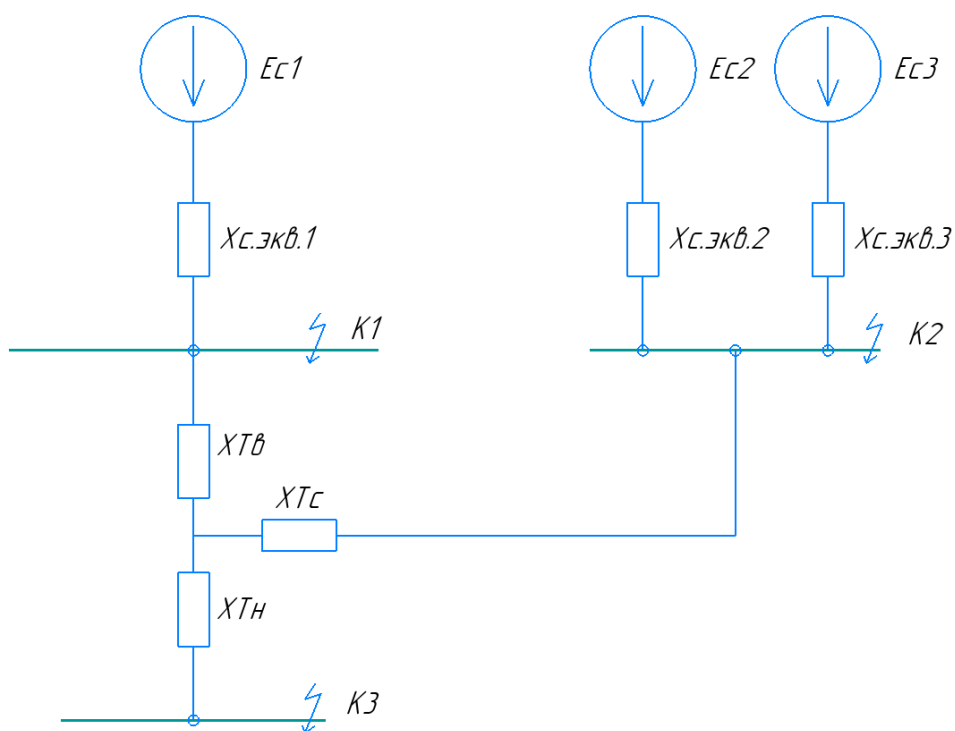


Рисунок 2 - Схема замещения для расчета токов КЗ

«Значение тока короткого замыкания в точке К1 известно» [3].

«Значения параметров энергосистемы на стороне 220 кВ:

$$E_{c1} = 1;$$

$$E_{c2} = 1;$$

$$E_{c3} = 1;$$

Параметры энергосистемы на высшем напряжении» [3]:

$$X_{Cэк1\theta} = \frac{S_{\theta}}{\sqrt{3} \cdot I_{кзmax}^{(3)} \cdot U_{ср.кз}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 26900 \cdot 220} = 0,098 \text{ о. е.}; \quad (1)$$

Параметры энергосистемы на среднем напряжении:

$$\begin{aligned} X_{Cэк2\theta} &= \frac{S_{\theta}}{S_K} = \frac{1000}{3000} = 0,333 \text{ о. е.}; \\ X_{Cэк3\theta} &= \frac{S_{\theta}}{S_K} = \frac{1000}{2700} = 0,370 \text{ о. е.}; \end{aligned} \quad (2)$$

Параметры схемы замещения автотрансформатора:

$$\begin{aligned} X_{Tвн} &= \frac{0,5 \cdot (u_{кВ-С} + u_{кВ-Н} + u_{кС-Н})}{100} \cdot \frac{S_{\theta}}{S_{НОМ}} \\ &= \frac{0,5 \cdot (10,7 + 41,7 - 26,7)}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,514 \text{ о. е.}; \\ X_{Tсн} &= \frac{0,5 \cdot (u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н})}{100} \cdot \frac{S_{\theta}}{S_{НОМ}} \\ &= \frac{0,5 \cdot (10,7 + 26,7 - 41,7)}{100} \cdot \frac{1000}{250} = -0,086 \approx 0 \text{ о. е.}; \\ X_{Tнн} &= \frac{0,5 \cdot (u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С})}{100} \cdot \frac{S_{\theta}}{S_{НОМ}} \\ &= \frac{0,5 \cdot (41,7 + 26,7 - 10,7)}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 1,154 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (3)$$

Рассчитаем параметры линий 110 кВ которые отходят от 2 сек.шин 110 кВ:

$$x_{л1} = 0,5 \cdot x_0 \cdot l_{w1} \cdot \frac{S_{\theta}}{U_{ср.кз}^2} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 29 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,439 \text{ о. е.}$$

$$x_{л2} = 0,5 \cdot x_0 \cdot l_{w1} \cdot \frac{S_6}{U_{cp.кз}^2} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 45 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,681 \text{ о. е.}$$

Для точки К2.

Эквивалентная ветвь с ЭДС и сопротивлением:

$$E_{ЭК} = \frac{E_1 \cdot X_{CЭК3} + E_2 \cdot X_{CЭК2}}{X_{CЭК2} + X_{CЭК3}} = \frac{1 \cdot 0,370 + 1 \cdot 0,333}{0,370 + 0,333} = 1$$

$$Z_{ЭКВ1} = \frac{X_{CЭК3} \cdot X_{CЭК2}}{X_{CЭК2} + X_{CЭК3}} = \frac{0,370 \cdot 0,333}{0,370 + 0,333} = 0,175 \text{ о. е.}$$

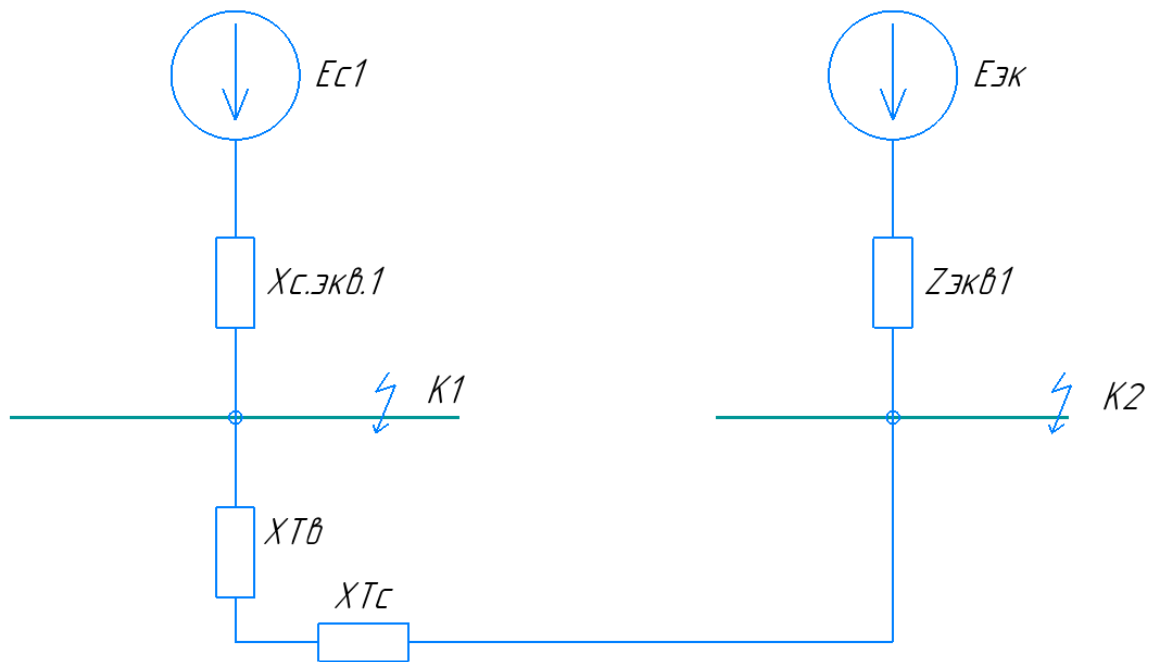


Рисунок 3 - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2 после первого упрощения

Участок с последовательно соединенными сопротивлениями:

$$Z_{ЭКВ2} = X_{CЭК1} + X_{ТВн} + X_{ТСн} = 0,098 + 0,514 + 0 = 0,612 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление всей схемы:

$$Z_{\text{ЭКВ3}} = \frac{Z_{\text{ЭКВ1}} \cdot Z_{\text{ЭКВ2}}}{Z_{\text{ЭКВ1}} + Z_{\text{ЭКВ2}}} = \frac{0,175 \cdot 0,612}{0,175 + 0,612} = 0,136 \text{ о. е.}$$

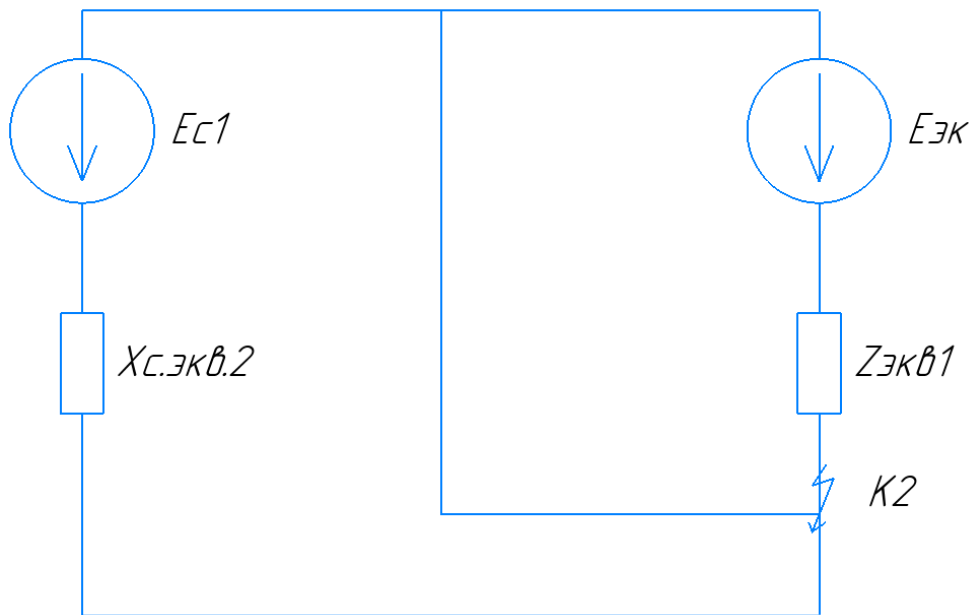


Рисунок 4 - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2 после второго упрощения

Базисный ток короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{К2б}} = \frac{E_{\Sigma К}}{Z_{\text{ЭКВ3}}} = \frac{1}{0,136} = 7,35 \text{ о. е.}$$

Базисный ток на среднем напряжении:

$$I_{6110} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.кз}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания в точке К2 в именованных единицах:

$$I_{\text{К2}} = I_{\text{К2б}} \cdot I_{6110} = 7,35 \cdot 5,02 = 36,9 \text{ кА.}$$

Рассчитаем значения токов КЗ в точке К3.

Параллельный эквивалентный участок на участке среднего напряжения:

$$E_{\text{ЭК}} = \frac{E_1 \cdot X_{\text{СЭКВ3}} + E_2 \cdot X_{\text{СЭКВ2}}}{X_{\text{СЭКВ2}} + X_{\text{СЭКВ3}}} = \frac{1 \cdot 0,370 + 1 \cdot 0,333}{0,370 + 0,333} = 1$$

$$Z_{\text{ЭКВ1}} = \frac{X_{\text{СЭКВ3}} \cdot X_{\text{СЭКВ2}}}{X_{\text{СЭКВ2}} + X_{\text{СЭКВ3}}} = \frac{0,370 \cdot 0,333}{0,370 + 0,333} = 0,175 \text{ о.е.}$$

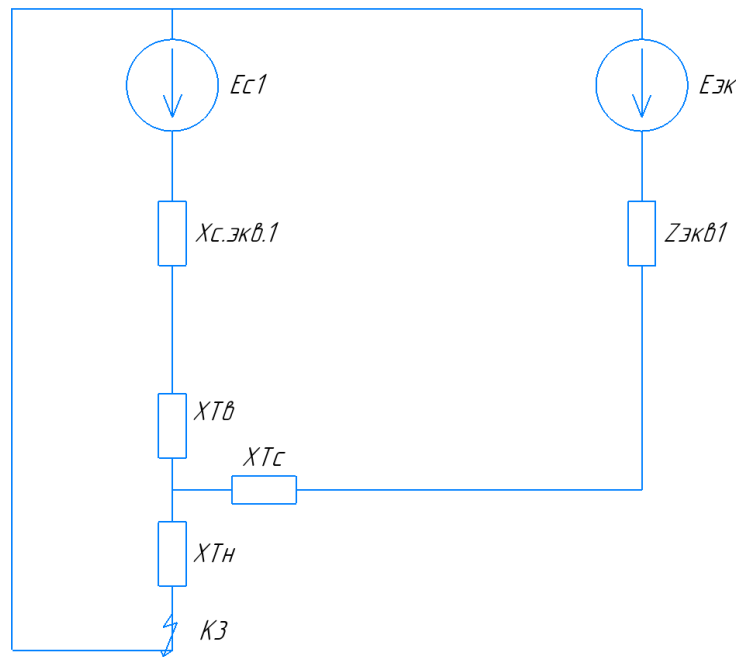


Рисунок 5 - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке КЗ после первого упрощения

$$Z_{\text{ЭКВ2}} = \frac{(X_{\text{СЭКВ1}} + X_{\text{ТВН}}) \cdot (Z_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ТСН}})}{X_{\text{СЭКВ1}} + X_{\text{ТВН}} + Z_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ТСН}}} = \frac{(0,098 + 0,514) \cdot (0,175 + 0)}{0,098 + 0,514 + 0,175} = 0,136 \text{ о.е.}$$

Последовательный участок до точки КЗ:

$$Z_{\text{ЭКВ3}} = Z_{\text{ЭКВ2}} + X_{\text{ТНН}} = 0,136 + 1,154 = 1,29 \text{ о.е.}$$

Базисный ток короткого замыкания в точке КЗ:

$$I_{K36} = \frac{E_{ЭК}}{Z_{ЭКВ3}} = \frac{1}{1,29} = 0,78 \text{ о. е.}$$

Базисный ток на среднем напряжении:

$$I_{610} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.кз}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания в точке К2 в именованных единицах:

$$I_{K3} = I_{K36} \cdot I_{610} = 0,78 \cdot 54,99 = 42,9 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ТКЗ (ударный ток короткого замыкания) определяем по выражению:

$$\begin{aligned} i_{уд2} &= \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 36,9 = 32870 \text{ кА} \\ i_{уд3} &= \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 42,9 = 20912,4 \text{ кА} \end{aligned} \quad (4)$$

Таблица 2 – Расчет токов короткого замыкания

Расчетная точка	$I_K, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	26,9	49,46
К2	36,9	67,84
К3	42,9	78,87

Вывод по разделу 2.

В рамках проекта по модернизации подстанции 220 кВ «Ишим» была разработана новая схема подключения оборудования, которая соответствует современным требованиям и стандартам.

Особое внимание было уделено обеспечению надёжности и безопасности системы. Были проведены расчёты нагрузок и токов короткого замыкания, что позволило подобрать новое оборудование.

3 Выбор электрических аппаратов и проводников на ПС «Ишим»

3.1 Выбор типа распределительного устройства и изоляции по условию загрязнения атмосферы

Подстанция с определенным значением напряжения располагается в районе, где наблюдается вторая степень загрязнения воздуха. В связи с этим принимается решение использовать открытый тип распределительного устройства.

При проектировании открытых распределительных установок с напряжением от 110 до 220 кВ ключевым аспектом является забота о чистоте и целостности изоляционных материалов. Выбор методов удаления загрязнений с изоляции обязательно должен включать в себя применение потоков сжатого воздуха, обработку высокопрессованной водой или использование струй воды с высокой проводимостью, которые применяются импульсно. Важными процедурами являются систематический осмотр, оценка загрязненности изоляционных поверхностей, а также регулярное измерение объема загрязнения посредством фиксации тока утечки, возникающего на изоляторах в рабочих условиях. Цель данных мероприятий – контроль и ведение учета допустимых пределов уровня тока утечки.

В борьбе с последствиями загрязнения особого внимания заслуживают меры по усилению изолирующих характеристик оборудования. Особое внимание следует уделить выбору оптимальных типов подвесных, опорных и проходных изоляторов, которые будут использоваться в конструкциях вводных ячеек подстанций, особенно при работе с сетями высшего напряжения.

Правила и стандарты в области электротехники устанавливают четкие критерии для изоляции электрооборудования высокого напряжения, в частности для устройств, испытывающих работу под напряжением 220 кВ. Один из ключевых параметров изоляции — это норматив эффективной

удельной длины пути утечки, который обязательно учитывается при проектировании и эксплуатации.

Указанный норматив выражается величиной λ_z и измеряется как длина изолирующего пути утечки в сантиметрах на киловольт электрического напряжения. Согласно спецификациям, для электрооборудования, работающего под напряжением 220 кВ, эта величина должна быть не ниже 2,0 см/кВ. Этот стандарт применяется ко всем видам изоляционных элементов, включая гирлянды изоляторов, используемые в конструкциях, поддерживающих порталы и воздушные линии электропередач, а также к внешним изоляционным конструкциям, встроенным в само электрическое оборудование.

Соблюдение этого требования гарантирует, что изоляция будет достаточной для предупреждения утечек электрического тока и для обеспечения безопасности эксплуатации оборудования, а также для того, чтобы полностью избежать или снизить до минимальных значений вероятность как коротких замыканий, так и перенапряжения оборудования.

Этот момент особенно важен, так как от вероятности появления коротких замыканий или перенапряжения напрямую зависит работы электрических сетей. Также от этих параметров зависят долговечность электрических сетей, надежность электрических сетей и иные параметры их работоспособности.

Помимо всего прочего, данное требование в большей степени позволяет добиться правильного, надежного и, что не менее важно, безопасного функционирования электрического оборудования, что является одним из первостепенных требований для оборудования, функционирующего при распределительных установках открытого типа [8].

Для определения размеров изоляционной конструкции требуется вычисление нужной длины пути утечки L в см по формуле:

$$L = \lambda_z \cdot k \cdot U_{\max \text{раб}} = 2,0 \cdot 1,2 \cdot 242 = 580,8 \text{ см} \quad (5)$$

где k - поправочный коэффициент для различных условий изоляторов,
 $k = 1,2$.

Выбираем полимерный изолятор ОСК 10-220-88-2 УХЛ1.

Таблица 3 - Параметры полимерного изолятора оборудования

Номинальное напряжение, кВ	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	Минимальная разрушающая сила при изгибе, кН	Длина пути утечки, см
220	950	140	5600

Для изоляции натяжных и поддерживающих гирлянд:

$$L = \lambda_3 \cdot k \cdot U_{\text{maxраб}} = 2,0 \cdot 1,2 \cdot 242 = 580,8 \text{ см}$$

Выбираем изолятор ЛК 70/220-3 [20].

Таблица 4 - Параметры полимерного изолятора порталов

Выдерживаемое напряжение импульсное, кВ	Выдерживаемое напряжение под дождем, кВ	Выдерживаемое напряжение в сухом состоянии, кВ	Минимальная разрушающая сила при изгибе, кН	Длина пути утечки, см
550	320	340	70	3360

Для обеспечения надежности высоковольтных линий и электрооборудования, важно правильно рассчитать длину пути утечки, обозначаемую как L , измеряемую в сантиметрах. Этот параметр критичен для предотвращения пробоев изоляции под действием высокого напряжения, и для 110 кВ его следует определить согласно стандартам удельной эффективной длины пути утечки. Коэффициент λ_3 , отражающий это значение, варьируется в зависимости от типа оборудования.

Для воздушных линий электропередач, а также для опор с подвесными изоляторами, λ_3 устанавливается на уровне 1,6 см/кВ. Это означает, что на

каждый киловольт напряжения приходится 1,6 см удельной длины пути утечки.

В случае внешней изоляции электрооборудования, λ_z несколько меньше и составляет 1,5 см/кВ, что отражает чуть более высокие требования к компактности без снижения качества изоляции.

Правильное определение L позволяет гарантировать, что изоляционные материалы будут эффективно препятствовать утечкам тока, обеспечивая безопасность и долговечность установок.

Для определения параметра L необходимо использовать следующую формулу:

$$L = \lambda_z \cdot k \cdot U_{\text{махраб}} = 1,5 \cdot 1,2 \cdot 126 = 226,8 \text{ см}$$

где k - поправочный коэффициент для различных условий изоляторов,
 $k = 1,2$.

Выбираем полимерный изолятор ОСК 10-110-А01-2 УХЛ1.

Таблица 5 - Параметры полимерного изолятора оборудования

Номинальное напряжение, кВ	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	Минимальная разрушающая сила при изгибе, кН	Длина пути утечки, см	Масса, кг
110	230	10	280	22

Для изоляции натяжных и поддерживающих гирлянд:

$$L = \lambda_z \cdot k \cdot U_{\text{махраб}} = 1,6 \cdot 1,2 \cdot 126 = 241,92 \text{ см}$$

Выбираем изолятор ЛК 70/110-3.

Таблица 6 - Параметры полимерного изолятора порталов

Выдерживаемое напряжение импульсное, кВ	Выдерживаемое напряжение под дождем, кВ	Выдерживаемое напряжение в сухом состоянии, кВ	Минимальная разрушающая сила при изгибе, кН	Длина пути утечки, см	Масса, кг
550	320	340	70	3360	4,2

3.2 Выбор разъединителей 220 кВ

Основная функция разъединителя – создание безопасного промежутка в электрической цепи, обеспечивающего защиту персонала при выполнении обслуживания и ремонтных работ на электрическом оборудовании под высоким напряжением, превышающим 1000 вольт. Важной характеристикой такого устройства является наличие контактов, которые при разомкнутом состоянии позволяют оператору наглядно удостовериться в разрыве цепи [12].

Выбирая разъединитель, необходимо руководствоваться рядом критериев, включая номинальный ток, предполагаемое напряжение системы, способ монтажа и специфические дизайнерские требования, присущие данному оборудованию [13].

Так, например, для линейного разъединителя, который устанавливается на участке между линией и трансформатором, до точки соединения с шинным мостом, номинальная токовая нагрузка определена в значении 1001,9 ампер. Найти номинальный ток можно по следующей формуле:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{381,8}{\sqrt{3} \cdot 0,22} = 1001,9 \text{ А.} \quad (6)$$

Это указывает на способность устройства безопасно прерывать и поддерживать определенную амплитуду тока без риска перегрузок или повреждений.

Длительность протекания тока:

$$t_{откл} = t_{заш} + t_{кз} = 0,6 + 0,2 = 0,8 \text{ с}, \quad (7)$$

где $t_{заш}$ – берется от основной защиты.

Проверка термической стойкости.

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 26,9^2 \cdot 0,8 = 578,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (8)$$

Принимаем разъединитель типа РН-СЭЩ – 220 [16] с двигательным приводом ПД СЭЩ. Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Данные выбора разъединителей на 110 кВ

Расчетные данные		Каталожные данные	
Обозначения	Значение величин	Обозначения	Значение величин
Ун , кВ	220	Ун , кВ	220
Ін , А	1001,9	Ін , А	1250
іу , кА	49,46	Іэ.дин , кА	80
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	578,89	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 3$ $= 2976,75, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Далее проведем выбор выключателей 220 кВ.

3.3 Выбор выключателей 220 кВ

Следующий шаг – определение и последующая проверка выключателя. Для работы подойдет выключатель вида ВГТ-220 УХЛ1. Выключатель ВГТ-220 УХЛ1 является элегазовым. Для обеспечения его работы необходимо напряжение в размере 220 кВ. Напряжение должно быть номинальным. Также номинальными являются ток (4000 А) и отключающая способность (в размере 40 кА).

Выбор конкретной модели выключателя является результатом учета двух ключевых факторов [21]. Во-первых, необходимо обратить внимание на соответствие его категории размещения. Во-вторых, стоит рассмотреть, подходит ли уровень климатического исполнения УХЛ1 требованиям, установленным ГОСТ 15150-69. Эти аспекты необходимы для обеспечения оптимальной работы в соответствующих условиях эксплуатации.

Паспортные данные на выключатель сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор выключателей 220 кВ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный ток, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	80
Ток термической стойкости, кА (3 с)	40
Ток электродинамической стойкости, кА	64
Полное время отключения, мс, не более	60
Собственное время отключения, мс, не более	40
Нормированное содержание апериодической составляющей β , %	34

Выполним проверку выключателя по важнейшим параметрам:

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}},$$

$$220 \geq 220. \quad (9)$$

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

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

По длительному току:

$$I_{\text{дд}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$1001,9 \leq 4000. \quad (10)$$

На электродинамическую стойкость по предельному сквозному току:

$$\begin{aligned} I_{\text{дин}} &\geq I_{\text{п0}}, \\ 80 &\geq 26,9. \end{aligned} \quad (11)$$

где $I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, по паспортным данным выключателя, кА;

$I_{\text{п0}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ ($t = 0$), кА.

$$\begin{aligned} i_{\text{дин}} &\geq i_{\text{уд}}, \\ 80 &\geq 49,46. \end{aligned} \quad (12)$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) КЗ, по паспортным данным выключателя, кА;

По отключающей способности:

$$\begin{aligned} I_{\text{ном.отк}} &\geq I_{\text{пт}}, \\ 80 &\geq 26,9. \end{aligned} \quad (13)$$

где $I_{\text{ном.отк}}$ – номинальный ток отключения выключателя, по паспортным данным выключателя, кА;

τ – расчетное время отключения, с;

$I_{\text{пт}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени τ , $I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}}$, так как энергосистема неизменного напряжения, кА.

На термическую стойкость (по тепловому импульсу тока КЗ).

Термическую стойкость вычисляется по формуле:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

$$26,9^2 \cdot 0,8 = 578,89 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800. \quad (14)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{\text{тер.}}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания,
по паспортным данным выключателя, кА;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости,

$t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ по паспортным данным выключателя, с.

Сведем результаты проверки выбранного выключателя в таблицу 9.

Таблица 9 - Проверка выбранного выключателя

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}},$	$220 \geq 220$
Длительный максимальный ток, А	$I_{\text{дд}} \leq I_{\text{ном}},$	$1001,9 \leq 4000$
Номинальный ток динамической стойкости, кА: -периодический (действующее значение) -полный (максимальное значение)	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}},$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$	$80 \geq 26,9$ $80 \geq 49,46$
Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальный ток отключения, кА: -периодический (действующее значение)	$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}},$	$80 \geq 26,9$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$	$578,89 \leq 4800$

Все условия выбора выполняются. Окончательно принимаем к установке выключатели ВГТ-220 УХЛ 1.

3.4 Выбор выключателей 110 кВ

Учитывая повышение мощности автотрансформаторов, возникает необходимость в улучшении оборудования для поддержания соответствующих уровней безопасности и надежности системы. Одним из ключевых моментов является модернизация выключателей на уровне среднего напряжения, в данном случае, на 110 кВ. Это обеспечит их способность к перерыванию большего тока и будет соответствовать увеличенным эксплуатационным характеристикам.

Определенное условие, при котором сеть на 110 кВ способна максимально передать до 65% мощности подстанции (ПС), предполагает, что должен быть проведен тщательный расчет параметров новых выключателей. Этот показатель мощности является решающим при выборе оборудования, способного выдерживать такие нагрузки без риска перегрузки или сбоя.

Следовательно, выбор выключателей должен учитывать их способность к перерыванию максимальных токовых нагрузок, которые могут возникнуть в результате передачи упомянутых 65% от мощности подстанции через сеть 110 кВ.

В таком случае выходит, что:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{381,8 \cdot 0,65}{\sqrt{3} \cdot 0,11} = 1302,6 \text{ А.}$$

При подборе элегазового выключателя модели ВГП-110Ш-40/3150 УХЛ 1 необходимо ориентироваться на установленные требования к электрооборудованию и характеристики электросети, для которой он предназначен. Такой вид выключателя разработан для оперирования в сетях с напряжением равным 110 кВ. Его конструкция позволяет выдерживать

номинальный ток отключения в размере 40 кА и проходить через себя номинальный ток в 3150 А.

Отметка «УХЛ 1» указывает класс климатического исполнения согласно стандарту ГОСТ 15150-69, что предполагает пригодность использования данного аппарата в условиях умеренного и холодного климата. Следовательно, выбирая данный выключатель, следует учитывать не только его электрические параметры, но и климатические условия эксплуатации, подтвержденные нормами ГОСТ.

После выбора выключателя необходимо провести его тщательную проверку для обеспечения соответствия всем нормам и стандартам безопасности и производительности. Для удобства всех данных и характеристик необходимо представить в виде таблицы.

Таблица 10 - Паспортные данные на выключатель

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток термической стойкости, кА (3 с)	40
Ток электродинамической стойкости, кА	80
Полное время отключения, мс, не более	60
Собственное время отключения, мс, не более	40

Выполним проверку выключателя:

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}},$$

$$110 \geq 110$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{\text{ном.сети}}$ — номинальное напряжение сети, кВ.

По длительному току:

$$I_{\text{дд}} \leq I_{\text{ном}},$$
$$1302,6 \leq 3150$$

На электродинамическую стойкость по предельному сквозному току:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}},$$
$$80 \geq 36,9 \quad (15)$$

где $I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, по паспортным данным выключателя, кА;

$I_{\text{п0}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ ($t=0$), кА.

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$$
$$80 \geq 67,84. \quad (16)$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) КЗ, по паспортным данным выключателя, кА;

По отключающей способности:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}},$$
$$80 \geq 67,84. \quad (17)$$

где $I_{\text{ном.отк}}$ – номинальный ток отключения выключателя, по паспортным данным выключателя, кА; τ – расчетное время отключения, с; $I_{\text{пт}}$ – действующее значение периодической

составляющей тока КЗ в момент времени τ , $I_{nt} = I_{n0}$, так как энергосистема неизменного напряжения, кА. На термическую стойкость (по тепловому импульсу тока КЗ). Термическую стойкость вычисляется по формуле:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (18)$$

$$36,9^2 \cdot 0,8 = 1089,3 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800.$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, $кА^2 \cdot с$;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, по паспортным данным выключателя, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, $t_{тер} = 3 с$ по паспортным данным выключателя, с.

Сведем результаты проверки выбранного выключателя в таблицу 11.

Таблица 11 - Проверка выбранного выключателя

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$110 \geq 110$
Длительный максимальный ток, А	$I_{\partial\partial} \geq I_{ном}$	$1302,6 \geq 3150$
Номинальный ток динамической стойкости, кА: -периодический (действующее значение) -полный (максимальное значение)	$I_{дин} \geq I_{n0},$ $i_{дин} \geq i_{y\partial},$	$80 \geq 36,9$ $80 \geq 67,84$
Номинальный ток отключения, кА: -периодический (действующее значение)	$I_{ном.отк} \geq I_{nt},$	$80 \geq 67,84$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), $кА^2 \cdot с$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$	$1089,3 \leq 4800$

Все условия выбора выполняются. Окончательно принимаем к установке выключатели ВГП-110III-40/3150 УХЛ 1.

3.5 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Процесс выбора трансформаторов тока строится на базе критериев, схожих с критериями подбора выключателей в схемах силовых трансформаторов, учитывая такие параметры, как токовая нагрузка и надежность в условиях эксплуатации [5].

При выборе трансформаторов напряжения основополагающим критерием является номинальное напряжение. Трансформатор напряжения с литой изоляцией подходит для этой задачи по нескольким причинам, включая его прочность, устойчивость к влаге и термическую стабильность.

Детали выбора не приводятся, а итоги представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Выбор измерительных трансформаторов тока

Тип	Параметры оборудования					Параметры сети			
	U _{ном} , кВ	I _{ном1} , А	i _{дин} , кА	Вк, кА2*с	Количество вторичных обмоток	U _{сети} , кВ	I _{длит} , А	i _{уд} , кА	I _{2тто} , кА2*с
ТОЛ-220 У1	220	1500	30,6	432	5	220	1001,9	32,9	192,2

Таблица 13 - Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Тип	Параметры оборудования	Параметры сети
	U _{ном} , кВ	U _{сети} , кВ
ЗНОГ-220	220	220

3.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Основной параметр сравнения при выборе ОПН - номинальное напряжение.

Таблица 14 - Выбор ограничителей перенапряжения

Тип	Параметры оборудования	Параметры сети
	U _{ном} , кВ	U _{сети} , кВ
ОПН-220 У1	220	220

Разрядники, устанавливаемые в нейтраль трансформатора, выбираются на класс напряжения ниже.

Таблица 15 - Выбор ограничителей перенапряжения в нейтрали трансформатора

Тип	Параметры оборудования	Параметры сети
	U _{ном} , кВ	U _{сети} , кВ
ОПН-110 У1	45	-

3.6. Выбор электрических аппаратов и оборудования 10 кВ

Распределительное устройство на подстанции с рабочим напряжением 10 кВ разработано с учетом улучшения надежности и гибкости в эксплуатации. В его структуру интегрированы две отдельные шинные системы, каждая из которых функционирует не зависимо друг от друга. Это обеспечивает возможность проведения ремонтных и технических работ на одной из шин, не нарушая непрерывной подачи электроэнергии потребителям по второй шине. Таким образом, подстанция с двухсистемным РУ на 10 кВ укрепляет стабильность электроснабжения и минимизирует риски отключения по причине планового обслуживания или возникновения нештатных ситуаций.

Эти системы отделены друг от друга с помощью специального выключателя. Выбор данного выключателя напрямую связан с количеством секций обмоток трансформатора, каждая из которых предназначена для отдельной шины.

Каждая из шин соединяется с силовым трансформатором через вводной вакуумный выключатель, рассчитанный на напряжение 10 кВ. Такой выключатель выбирается из-за его способности обеспечивать высокую надежность и долговечность, особенно в условиях интенсивной эксплуатации.

От каждой шины отходят линии, также рассчитанные на напряжение 10 кВ. Каждый отходящий фидер оснащен своим вакуумным выключателем, установленным на выкатной тележке для удобства обслуживания и ремонта. Такие выключатели предназначены для коммутации токов в линии и защиты цепи при коротком замыкании и перегрузке.

Для нужд подстанции предусмотрены трансформаторы собственных нужд. Они преобразуют напряжение 10 кВ в более низкое напряжение 0,38 кВ, что предназначено для энергоснабжения вспомогательных цепей и оборудования подстанции.

В числе важного оборудования распределительных устройств присутствуют трансформаторы напряжения с разрядниками. Они выполняют функции измерения напряжения в системе, а также защищают оборудование от перенапряжений благодаря встроенным разрядникам.

Все перечисленное оборудование интегрировано в состав комплектного распределительного устройства, которое предназначено для установки на открытом воздухе. Комплектация включает в себя 18 ячеек, каждая из которых отвечает за свою функцию в общей схеме распределительного устройства. Такая структурированность и модульность облегчают сервисное обслуживание, ремонт и модернизацию системы.

Среди них шесть ячеек отведены для отходящих линий на 10 кВ, плюс по одной ячейке на ввод трансформатора собственных нужд и для измерительного трансформатора. Ячейка ввода снабжена вакуумным выключателем с интегрированным электромагнитным приводом. Точки расчета определены как точки короткого замыкания К-2 и К-3, для которых величины тока короткого замыкания идентичны.

Время действия тока к.з.:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{защ}} + t_{\text{кз}} = 1,6 + 0,1 = 1,7 \text{ с.}$$

Выбор вакуумного выключателя ячейки ввода

Номинальный ток на вводе, определим из загрузки силового трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{38,95}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^{-3}} = 2248,8 \text{ А} \quad (19)$$

Ранее уже было сказано, что генерирующие энергию источники достаточно сильно удалены. Кроме того, ПС функционирует и подключена к действующей энергосистеме. В связи с этим апериодическая составляющая к.з тока никак не повлияет на показатель установившегося тока к.з. и $I_k'' = I_{\infty}$. В этом случае $\beta = 1$, а $t_{\phi} \approx t_k \approx t_{\text{расч}}$.

По расчетным данным выбираем выключатель ВВ/TEL TER_VCB15_HD1_RF со встроенным приводом.

Таблица 16 - Данные выбора вакуумного выключателя ячейки ввода 10 кВ

Расчетные данные		Каталожные данные	
Обозначения	Цифровые данные	Условные обозначения	Цифровые данные
$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	10	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	10
$I_{\text{н}}, \text{А}$	2248,8	$I_{\text{н}}, \text{А}$	2500
1	2	3	4
$I_{\infty \text{к.з.}}^{(3)}, \text{кА}$	9,86	$I_{\text{пр.от.}}, \text{кА}$	31.1
$I_{\infty}^{(3)2} \cdot t_{\phi}, \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$	$9,86^2 \cdot 1,7 = 165,3$	$I^{(3)2} \cdot 3, \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$	$20^2 \cdot 3 = 1200$
$i_y, \text{кА}$	20,9	$i_y, \text{кА}$	52

Выбор трансформаторов тока ячейки ввода

По U_n и I_n выбираем трансформатор тока типа ТОЛ – 10УТ2 0,5/Р 2500/5 А с тремя вторичными обмотками.

Таблица 17 - Данные выбора трансформатора тока ячейки ввода

Расчетные данные		Каталожные данные	
Обозначения	Цифровые данные	Условные обозначения	Цифровые данные
U_n , кВ	10	U_n , кВ	10
I_n , А	2248,8	I_n , А	2500
i_y , кА	20,9	i_y , кА	65
$I_{\infty}^{(3)} \cdot t_k, \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$	$9,86^2 \cdot 1,7 = 165,3$	$I^2 \cdot t, \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$	$202 \cdot 3 = 1200$

Оборудование отходящих линий.

Расчетные показатели для ситуации короткого замыкания остаются неизменными по сравнению с уже оцененной ранее точкой. В данном контексте, токи нагрузок отходящих линий обладают меньшими значениями, чем ток вводного устройства, что обуславливает выбор выключателей. Выключатели с типовым обозначением ВВ/TEL TER_VCB15_HD1_RF, имеющие минимальную номинальную мощность 630 А, демонстрируют меньшие расчетные показатели по сравнению с вводным выключателем.

В связи с этим, для шкафов отходящих линий решено использовать такие же типы выключателей, как для вводной ячейки на 10 кВ, чтобы гарантировать соответствие необходимым требованиям к работе и безопасности этих устройств. Это решение обеспечит единообразие оборудования и упростит его техническое обслуживание и ремонт.

Когда речь заходит о выборе трансформаторов тока, принимается решение остановиться на моделях типа ТОЛ – 10–0,5 /Р. Хотя они одинаковы по модели и типу, они будут отличаться между собой коэффициентами трансформации и количеством вторичных обмоток, которых в данном случае три. Эти различия позволяют адаптировать трансформаторы под специфические нужды отходящих линий.

Трансформаторы тока, используемые в шкафах отходящих линий, обеспечивают питание и связь с измерительными приборами, такими как амперметр электромагнитного типа с диапазоном измерения 7 – 30 А и счетчик активной энергии торговой марки «Меркурий». Эти устройства используются для точного мониторинга потребляемого тока и измерения потребляемой электроэнергии, что является ключевым для контроля и учета в деятельности энергетической системы.

Таблица 18 - Данные выбора вакуумного выключателя ячейки ввода 10 кВ

Расчетные данные		Каталожные данные	
Обозначения	Цифровые данные	Условные обозначения	Цифровые данные
U_n , кВ	10	U_n , кВ	10
I_n , А	<630	I_n , А	630
$I_{\infty к.з.}^{(3)}, кА$	9,86	$I_{пр.от.}$, кА	20
$I_{\infty}^{(3)2} \cdot t_{\phi}, \frac{кА^2}{с}$	$9,86^2 \cdot 1,7 = 165,3$	$I^{(3)2} \cdot 3, \frac{кА^2}{с}$	$8^2 \cdot 3 = 192$
i_y , кА	20,9	i_y , кА	40

Ячейка для измерительного трансформатора напряжения

В шкафу находится функционирующий измерительный трансформатор напряжения. Модель этого трансформатора – НАМИТ – 10. Одно из главных назначений этого трансформатора заключается в питании обмоток напряжения. Вторая не менее важная функция трансформатора заключается в питании учетных и контрольных приборов.

Коэффициент трансформации этого трансформатора следующий:

$$K_{TH} = \frac{10000}{100} = 100.$$

Трансформатор типа НАМИТ-10 сталкивается с некоторыми ограничениями в части термической и динамической устойчивости, поскольку его защитная система базируется на использовании плавких

вставок предохранителя, обозначенных как ПКТ-10. В контексте обеспечения защиты и функциональности сигнализации эти ограничения подталкивают к принятию решения о монтаже двух однофазных измерительных трансформаторов напряжения модели НАМИТ-10, предназначенных для данных цепей [15, с. 104].

Выбор подходящего комплектного распределительного устройства (КРУ), которое будет интегрировать в себя оборудование для 10 кВ распределительного устройства, жизненно важен. КРУ являются ключевым элементом в системе распределения электроэнергии, обеспечивая не только перераспределение энергии, но и совмещая функции коммутации, измерения, управления и защиту [15, с. 104].

В соответствии с проектными предпочтениями и требованиями, выбор сделан в пользу КСО Новация для стороны 10 кВ.

Приоритет безопасности в обслуживании КРУН гарантируется путем установки механических блокировок, которые исключают возможность перемещения выкатной тележки при активном выключателе.

Вывод по разделу 3.

В третьем разделе произведена подборка ключевого силового оборудования для подстанции. Были определены коммутационные устройства, средства защиты от перенапряжений, трансформаторы измерения, система ошиновки для ОРУ и РУ, а также опорная и подвесная изоляция. Все выбранные к установке устройства соответствуют нормативным документам, проектным климатическим условиям и уровню защиты от внешних воздействий окружающей среды. Оборудование производится в России в рамках политик импортозамещения или благодаря новым перспективным разработкам. На данных текущего раздела далее проведём выбор системы собственных нужд подстанции и выбор оперативного тока.

4 Собственные нужды и выбор оперативного тока

4.1 Выбор источника питания и схемы собственных нужд

Ключевым элементом инфраструктуры, обеспечивающей стабильное электроснабжение, является эффективная энергетическая система, способная справляться с высокими уровнями потребляемой мощности. Важность резервирования критически важного оборудования не может быть недооценена, особенно в центральных узлах сети, таких как крупные электрические подстанции, которые работают при первичных напряжениях от 110 киловольт и выше.

Для таких стратегически важных подстанций стандартной практикой является использование не одного, а двух трансформаторов. Эта мера резервирования играет решающую роль в обеспечении высокой надежности электроснабжения, а также добавляет значительную степень гибкости в управлении энергетическими потоками. Наличие двух трансформаторов позволяет сети адаптироваться к изменяющимся нагрузкам и обстоятельствам, поддерживая непрерывное и бесперебойное энергоснабжение даже в случае выхода из строя одного из устройств.

Аналогичная практика применяется и к объектам с напряжением в 35 кВ, которые также выделяются своими большими мощностями. Основными причинами для установки двух трансформаторов являются потребности в обеспечении резервирования и поддержания непрерывности процесса электроснабжения при возникновении аварийных или плановых отключений.

Данное решение направлено на обеспечение внутренних потребностей подстанции, гарантируя ее бесперебойную и надежную работу[19].

Эти трансформаторы играют критическую роль в обеспечении бесперебойной работы подстанционных систем. Их мощность подбирается с учетом потребления всех систем подстанции, включая освещение, отопление, работу силового оборудования и другие вспомогательные системы.

Специально рассчитанные параметры мощности этих трансформаторов позволяют выдерживать постоянные и длительные нагрузки, тем самым, гарантируя надежное и эффективное функционирование подстанции.

Таблица 19 - Суммарная нагрузка собственных нужд

Электроприемник	Потребляемая мощность, кВА
Охлаждение трансформатора	2,3×2
Устройство подогрева выключателей	3
Обогрев шкафов РЗ	9,5
Обогрев РУ-10 кВ	20
Наружное освещение	4
Оперативные цепи	2,5
Подогрев приводов разъединителей	6
Резервирование	6
Итого	55,6

Выбор трансформаторов собственных нужд произведем с учетом их допустимой перегрузки:

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{S_{\text{сн}}}{2 \cdot K_3} = \frac{55,6}{2 \cdot 0,7} = 39,7 \text{ кВт}, \quad (20)$$

Выбираем два трансформатора ТМС-63/10

$$I_{\text{дд}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,64 \text{ А}$$

Таблица 20 - Выбор трансформаторов собственных нужд

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, кВА	VH , кВ	HH , кВ	P_{xx} , кВт	P_k , кВт	U_k , %	I_{xx} , %
ТМС -63/10	63	10	0,4	0,49	1,97	4,5	2,6

Таблица 21 - Выбор высоковольтных предохранителей

Тип	Параметры оборудования		Параметры сети	
	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном пв}}$, А	$U_{\text{сети}}$, кВ	$I_{\text{длит}}$, А
ПКТ-101-10-12,5 У1	10	2	10	9,62

Выбор оборудования для потребителей среднего напряжения на подстанциях требует учета нескольких важных параметров. Основные из них включают в себя следующие:

- конфигурация самой подстанции, к которой подключены потребители, предопределяющая общую схему распределения и передачи электроэнергии;
- мощность установленных в подстанции трансформаторов, которая определяет возможность удовлетворения требований потребления электроэнергии;
- наличие устройств компенсации, сглаживающих колебания нагрузки и повышающих качество электроэнергии;
- тип электрооборудования, используемого в подстанции, который влияет на эффективность распределения и потребления энергии.

Эти характеристики совместно определяют не только возможности подстанции в текущих условиях, но и ее потенциал для будущего развития и масштабирования.

Простейшие подстанции, где нет необходимости в синхронных компенсаторах или постоянном персонале, обычно ограничиваются минимальным набором потребителей СН. В их число входят системы охлаждения (например, вентиляторы трансформаторов), обогрев элементов управления, а также освещение подстанции.

На подстанциях повышенной сложности, оснащенных высоковольтными выключателями, усложняется и список необходимых потребителей. К ним добавляются компрессоры (необходимые для высоковольтных выключателей сжатого воздуха и SF₆), а в системах с оперативным постоянным током требуются агрегаты зарядки и поддержания заряда аккумуляторных батарей. Если применяются синхронные компенсаторы, то становятся необходимы дополнительные устройства, такие как механизмы смазки их подшипников, системы охлаждения и прочее [8].

При проектировании системы СН необходимо аккуратно подходить к выбору мощности трансформаторов. Это делается на основе расчетной нагрузки с учетом различных коэффициентов: загрузки, одновременности используемого оборудования и различных режимов работы подстанции, которые включают в себя и сезонные колебания (летние и зимние условия эксплуатации), так и временные периоды, связанные с проведением ремонтных работ.

На рисунке 6 приведена однолинейная схема питания собственных нужд ПС.

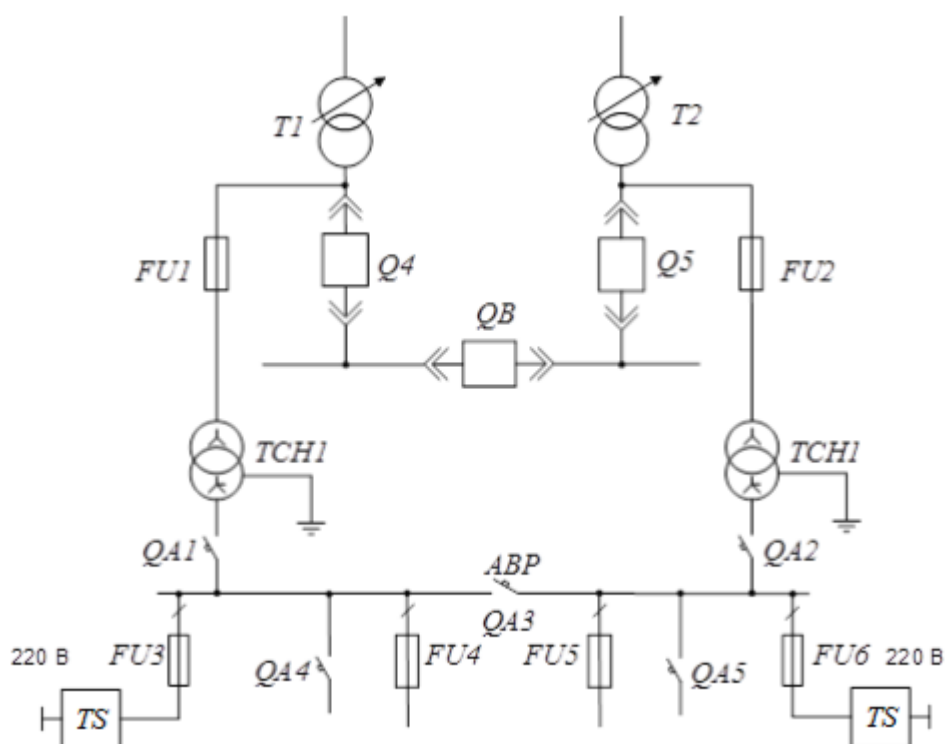


Рисунок 6 - Схема собственных нужд с переменным оперативным током

4.2 Оперативный ток

Постоянный оперативный ток выполняет важнейшую функцию обеспечения энергией вторичных систем на подстанциях. К таким системам относятся устройства защиты, автоматики, телемеханики, управления, сигнализации и другие механизмы[11].

Батареи аккумуляторов известны как чрезвычайно надежный источник питания для оперативных цепей. Основная сильная сторона аккумуляторных батарей заключается в их автономности: они не зависят от внешних источников питания. Это обеспечивает непрерывное функционирование второстепенных систем управления даже в тех случаях, когда основное электроснабжение недоступно.

Выдерживание кратковременных перегрузок, таких как пусковые токи для приводов выключателей, является еще одним значительным достоинством аккумуляторов.

Все подстанции оборудованы либо свинцово-кислотными, либо железоникелевыми аккумуляторами, но кислотные считаются технически более эффективными. Распределение оперативного тока осуществляется централизованно[14].

Рядом с помещением аккумуляторных батарей расположены пульты управления постоянного тока. В конструкцию каждого пульта включены специализированные панели. Эти панели обеспечивают функциональность по надзору за эффективностью и безопасностью каждой отдельной батареи, а также позволяют настроить процесс зарядки. Снаряжение панелей включает в себя и датчики для мониторинга состояния батарей, а также распределительные шины для организации коммутации.

Эти функциональные элементы обеспечивают связь с источниками питания и кабелями, которые распределяют энергию по разнообразным участкам сети.

Однако, высокая стоимость аккумуляторных батарей и распределительной сети, требование специфического помещения для батарей и сложность в эксплуатации являются существенными недостатками питания от постоянного тока.

Трансформаторы, созданные для удовлетворения потребностей подстанций, а также те, которые предназначены для измерений, могут обеспечивать энергией второстепенные системы с помощью переменного

тока. В определенных случаях, для их функционирования могут быть необходимы дополнительные компоненты, в числе которых конденсаторы и выпрямительные устройства. Преимущество децентрализованной системы распределения переменного тока заключается в ее простоте, поскольку она не требует сложных сетевых конструкций.

Однако существуют некоторые существенные ограничения. К таковым относится зависимость от основной электросети и ее напряжения, необходимость использования дополнительных компонентов для обеспечения работы системы, а также возможный недостаток мощности у самого трансформатора, который может не способствовать эффективному использованию переменного тока для оперативных нужд. Специфическая природа каждого источника переменного тока дополнительно ограничивает область его применения.

В связи с вышеперечисленными факторами, при проектировании подстанций, соответствуя стандартам и нормам, указанным в документе [10], предпочтительнее выбирать систему, работающую на постоянном токе для оперативного управления.

Вывод по разделу 4.

В разделе спроектирована система собственных нужд для обеспечения потребления электроприемников ПС. Особое внимание уделено системе оперативного тока, как одной из важнейших систем, влияющих на надежную работу высоковольтных выключателей.

5 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции

5.1 Защита и автоматика трансформаторов

Применение разнообразных технологий и методов защиты и автоматизации на трансформаторных подстанциях существенно увеличивает надежность и безопасность их работы. В частности, трансформаторы включают следующие ключевые методы защиты:

Дифференциальная токовая защита. Этот метод предназначен для сенсорного обнаружения аномалий в баке трансформатора и на его выводах. Такие аномалии могут включать внутренние повреждения, которые мониторятся реле типа ДЗТ-11 для моментального реагирования [17].

Система защиты от газа. Функция этой системы заключается в отслеживании ненормальных изменений в объеме газа или уровне масла внутри трансформатора, что может указывать на внутренние дефекты.

Защита от чрезмерного тока для высоковольтной стороны. На стороне 110 кВ установлена защитное устройство, которое активируется при превышении нормальных токовых значений, исходя из реле защиты и трансформаторов тока [4].

Система защиты, реализованная на стороне с напряжением 10 кВ, обеспечивает аварийное отключение секционного выключателя, активируясь при критически низких показателях напряжения. Она интегрирована с функцией временной задержки, позволяющей более точно реагировать на нештатные ситуации, предотвращая хаотичные отключения и создавая условия для анализа и возможной корректировки работы системы перед тем, как будет принято решение об отключении. Такой механизм необходим для поддержания стабильности работы сети на уровне 10 кВ и защиты оборудования от повреждений, связанных с недостаточным питанием или перегрузками.

Защита от перегрузки на вводах 10 кВ. Этот инструмент защиты предупреждает о потенциальных перегрузках, которые могут возникнуть, и работает полностью в аварийно-сигнальном режиме.

Автоматическое повторное включение для выключателей 10 кВ. Функция позволяет автоматически восстанавливать подачу после отключения, делая однократный попытку перезапуска выключателя без участия оператора.

На территории подстанции «Ишим» функционирует вспомогательная система, реагирующая на ситуации с недостаточным напряжением. Эта автоматизированная система предназначена для оперативного обнаружения стойких коротких замыканий в электрических сетях напряжением 110 кВ.

При их возникновении система инстинктивно отсекает питающий ввод, облегчая тем самым скорейшее устранение неполадок и восстановление электроснабжения. Этот механизм играет ключевую роль в поддержании непрерывности энергоснабжения, снижая время простоя и минимизируя возможный ущерб от аварийных событий.

5.2 Защита и автоматика секционных выключателей 10 кВ

Для оптимизации распределения электрической энергии для подстанций используются модульные секционные выключатели. Эти устройства, рассчитанные на работу в сетях напряжением 10 кВ, представлены в версии ВВ/TEL – 20/630 (100, 1600) УХЛ1. То есть они относятся к серии, адаптированной к эксплуатации в условиях умеренно холодного климата, категория размещения «1» по ГОСТ.

Такой класс оборудования соответствует стандартной комплектации ячейки К-63, которая рекомендована изготовителем. Ячейка К-63 отличается своей конструкцией, приспособленной для совместной работы с вышеупомянутыми выключателями. Она предлагает решения в части автоматики, защиты и управления, что обеспечивает оптимальное

соотношение функциональности и эксплуатационной надежности системы.

Применение таких модулей и соответствующих стандартов обустройства коммутационных ячеек позволяет значительно повысить эффективность работы подстанций, улучшить их технические параметры и тем самым обеспечить бесперебойный процесс распределения электроэнергии.

Интегрированы также системы автоматики и защиты для повышения надежности эксплуатации, в числе которых:

- функция максимальной токовой защиты: она чрезвычайно важна для контроля за состоянием электросети, реагируя на чрезмерные токи и предотвращая повреждения от междуфазных коротких замыканий, которые часто становятся причиной аварий;
- система автоматического включения после сброса (ABP): предназначена для автономной реставрации электроподачи в условиях после аварийных отключений или других факторов, прерывающих работу сетей. Активация ABP происходит при разъединении секционного выключателя, вследствие сигналов с реле защиты трансформатора или при ошибках, связанных с падением напряжения.

Эти элементы обеспечивают повышенную безопасность сетей и способствуют минимизации простоев за счет эффективного управления и диагностики возможных неисправностей.

Стоит отметить, что данная комбинация защитных и автоматических устройств обеспечивает повышенную оперативность и надежность электроснабжения, минимизируя время простоя и уменьшая риск возникновения повреждений в электрической сети или оборудовании при возникновении аварийных режимов.

5.3 Защита и автоматика линий 10 кВ

Каждая 10 кВ линия, интегрированная с комплектным распределительным устройством типа К-63, оснащается комплексом защитных и автоматических устройств для повышения надежности и безопасности работы энергосети. Вот основные элементы этой системы:

- максимальная токовая отсечка. Эта функция служит для мгновенной реакции на токи, значительно превышающие установленные лимиты, что, как правило, бывает при коротких замыканиях. Она предназначена для защиты линии от возможных аварийных повреждений, обеспечивая немедленное отключение линии;
- максимальная токовая защита с выдержкой времени. Данный вид защиты реагирует на перегрузки, которые могут возникать из-за изменений в нагрузке, и позволяет заданный период времени для устранения проблемы перед срабатыванием отключения линии;
- автоматическое повторное включение (АПВ) однократного действия. Система АПВ предназначена для автоматического восстановления подачи электричества после отключения защитой, не требуя ручного вмешательства. Однократное действие гарантирует, что повторное включение происходит только один раз;
- контроль за потребляемой мощностью при изменении частоты в сети, отключая линии для восстановления оптимальной частоты и повторно подключая их, когда нормальные условия восстановлены.

Особенность этой конфигурации заключается в том, что она позволяет добиться повышенного уровня взаимодействия. В частности, такая консигнация отличается достаточно высоким показателем управления, автоматизации рабочих процессов и контроля. Все эти параметры являются принципиально важными, в особенности когда речь идет о поддержании

достаточного показателя стабильности в энергосистеме при разных эксплуатационных ситуациях.

Рассмотрим максимальную токовую защиту.

Построим схему на реле РТ – 40. По условиям селективности максимальная токовая защита (МТЗ) должна действовать при условии:

$$I_{сз} \geq \frac{k_{омс} \cdot k_з}{k_г} \cdot I_{p.max} \quad (21)$$

где $I_{сз}$ – ток срабатывания защиты;

$I_{p.max}$ – максимально возможный ток нагрузки, $I_{p.max} = 300$ А;

$k_{омс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности определения токов КЗ и токов срабатывания реле, для защит с реле РТ – 40 $k_{омс} = 1,2$;

$k_з$ – коэффициент запуска, учитывающий самозапуск двигателей, для смешанной нагрузки $k_з = 2$ [1];

$k_г$ – коэффициент возврата, для защит с реле РТ – 40 $k_г = 0,8$.

После выбора тока срабатывания производится проверка чувствительности защиты. Для основных защит:

$$k_q = \frac{I_{к.min}}{I_{сз}} > 1,5 \quad (22)$$

где $I_{к.min}$ – минимальный ток короткого замыкания в конце защищаемого участка, взят из «Схемы развития электрических сетей 10 кВ г. Ишим» $I_{к}^3 = 444$ А.

Далее определяется ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = k_{сх} \cdot \frac{I_{сз}}{n_{mm}} \quad (23)$$

где n_{mm} – коэффициент трансформации трансформатора тока;

k_{cx} – коэффициент схемы, характеризующий схему включения реле.

Проводим выбор тока срабатывания МТЗ на одной из отходящих от ПС линий. Примем, что линии идут к ТП 400 кВА:

$$I_{p.\max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22(A)$$

$$I_{cz} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 22 = 66(A)$$

Принимаем ток уставки $I_{cz} = 70$ А. Выдержка времени защиты $t_g = 1$ с.

Расчетное двухфазное КЗ на шинах 0,4 кВ ТП:

$$I_{\kappa.\min}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 444 = 385(A)$$

$$k_u = \frac{385}{70} = 5,5 > 1,5$$

Т.е. защита по чувствительности нас удовлетворяет.

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = 1 \cdot \frac{70}{60} = 1,17(A)$$

Выбираем к установке реле РТ – 40 / 2.

Рассмотрим максимальную токовую отсечку.

Для повышения надежности системы и быстрого реагирования на нарушения в электрической сети применяется второстепенная мера защиты в виде токовой отсечки (ТО). Этот метод является одной из разновидностей

максимальной токовой защиты (МТЗ) и служит для скоростной «изоляции» поврежденных сегментов цепи.

Отличительной особенностью ТО является способность обеспечения селективности путем определения конкретных зон действия, что позволяет минимизировать выключение оборудования, не затронутого аварией, и тем самым поддерживать стабильность работы всей системы.

Для этого ток срабатывания отсечки I_{co} выбирается больше максимально возможного тока КЗ в начале смежного участка электрической сети ($I_{к.мах}$):

$$I_{co} = k_n * I_{к.мах}. \quad (24)$$

Это является основным условием выбора тока срабатывания отсечки.

Здесь k_n – коэффициент надежности, учитывающий погрешности определения токов КЗ и токов срабатывания реле, для защит с реле РТ – 40 $k_n = 1,2$;

Чувствительность отсечки характеризуется коэффициентом чувствительности:

$$k_q = \frac{I_{к.мин}}{I_{co}} > 2 \quad (25)$$

где $I_{к мин}$ – минимальный ток КЗ в начале защищаемого участка.

Построим схему на реле РТ – 40.

$$I_{co} = 1,2 \cdot 444 = 533 \text{ (A)}.$$

Принимаем ток уставки $I_{co} = 540 \text{ А}$.

В качестве расчетного примем двухфазное КЗ на шинах 10 кВ ПС «Ишим»:

$$I_{\kappa,\min}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{\kappa,\min}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} * 1450 = 1256(A)$$

$$k_q = \frac{1256}{533} = 2,35 > 2$$

Т.е. защита по чувствительности нас удовлетворяет.

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = 1 \cdot \frac{540}{60} = 9(A)$$

Выбираем к установке реле РТ – 40 / 20.

5.4 Автоматическое повторное включение

Функция автоматического повторного включения (АПВ) играет решающую роль в поддержание надежности электроснабжения, позволяя быстро восстановить функционирование отключенных участков сети после срабатывания защиты [6]. Эта особенность особенно ценна когда проблемы, вызвавшие короткие замыкания, например в кабельных или воздушных линиях, носят временный характер. В таких ситуациях, после исключения неисправного сегмента, изоляция может самореставрироваться, делая возможным повторное включение в сеть.

Синхронно работая с релейной защитой, АПВ вступает в игру сразу после регистрации короткого замыкания и отключения поврежденного участка. Во время интервала $t_{АПВ}$, система предпринимает попытку повторного подключения. Если первопричина короткого замыкания была устранена, сеть возвращается к нормальной работе. В случае, если проблема не решена, система релейной защиты снова произведет отключение.

Важным моментом является согласование АПВ с резервным автоматическим включением (АВР) по времени.

В системе электроснабжения при обнаружении короткого замыкания в сети запускается последовательность операций, призванных обеспечить непрерывность питания потребителей.

Инициализация алгоритмов начинается с активации функции автоматического повторного включения (АПВ), цель которой — восстановить соединение с основным источником электричества. Это позволяет потребителям продолжать использовать привычную сеть без перебоев.

Если попытки АПВ не увенчиваются успехом и электроснабжение не восстанавливается, система переходит к плану Б — задействует автоматическое введение резерва (АВР).

АВР перенаправляет подачу энергии, переключая потребителей на альтернативный, резервный источник питания, гарантируя тем самым минимизацию времени простоя.

Следовательно, интервал до активации АПВ должен быть настроен на более короткий период, чем время сработки АВР, чтобы обеспечить эту последовательность действий без конфликтов между системами.

Примем $t_{АПВ}=1\text{с}$.

5.5. Защита от замыканий на землю

Порядка 70-80% всех неисправностей линий приходится именно на этот вид замыкания. Токи, возникающие при однофазном замыкании, обычно не превышают значения в 20-30 А, что существенно ниже токов короткого замыкания. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) допускают продолжительность такого режима работы до двух часов. Это время предоставляется для локализации участка с замыканием и переключения потребителей на резервный источник питания.

Для выявления участка с однофазным замыканием на землю используется устройство селективной сигнализации, работающее на основе трансформаторов тока нулевой последовательности. Такие трансформаторы конструктивно выполнены таким образом, что их магнитопровод охватывает все три фазы сети, и в случае замыкания на землю, несимметричность токов создает ток в магнитопроводе. Этот ток передается на обмотку, к которой подключено токовое реле, например, модели РТ – 40 / 0,2.

При настройке системы защиты очень важно корректно определить значение тока срабатывания. Это значение рассчитывается на основе данных о емкостных токах в линиях, подлежащих защите. Процесс настройки подразумевает измерение и расчет этих токов, чтобы настройки защиты были оптимальными и обеспечивали точное срабатывание при реальных замыканиях на землю.

5.6 Автоматическая частотная разгрузка

Согласно стандартам, изложенным в ГОСТ 32144-2013, поддержание стабильности частоты является важнейшим условием для надежной работы электроэнергетических систем. Нормативные требования указывают, что в процессе стандартной эксплуатации колебания частоты электрической сети должны находиться в пределах от $-0,1$ Гц до $+0,1$ Гц [7]. В то же время система допускает кратковременные флуктуации до $-0,2$ Гц или $+0,2$ Гц, считая их допустимыми и не выходящими за рамки определенных стандартом условий эксплуатации.

Тем не менее, в случаях, когда в энергосистеме наблюдается дефицит активной мощности, возможно возникновение более значительных снижений частоты. Это указывает на нарушения в балансе мощности и потребует срочных корректирующих мер для восстановления стабильности и предотвращения потенциальных аварийных ситуаций или повреждения оборудования.

Такое снижение частоты может поставить под угрозу статическую устойчивость всей системы, пуская в ход последовательное снижение напряжения и частоты, что приведет к дальнейшему усугублению ситуации.

Для предотвращения такого сценария и восстановления баланса применяется мера автоматической частотной разгрузки (АЧР), при которой осуществляется отключение некритичных потребителей электроэнергии.

Установив четкие критерии допустимости частотных отклонений, ГОСТ 32144-2013 направлен на обеспечение непрерывной и бесперебойной работы энергетической инфраструктуры. В соответствии с данным стандартом, частота в сети не должна опускаться ниже порога в 45 Гц даже на короткое время. Также предусмотрена возможность поддержания работы системы при частоте в 47 Гц, но такое состояние может длиться максимум 20 секунд.

А при еще менее критичном снижении частоты до уровня 48,5 Гц, системе разрешается функционировать до минуты. Эти временные рамки позволяют системе электроснабжения справляться с мимолетными сбоями, минимизируя риск значительных нарушений электроснабжения и поддерживая безопасность электрооборудования.

АЧР может быть реализована в двух вариантах: либо через поэтапное отключение потребителей в зависимости от уровня падения частоты (АЧР I), либо посредством увеличения времени действия пониженной частоты (АЧР II), с АЧР I обычно считается предпочтительнее для поддержания стабильности сети.

В решении задач автоматической частотной разгрузки применяются современные устройства, в том числе реле типа РСГ-11, позволяющие определять уровень частоты и активировать схемы АЧР при ее снижении.

Когда частота возвращается к нормальному уровню, важно минимизировать время, в течение которого потребители остаются без подачи электроэнергии.

Использование системы частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) является ключевым элементом для восстановления подачи электроэнергии потребителям. После того, как частота в сети возвращается к номинальным значениям, ЧАПВ инициирует процесс реактивации электроснабжения отключенных участников сети. Эффективность этого механизма обусловлена его способностью распознавать стабилизацию частоты и автоматически восстанавливать связь с источником питания.

Для обеспечения бесперебойности и надежности работы электросети, действие частотного автоматического повторного включения должно быть тщательно синхронизировано с системами АПВ и автоматического включения резерва (АВР). Такой координации действий требуется для того, чтобы каждое из этих устройств выполняло свою роль в определенный момент и при определенных условиях, не создавая конфликтов в системе и не допуская ненужных переключений, которые могут повлечь за собой дополнительные проблемы в электросети.

Вывод по разделу 5.

В разделе рассмотрены решения в части релейной защиты и автоматики проектируемой ПС. Рассмотрены токовые защиты, определены их уставки и проверена их чувствительность. К проектированию принята система АВР, использование которой значительно повышает надежность электроснабжения потребителей ПС.

6 Расчет молниезащиты и заземления ПС

6.1 Расчет заземляющего устройства ПС

В сфере обеспечения безопасности на электрических подстанциях, защита рабочего персонала является приоритетом. Важный аспект безопасности заключается в минимизации риска поражения электрическим током. В качестве одной из ключевых мер используется организация надежного защитного заземления, которое является эффективной защитой от возможных электротравм [3].

Тем не менее, стандарты допустимого сопротивления заземления, направленные на определение минимально необходимого сечения проводника и общего сопротивления заземляющего устройства [4], часто приводят к излишним затратам.

Более продвинутый подход, основывающийся на накопленном опыте эксплуатации распределительных устройств напряжением 110 кВ и выше, заключается в переходе к регулированию стандартов на основе нормированных значений напряжения прикосновения. Этот метод учитывает не столько абсолютные значения сопротивления заземления, сколько реально возможное напряжение, которое может оказаться на корпусах оборудования. Основной целью является обеспечение безопасных условий работы, в которых напряжение прикосновения не будет представлять опасности для персонала, даже если сопротивление заземления окажется выше идеальных значений. Это позволяет учесть как экономические факторы, так и оптимальный уровень безопасности при проектировании и эксплуатации заземляющих устройств на подстанциях.

Рекомендованные значения $U_{\text{пр.ДОП}}$ приведены в таблице 23.

Таблица 22 - Допустимое напряжение прикосновения

Длительность воздействия τ_B , с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1	От 1 до 3
$U_{пр.доп}$, В	500	400	200	130	100	65

Время воздействия напряжения прикосновения на человека τ_B равно времени существования однофазного короткого замыкания:

$$\tau_B = t_{P,3} + t_{O,B},$$

где $t_{P,3}$ – время действия релейной защиты равное 0,1с;

$t_{O,B}$ – полное время отключения выключателя равное 0,05-0,08с.

Системы заземления высоковольтных объектов, таких как подстанции на 110 кВ и выше, организуются с использованием комплекса составных элементов.

Проект содержит уникальную конструкцию заземляющей решетки, которая основана на композиции вертикальных стержней и горизонтальных соединительных полос. Дополнительные полосы, установленные параллельно оборудованию и скрещенные между собой, усиливают структуру, обеспечивая таким образом формирование эффективной системы заземления.

Для гарантии безопасности и надежности конструкции, тщательно продуман шаг расстановки элементов решетки, который может изменяться в зависимости от нужд системы, однако максимальное промежутки между ними устанавливается в пределах не более 30 метров.

Это решение обеспечивает оптимальное распределение потенциала в пределах заземляющей системы, повышая тем самым ее эффективность и безопасность эксплуатации (рисунок 1).

Для упрощения вычислений и моделирования реальной заземляющей системы, в некоторых случаях, можно использовать упрощенную

квадратную модель. При этом необходимо сохранение равенства общих параметров, включая общую площадь конструкции (S), суммарную длину горизонтальных элементов, их глубину укладки (t), количество и длину вертикальных элементов заземления l), а также глубину их залегания.

При проектировании систем заземления важно внимательно изучить свойства почвы на строительном участке, поскольку они могут существенно варьироваться, особенно когда речь идет о многослойных грунтах. Чтобы оптимизировать и упростить процесс расчетов, сложная многослойная структура почвы часто схематично представляется в виде двух различающихся слоев.

Первый слой, обладающий толщиной (h_1), играет ключевую роль, поскольку он измеряется и анализируется для определения удельного сопротивления (ρ_1). Это значение критически важно, поскольку оно отражает не только состав почвы, но и ее свойства, меняющиеся с течением сезонов. Эти изменения могут включать в себя степень влажности, засоленность, плотность и другие факторы, способные повлиять на эффективность заземляющего устройства. Подобная упрощенная модель позволяет дать достаточно точную оценку для обеспечения надежной работы заземляющего оборудования.

Второй слой описывается сопротивлением (ρ_2) и представляет собой постоянную составляющую почвы на большей глубине.

Такой подход к проектированию заземляющих систем позволяет адекватно оценить эффективность заземления и обеспечить необходимую безопасность на подстанциях высоковольтных устройств.

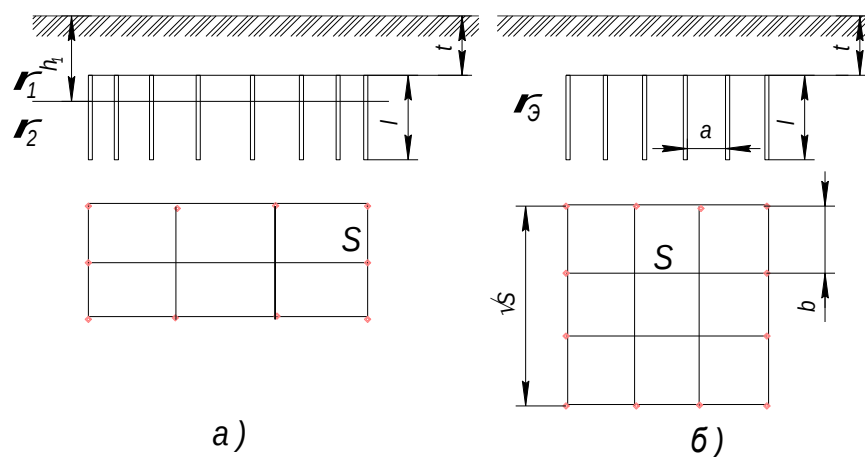


Рисунок 7 - Расчет сложных заземлителей: а – заземляющее устройство подстанции; б – расчетная модель.

Исходные данные:

Площадь подстанции $S = 37,5 \times 59,4 \text{ м}^2$ площадь заземляющего устройства $S = 35 \times 55 \text{ м}^2$; $\rho_1 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_1 = 1,8 \text{ м}$ (глубина промерзания грунта); $t = 0,7 \text{ м}$.

Расчет производится в следующем порядке: [1]

- намечается схема заземляющего устройства;
- определяется время τ_B и находится допустимое напряжение прикосновения.

$$\tau_B = t_{P,3} + t_{O,B} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с},$$

Допустимое напряжение прикосновения: $U_{\text{ПР,ДОП}} = 400 \text{ В}$.

- определяется коэффициент напряжения прикосновения по формуле:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (26)$$

где M -параметр, зависящий от ρ_1 / ρ_2 ;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока со ступней на землю;

l_B - длина вертикального заземлителя;

L_r – суммарная длина горизонтальных заземлителей;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

S – площадь заземляющего устройства.

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_C},$$

где R_q - сопротивление тела человека, в расчетах принимают

$$R_q = 1000 \text{ Ом};$$

R_C - сопротивление растеканию тока от ступней в землю,

принимают $R_C = 1,5 \rho_{BC}$;

ρ_{BC} - удельное сопротивление верхнего слоя земли Ом·м.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69.$$

Величина параметра M составляет 0,75.

Для контура выбираем вертикальные заземлители длиной 5м. Суммарная длина горизонтальных заземлителей 555м. Расстояние между вертикальными заземлителями 5 м.

$$k_{II} = \frac{0,75 \cdot 0,69}{\left(\frac{5 \cdot 555}{5 \cdot 43,87} \right)^{0,45}} = 0,165;$$

– напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{k_{\text{П}}};$$

$$U_3 = \frac{400}{0,165} = 2424\text{В}, \text{ что в пределах допустимого (меньше 10 кВ);}$$

– находится допустимое сопротивление заземляющего устройства

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}$$

где I_3 - ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном коротком замыкании.

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2424}{2700} = 0,898\text{Ом};$$

При анализе системы заземления для упрощения расчетов принимается метод моделирования. В данном подходе реальное заземляющее устройство представлено в виде квадратной модели, параметры которой точно соответствуют площади и общей длине горизонтальных заземлителей, используемых в фактической конструкции, как это иллюстрировано на рисунке 1. Это позволяет корректно рассчитать электрические характеристики заземляющего устройства, сохраняя при этом все важные параметры

Сторона квадратной модели:

$$\sqrt{S} = \sqrt{35 \cdot 55} = 43,87\text{м.}$$

Число ячеек по стороне модели

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1, \text{ шт.}$$

$$m = \frac{555}{2 \cdot 43,87} - 1 = 6,33 \text{шт}$$

принимаем $m = 6шт$ (принимается ближайшее целое).

Длина стороны ячейки

$$B = \frac{\sqrt{S}}{m},$$
$$B = \frac{43,87}{6} = 7,31\text{м.}$$

Количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{0,9 \cdot l_B},$$
$$n_B = \frac{4 \cdot 43,87}{0,9 \cdot 5} = 38,99\text{шт.}$$

принимаем $n_B = 39шт.$

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_B = l_B \cdot n_B,$$
$$L_B = 5 \cdot 39 = 195\text{м.}$$

Для того чтобы оценить эффективность заземляющего устройства, важен процесс определения его сопротивления, что в свою очередь требует выполнения расчетов по специализированной модели.

Ключевым аспектом этих расчетов является определение относительной глубины, на которую заземлитель заложен в землю. Этот параметр влияет не только на величину сопротивления заземления, но и на общую безопасность и надежность электроустановки.

Под относительной глубиной подразумевается глубина, нормированная относительно размеров заземлителя и типа грунта, что позволяет создать точную и эффективную модель для реальных условий.

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t_\Gamma}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{43,87} = 0,1 \leq 0,1,$$

где t_Γ - глубина заложения заземлителя.

Тогда:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t_\Gamma}{\sqrt{S}} \right);$$

$$A = 0,44 - 0,84 \cdot 0,1 = 0,356;$$

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,25.$$

Определяем относительное эквивалентное удельное сопротивление грунта расчетной модели $\frac{\rho_\Sigma}{\rho_2}$. Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными заземлителями $\frac{\rho_\Sigma}{\rho_2} = 1,344$, тогда $\rho_\Sigma = 1,344 \cdot \rho_2 = 1,344 \cdot 180 = 241 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Затем находится:

$$R_3 = A \frac{\rho_\Sigma}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_\Sigma}{L'_\Gamma + L_B};$$

$$R_3 = 0,356 \cdot \frac{241}{43,87} + \frac{241}{555 + 195} = 2,280 \text{ м};$$

что больше допустимого $R_{3\text{доп}} = 0,898 \text{ Ом}$.

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_\Pi \cdot I_3 \cdot R_3;$$

$$U_{\text{пр}} = 0,165 \cdot 2700 \cdot 2,28 = 1015,7 \text{ В},$$

что больше допустимого значения 400 В.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала на электротехнических объектах ключевым является контроль за уровнем напряжения прикосновения. Для снижения этого показателя применяется несколько эффективных методов. Один из подходов заключается в увеличении эффективной площади заземляющего устройства, что приводит к лучшему распределению потенциалов в грунте.

Дополнительную роль в снижении напряжения прикосновения играет использование так называемых естественных заземлителей, например, металлических конструкций и трубопроводов, уже имеющих в земле. Их подключение к системе заземления позволяет увеличить общую проводящую поверхность, тем самым эффективно снижая напряжение прикосновения.

Кроме того, нередко используется метод подсыпки — насыпание слоя изоляционного материала, такого как гравий, толщиной примерно 0,2 метра вокруг рабочих мест и зон, где вероятность прикосновения к элементам электроустановок наиболее высока. Этот слой служит дополнительным барьером и снижает риск электрического проникновения к человеку.

Такие меры позволяют не только повысить уровень безопасности на подстанциях и в местах монтажа электрооборудования, но и обеспечить соответствие требованиям электробезопасности, снижая вероятность возникновения профессиональных рисков и несчастных случаев на производстве.

Удельное сопротивление верхнего слоя (гравия) в этом случае будет $\rho_{B,C} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, тогда:

$$\beta' = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{B,C}},$$

$$\beta' = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18;$$

$$k'_{\Pi} = \frac{0,75 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 555}{5 \cdot 43,87}\right)^{0,45}} = 0,043.$$

Применение слоя гравия не влияет на распределение тока от заземлителей, так как заземлители расположены на глубине 0,7 метра, что превышает толщину гравийного слоя.

Следовательно, главная роль гравия заключается не в управлении током, а в обеспечении безопасности прикосновения за счет снижения напряжения прикосновения на поверхности.

В связи с этим неизменными остаются: соотношение ρ_1 / ρ_2 и значение M .

$$U'_3 = \frac{400}{0,043} = 9302\text{В},$$

$$R'_{3, \text{доп}} = \frac{9302}{2700} = 3,45\text{Ом},$$

таким образом $R_3 = 2,28\text{Ом} < R'_{3, \text{доп}} = 3,45\text{Ом}$.

Результат расчета напряжения прикосновения показывает значение в 283 Вольта, получаемое путем умножения коэффициента 0,043 на произведение напряжения в 2700 Вольт и земельного сопротивления, равного 2,28 Ом. Данный показатель остается в пределах безопасного уровня, установленного ниже отметки в 400 В. Это демонстрирует, насколько эффективно использование гравийной подсыпки на территории электроподстанции для снижения уровня напряжения прикосновения.

Теперь приступим к определению максимального тока, который может протекать через заземляющие устройства подстанции в случае возникновения однофазного короткого замыкания.

$$I_{3, \text{max}} = \frac{U_{\text{пр. доп}}}{k_{\text{п}} R_3};$$

$$I_{3, \text{max}} = \frac{400}{0,043 \cdot 2,28} = 4080\text{А}$$

Проверим термическую стойкость полосы $40 \times 4 \text{ мм}^2 = 160 \text{ мм}^2$.
Минимальное сечение полосы по условиям термической стойкости при замыкании на землю за время прохождения тока замыкания $\tau_{\text{п}} = 0,18 \text{ с}$.

$$F = I_{\text{рас}} \cdot \sqrt{\tau_{\text{п}} / C}, \quad (27)$$

где F – сечение полосы заземляющего устройства, мм^2 ;

$I_{\text{рас}}$ – расчетный ток однофазного короткого замыкания, А;

$\tau_{\text{п}}$ – время замыкания на землю;

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

$$F = 2700 \cdot \sqrt{0,18 / 74} = 15,5 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{max}} = 4080 \cdot \sqrt{0,18 / 74} = 23,4 \text{ мм}^2$$

Таким образом, полоса $40 \times 4 \text{ мм}^2$ удовлетворяет условию термической стойкости.

6.2 Расчет молниезащиты

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [15], системы защиты подстанций должны обеспечивать надежное предотвращение повреждений от прямых ударов молний и от перенапряжений, которые могут возникать на воздушных линиях с напряжением в 10 кВ и 110 кВ. Для минимизации воздействия перенапряжений на перечисленных линиях применяются специализированные устройства – вентильные разрядники, модели РВС-110 для линий 110 кВ и РВП-10 для линий 10 кВ.

Что касается защиты от молний, здесь принято использовать стержневые молниеотводы, которые формируют щит, предотвращающий непосредственное попадание молний на объекты подстанций. Однако, из-за обширности территорий, одного молниеотвода бывает недостаточно для

полной защиты всего оборудования и территории подстанции. В таких случаях требуется установка множества молниеотводов, позиционированных таким образом, чтобы обеспечить целостную защиту [18].

Важным аспектом является также учет высоты оборудования: на открытом распределительном устройстве 110 кВ максимальная высота объектов достигает 8 метров, в то время как для силового трансформатора 2Т, комплектного распределительного устройства 10 кВ наружной установки, а также трансформаторов собственных нужд эта величина составляет 4 метра. Эти параметры принимаются в расчет при проектировании системы молниезащиты для обеспечения адекватной защиты каждого элемента подстанции.

$$N = [(B + 6h_x)(A + 6h_x) - 7,7h_x^2] \cdot 10^{-6} = [(59,4 + 6 \cdot 9)(37,5 + 6 \cdot 9) - 7,7 \cdot 9^2] \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 0,02$$

Для обеспечения защиты от молний зданий и сооружений, относящихся к III категории молниезащиты, реализуются конкретные мероприятия в соответствии с ПУЭ. Тип зоны защиты для этих объектов с использованием стержневых и тросовых молниеотводов определяется как Б, что позволяет учесть требования по обеспечению защиты от прямых ударов молний и предотвращению попадания высокого потенциала по металлическим коммуникациям.

Используя железобетонные фундаменты здания или сооружения в качестве заземляющего устройства для молниезащиты, следует гарантировать надежность электрической связи по всей арматуре, что обеспечивается через сварное соединение арматуры с закладными деталями. Это критично для эффективного распределения и заземления молниевых потенциалов.

Для защиты от попадания высокого потенциала через внешние металлические коммуникации, такие как трубы или кабели, их нужно соединять с заземляющей системой молниезащиты на входе в здание.

Согласно установленным нормам, здание заземляющего реактора (ЗРУ), обладающее металлической кровлей, не требует дополнительной молниезащиты. В то же время, оборудование открытых распределительных устройств 110 кВ защищается путем установки стержневых молниеотводов на стратегически важных позициях.

Стандартный подход предусматривает размещение молниеотводов высотой 20 метров на линейных и трансформаторных порталах по углам территории подстанции.

Когда речь идет о защите от прямых ударов молний, особенно важно правильно рассчитать зону действия молниеотводов. Эффективность защиты зависит от точного определения этой области. В случае с использованием пар соседних молниеотводов, их зоны защиты рассматриваются в совокупности, как если бы они представляли единый двойной стержневой молниеотвод.

Этот подход позволяет исключить «слепые зоны» между отдельными молниеотводами, обеспечивая целостное перекрытие и улучшенную защиту для объекта. В результате, охраняемая территория получает значительно лучшее перекрытие и, таким образом, эффективную защиту от последствий молниевых разрядов. Этот метод считается одним из наиболее надежных в обеспечении безопасности объектов от воздействия молнии.

Пара молниеотводов 1-2 (расстояние между двумя молниеотводами $L = 41$ м).

Выполняется условие $h < L < 6h$. Расчет зоны защиты производится на уровне земли и высоте 9м.

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 20 = 18,4\text{м},$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30\text{м},$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - h_x/0,92) = 1,5 \cdot (20 - 9/0,92) = 15,3\text{м},$$

$$h_c = h_0 - 0,14(L - h) = 18,4 - 0,14(21 - 20) = 18,3\text{м},$$

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30\text{м},$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot (h_c - h_x)/h_c = 30 \cdot (18,3 - 9)/18,3 = 11,4\text{м}.$$

Вывод по разделу 6.

Выводы по разделу: в разделе рассчитаны системы молниезащиты и заземления реконструируемой подстанции, как наиболее важные системы обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос реконструкции трансформаторной подстанции 220/110/10 кВ «Ишим».

В связи с изношенностью и моральным устареванием оборудования возникли предпосылки к реконструкции подстанции.

В первой части работы был произведен анализ существующей системы электроснабжения, выделены «узкие» места, которые наиболее сильно влияют на надежность электроснабжения.

Так, системным отрицательным фактором снижения надежности, выявленным при анализе системы электроснабжения предприятия, является применение ныне устаревшей схемы РУ 110 кВ «отделитель — короткозамыкатель».

Анализ состояния оборудования ПС ПС 220 кВ «Ишим» была построена в 1975 году.

Подстанция оснащена двумя автотрансформаторами напряжением 220/110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый. Год принятия в эксплуатацию: АТ-1 - 1975 г.; АТ-2 - 1983 г.

Таким образом, были намечены следующие задачи при выполнении данной ВКР:

- замена оборудования ОРУ 220 кВ с изменением схемы ОРУ;
- изменение схемы присоединения ПС к сети на более надежную;
- оценка загрузки существующих трансформаторов, проверка необходимости замены трансформаторов на более мощные;
- замена оборудования ОРУ 110 кВ.

В разделе, посвященном организационно-техническим аспектам, была проделана детализированная работа по инженерным вычислениям с целью успешного выполнения поставленных задач.

Шаги, пройденные в рамках этой работы, включают следующее:

- анализ и подбор силовых трансформаторов с учетом их соответствия как нынешнему уровню нагрузки, так и ожидаемому увеличению в будущем;
- разработка и окончательный выбор наиболее подходящей схемы электроснабжения для подстанции;
- выполнение вычислений токов короткого замыкания, которые стали основой для дальнейшего выбора и верификации электротехнического оборудования;
- тщательный отбор и последующая оценка комплектующих с принятой схемой электроснабжения;
- проверка и подбор коммутационных устройств, обеспечивающих надежность системы;
- разработка общих технических решений, связанных с учетом электроэнергии, автоматизацией процессов и релейной защитой подстанции.

Процесс проектирования привел к следующим результатам и улучшениям:

- мощность подстанций была увеличена, что обеспечит их устойчивость к будущим нагрузкам;
- произошла оптимизация и изменение в схеме открытых распределительных устройств (ОРУ) на 220 кВ;
- проведена замена устаревшего оборудования в ОРУ 110 кВ и кабельно-распределительных устройствах (КРУн) на 10 кВ, замененного на более современные аналоги;
- при выборе нового оборудования акцентировано внимание на использование продукции, способствующей импортозамещению, а также на отечественные разработки и новейшие технологические решения в области электроэнергетики, что несомненно способствует повышению эффективности и надежности отрасли.

Определенное условие, при котором сеть на 110 кВ способна максимально передать до 65% мощности подстанции (ПС), предполагает, что должен быть проведен тщательный расчет параметров новых выключателей. Этот показатель мощности является решающим при выборе оборудования, способного выдерживать такие нагрузки без риска перегрузки или сбоя.

Следовательно, выбор выключателей должен учитывать их способность к перерыванию максимальных токовых нагрузок, которые могут возникнуть в результате передачи упомянутых 65% от мощности подстанции через сеть 110 кВ.

Анализ и испытание электротехнического оборудования требуют тщательных расчетов, особенно при работе с подстанциями и проводкой, где требуется точная настройка защитной и автоматической аппаратуры. Важным этапом является выбор оптимальных решений для заземления и применения разрядников. Одним из ключевых методов проверки является анализ токов короткого замыкания (КЗ), оценивающий потенциальную нагрузку и стабильность системы в критических ситуациях. Определение характеристик КЗ проводится для всех уровней напряжений и затрагивает последних потребителей в цепи.

Большое внимание уделено вопросам безопасности. Рассмотрены вопросы защитного заземления ПС и молниезащиты. Произведены необходимые расчеты, предложены конфигурации заземлителей и молниеприемников.

Порядка 70-80% всех неисправностей линий приходится именно на этот вид замыкания. Токи, возникающие при однофазном замыкании, обычно не превышают значения в 20-30 А, что существенно ниже токов короткого замыкания. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) допускают продолжительность такого режима работы до двух часов. Это время предоставляется для локализации участка с замыканием и переключения потребителей на резервный источник питания.

Для выявления участка с однофазным замыканием на землю используется устройство селективной сигнализации, работающее на основе трансформаторов тока нулевой последовательности. Такие трансформаторы конструктивно выполнены таким образом, что их магнитопровод охватывает все три фазы сети, и в случае замыкания на землю, несимметричность токов создает ток в магнитопроводе. Этот ток передается на обмотку, к которой подключено токовое реле, например, модели РТ – 40 / 0,2.

Для обеспечения бесперебойности и надежности работы электросети, действие частотного автоматического повторного включения должно быть тщательно синхронизировано с системами АПВ и автоматического включения резерва (АВР). Такой координации действий требуется для того, чтобы каждое из этих устройств выполняло свою роль в определенный момент и при определенных условиях, не создавая конфликтов в системе и не допуская ненужных переключений, которые могут повлечь за собой дополнительные проблемы в электросети.

Когда речь заходит о выборе трансформаторов тока, принимается решение остановиться на моделях типа ТОЛ – 10–0,5 /Р. Хотя они одинаковы по модели и типу, они будут отличаться между собой коэффициентами трансформации и количеством вторичных обмоток, которых в данном случае три. Эти различия позволяют адаптировать трансформаторы под специфические нужды отходящих линий.

Трансформаторы тока, используемые в шкафах отходящих линий, обеспечивают питание и связь с измерительными приборами, такими как амперметр электромагнитного типа с диапазоном измерения 7 – 30 А и счетчик активной энергии торговой марки «Меркурий». Эти устройства используются для точного мониторинга потребляемого тока и измерения потребляемой электроэнергии, что является ключевым для контроля и учета в деятельности энергетической системы.

Проект содержит уникальную конструкцию заземляющей решетки, которая основана на композиции вертикальных стержней и горизонтальных

соединительных полос. Дополнительные полосы, установленные параллельно оборудованию и скрещенные между собой, усиливают структуру, обеспечивая таким образом формирование эффективной системы заземления.

Для гарантии безопасности и надежности конструкции, тщательно продуман шаг расстановки элементов решетки, который может изменяться в зависимости от нужд системы, однако максимальное промежутки между ними устанавливается в пределах не более 30 метров.

Это решение обеспечивает оптимальное распределение потенциала в пределах заземляющей системы, повышая тем самым ее эффективность и безопасность эксплуатации

Можно сделать вывод, что в ходе выполнения выпускной квалификационной работы удалось достичь поставленной цели. Разработанный проект реконструкции ПС 220/110/10 кВ Ишим в полной мере соответствуют требованиям НТД и законодательства РФ, является экономически обоснованным и может быть реализован.

Список используемых источников

1. Алиев И.И. Асинхронные двигатели в однофазном и трехфазном режимах. / И.И. Алиев. - М.: РадиоСофт, 2004. - 128 с.
2. Быстрицкий Г. Ф. Общая энергетика : учебное пособие. М. : Юрайт, 2019. 416 с.
3. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2007. - 10 с.
4. ГОСТ 30372-95. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. - М.: Стандартинформ. 2005
5. ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые перегрузки.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010. - 76 с.
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ. 2014. 64 с.
7. Дед А.В., Бирюков С.В., Паршукова А.В. «Нормы качества электрической энергии» URL: https://cyberleninka.ru/articleZn/normy-kachestva-elektricheskoy-energii/viewer_ (дата обращения: 06.05.2024).
8. Журнал «Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность». Основные положения и требования новых нормативных документов по жесткой ошиновке ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. А.П. Долин, М.А. Козина. Холдинговая компания «Электрозавод».
9. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. / Э.А. Киреева. - М.: Кнорус, 2011. - 368 с.
10. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. - М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2008. - 480 с.

11. Постановления Правительства РФ №861 в ред. от 29.11.2023.
12. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. - М.: НЦ ЭНАС, 2010. - 184 с.
13. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. - М.: НЦ ЭНАС, 2007. - 40 с.
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. - М.: Омега-Л, 2012. - 256 с.
15. Правила устройства электрических установок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010.
16. Ресурспромальнс. Каталог оборудования URL: <https://www.ess-ltd.ru/elektro/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-parametry.html?ysclid=m1xrxqbmo5633670501> (дата обращения: 11.10.2024).
17. Руководство по выбору уставок Сириус ТЗ. - М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2008.
18. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. - М.: ГПЦПП Минстроя России, 1995. - 34 с.
19. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. - 96 с.
20. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2015.
21. УЭТМ. Каталог оборудования URL: <https://www.uetm.ru/fs/sources/9e/44/e9/e6/9a7e4ec9bbf1f4e08faa4075.pdf> (дата обращения: 11.10.2024).
22. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р. URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 11.10.2024).