

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 подстанции 35/6 кВ нефтяного месторождения

Обучающийся

А.В. Кравченко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень (при наличии),ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Аннотация

Надежное и бесперебойное технологических комплексов напрямую зависит от надежной работы энергосистемы в целом, так и от каждого её элемента. Понижительные подстанции предназначены для трансформации и распределения электроэнергии, как один из базовых элементов энергосистемы, несут на себе большую ответственность, от их надежности зависит большое количество потребителей.

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что, возрастает необходимость реконструкции подстанции нефтяного месторождения в связи с ростом нагрузок и ужесточению требований к защите, управлению и учёту системам питания подстанции. Работа всех элементов подстанции должна быть надежной и безотказной в любых из возможных режимов, а в случае аварийных ситуациях время на аварийно-восстановительные работы должно быть минимизировано.

Выпускная квалификационная работа состоит из восьми логически связанных между собой разделов, введения, заключения. Каждый раздел позволяет акцентировать внимание на отдельных проблемах в рамках определенного вопроса.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 53 страницы, содержит 11 таблиц, 6 рисунков, список используемых источников из 20 наименований, графическую часть на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика ПАО «Сургутнефтегаз».....	6
1.1 Характеристика публичного акционерного общества	6
1.2 Характеристика трансформаторной подстанции 35/6 кВ.....	6
1.3 Природно-климатические условия района.....	7
2 Анализ состояния оборудования.....	8
2.1 Количество аварийных отключений.....	8
2.2 Анализ состояния ОРУ-35 кВ.....	8
2.3 Анализ состояния КРУН-6 кВ.....	9
2.4 Технические решение.....	10
2.5 Недостатки маслянных выключателей.....	11
2.6 Недостатки релейной защиты.....	12
2.7 Достоинства вакуумных выключателей.....	12
2.8 Достоинства микропроцессорных устройств РЗА.....	13
3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	15
4 Расчет токов короткого замыкания.....	17
4.1 Выбор и составление расчетной схемы электрической сети.....	17
4.2 Определение токов КЗ.....	21
5 Выбор оборудования.....	25
5.1 Выбор выключателей высокого напряжения.....	25
5.2 Выбор ограничителей перенапряжения.....	28
5.3 Выбор разъединителей.....	29
5.4 Выбор измерительных трансформаторов тока.....	30
5.5 Выбор изоляторов.....	32
5.6 Выбор сечения питающей сети.....	32
5.7 Система постоянного тока.....	35
6 Релейная защита и автоматика.....	43

6.1 Микропроцессорное устройство Сириус.....	43
6.2. АСУЭ.....	45
7 Охрана труда и техника безопасности.....	47
8 Требования к организации реконструкции.....	49
Заключение.....	51
Список используемой литературы и используемых источников.....	52

Введение

Что, по нашему мнению, включает в себя электроэнергетика в Российской Федерации? Это выработка, производство, передача и сбыт электрической и тепловой энергии. Она является неотъемлемой частью экономики и включает в себя комплекс экономических отношений Российской Федерации. Без которой невозможно жизнеобеспечение и функционирование экономики, в целом составляющая единую энергетическую систему России.

В состав электроэнергетики входят электрические и тепловые сети, котельные и подстанции. Они работают совместно предприятиями, включающими в себя проектные и научно исследовательские институты, монтажные, а также строительные организации, помогающие в развитии и функционированию электроэнергетики.

Целью работы является проект реконструкции трансформаторной подстанции, которая будет обеспечивать электроэнергией оборудование кустов скважин нефтяного месторождения.

При реконструкции подстанции должно быть обеспечено:

- внедрение передовых проектных решений, обеспечивающих соответствие всего комплекса показателей подстанций современному мировому техническому уровню;
- высокий уровень технологических процессов;
- уменьшение количества отказов;
- экономическая эффективность;
- соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды;
- ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций;
- передовые методы эксплуатации, безопасные и удобные условия труда эксплуатационного персонала.

1 Характеристика ПАО «Сургутнефтегаз»

1.1 Характеристика публичного акционерного общества

В настоящее время ПАО «Сургутнефтегаз» имеет значимые запасы топливно-энергетических ресурсов и мощные производственные энергетические комплексы. Они «включают в себя объекты генерации электроэнергии, распределительных сетей и объектов потребления электроэнергии. Основными потребителями электроэнергии являются объекты нефтедобычи, сбора, подготовки и переработки попутного нефтяного газа.

Только комплексный подход, объединяющий усилия энергетиков, технологов, геологов, буровиков, строителей позволит добиться рационального повышения энергетической эффективности производства и использования природных ресурсов» [1].

1.2 Характеристика трансформаторной подстанции 35/6 кВ

Подстанция 35/6кВ №1, 1990 года ввода в эксплуатацию, является понижающей подстанцией, обеспечивающей электроснабжение нефтяных кустов. Напряжение на систему шин 35кВ подается по четырем линиям электропередач ВЛ-35кВ Дальняя-1,2 и ВЛ-35 Орион-1,2, на которых имеется оборудование: разъединители 35кВ РНДЗ-1-35/1000 УХЛ1, масляный секционный выключатель С-35М-630-10, предназначенный для секционирования при ремонтных работах на ВЛ-35кВ. Далее напряжение подается на силовые трансформаторы В-35 1Т, 2Т ТМН-6300/35-73 У1, а также на трансформаторы напряжения 1ТН-35, 2ТН-35 ЗНОМ-35-65.

После уменьшения напряжения с 35 кВ до 6 кВ по шинопроводам через силовые трансформаторы 1Т, 2Т установлены разрядники 6кВ 1РВО-6, 2РВО-6. Предназначенные для защиты изоляций электрооборудования

первой и второй секции шин от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Трансформаторы собственных нужд ТСН-1,2 ТМ-63/10 предназначенные для питания нагрузки подстанции, для обеспечения своих потребностей (освещение, обогрев релейных шкафов и т.д.) [2].

Напряжение 6кВ подается на КРУН-6кВ 1,2 секции шин. Ячейки 6 кВ с масляными выключателями, где установлены трансформаторы тока ТОЛК-6 для подключения цепей релейной защиты и автоматики.

1.3 Природно-климатические условия района

Местность равнинная, где присутствует много болот и озер. Летний период теплый и всегда короткий, а вот зимний период за частую долгий и очень суровый с большим количеством осадков. Осенью заморозки ранние, а весна поздняя.

Строительно-климатическая зона – IД. Минусовая температура держится полгода с конца октября по апрель месяц [3,4]

Нормативное значение веса снегового покрова – 2,0 кПа (IV снеговой район). Нормативное ветровое давление – 0,23 кПа (I ветровой район). Толщина стенки гололеда – 5 мм (II гололедный район). Сейсмичность района строительства согласно карте ОСР-2015-С – 5 баллов.

Ветра преобладают в основном северные. Количество осадков за год достигает 650 мм. Высота снега составляет от 65 сантиметров до полутора метров. Максимальное количество осадков выпадает летом и сопровождается большой влажностью воздуха в этот период.

Отсюда можем сделать вывод, что район находится в неблагоприятных климатических условиях [3].

Вывод. В данном разделе мы ознакомились с характеристиками ПАО «Сургутнефтегаз», а также рассмотрели характеристику трансформаторной подстанции 35/6 кВ.

2 Анализ состояния оборудования

2.1 Количество аварийных отключений на подстанции 35/6кВ

После проверки диспетчерских донесений и аварийных актов за последние 10 лет в центральной производственной диспетчерской службе виден рост аварийных отключений на подстанции 35/6кВ №1. Для наглядности отобразим полученные данные на рисунке 1.

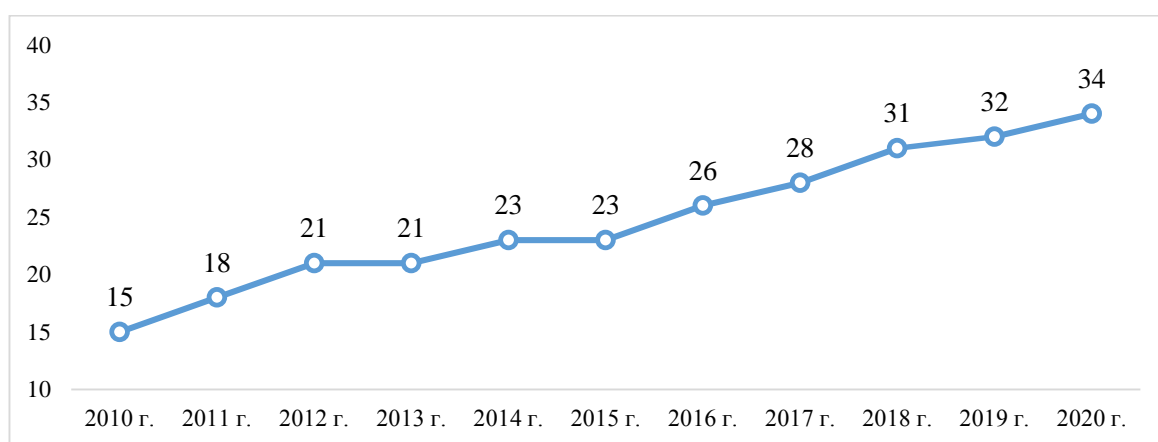


Рисунок 1 – График количества отключений

2.2 Анализ состояния ОРУ-35кВ

После проверки аварийных актов и диспетчерских донесений в центральной производственной диспетчерской службе и проведенного внешнего осмотра состояния ОРУ-35кВ на подстанции 35/6кВ №1 выявлены следующие замечания:

- деформация несущих конструкций, кабельных лотков при просадке грунта;
- неравномерная просадка грунта под блоками выключателей 35кВ, разъединителей 35кВ;

- износ электрооборудования, элементов, конструкций в следствии длительного срока эксплуатации;
- деформация шин, уменьшение контактной поверхности за счет окисления, деформация наконечников;
- износ: контактов, дугогасительных камер, ТЭНов электрообогрева, температурного датчика, провода обогрева баков привода,
- коррозия металла блоков МВ-35кВ с разъединителями ЛР-35кВ, МВ-35кВ с СР-35;
- трещины изоляции контрольных кабелей;
- деформация в результате неравномерного проседания грунта, коррозия металла лестниц, площадок обслуживания МВ-35кВ, разъединителей 35кВ, РУ-6кВ;
- износ деталей приводов В-6кВ, блокировок;
- старение изоляции вторичных цепей и изолирующих частей выключателя, износ контактов в полюсах;
- старение изоляции кабелей вторичных цепей и схем световой сигнализации релейных шкафов;
- износ и обрыв растяжек, коррозия измерительных механизмов щитовых приборов.

2.3 Анализ состояния КРУН-6кВ

После проверки аварийных актов и диспетчерских донесений в центральной производственной диспетчерской службе и проведенного внешнего осмотра состояния КРУН-6кВ на подстанции 35/6кВ №1 выявлены следующие замечания:

- расхождение швов в местах стыковки КРУН-6кВ, деформация и разлом несущих конструкций в следствии просадки грунта;
- износ электрооборудования, элементов, конструкций в следствии длительного срока эксплуатации;

- просадка свайного основания КРУН-6кВ;
- износ деталей приводов ВЛ-6кВ, блокировок;
- старение изоляции вторичных цепей и изолирующих частей выключателя, износ контактов в полюсах;
- трещины сигнальной арматуры, старение изоляции вторичных цепей схем световой сигнализации релейных шкафов;
- износ и обрыв растяжек, коррозия измерительных механизмов щитовых приборов;
- физический износ контактов, большое переходное сопротивление контактов, обрыв катушек на электромеханических устройствах РЗиА линий 6кВ;
- оперативных цепей ШУ, ШС, цепей напряжения - 100 В;
- дефект монтажных плат, появление микротрещин, механические дефекты корпусов контрольно-измерительных приборов и приборов учета.

2.4 Технические решения

После проведенного анализа состояния подстанции 35/6кВ №1 предлагаются следующие технические решения по реконструкции:

- демонтаж и замена комплектных ячеек в КРУН-6 кВ с выключателями со шкафами и устройствами защиты;
- демонтаж и замена устройств релейной защиты и автоматики в ячейках КРУН-6 кВ;
- демонтаж и замена кабельных линий цепей защит управления, сигнализации, электрообогрева и освещения КРУН 6 кВ;
- демонтаж и замена кабельных линий цепей защит управления, сигнализации, электрообогрева и освещения ОРУ 35 кВ;
- демонтаж и замена токопровода 6 кВ;
- демонтаж и замена ошиновки 35 кВ;

- демонтаж и замена ВЛ-35кВ;
- подключение потребителей к новой схеме;
- пусконаладочные работы по комплексу КРУН-6 кВ;
- пусконаладочные работы по комплексу ОРУ 35 кВ.

Все работы по каждому из этапов выполнять согласно действующим правилам ПУЭ [5].

2.5 Недостатки масляных выключателей

На подстанции 35кВ №1 установлены масляные выключатели как по стороне 6кВ ВК-10, так и по стороне 35кВ С-35М-630-10.

Эти выключатели являются устаревшим оборудованием, имеющим ряд недостатков:

- взрыво- и пожароопасность;
- большой объем масла;
- необходимость контроля за состоянием уровня масла;
- невозможность быстродействующего АПВ;
- малое количество срабатываний на весь срок эксплуатации и более медленное срабатывание выключателя по сравнению с более современными;
- дорогое обслуживание, требуется доливка масла, износ дугогасящих контактов;
- требуется, подогрев масла при низких температурах окружающего воздуха;
- большие габариты, масса и затрата металла;
- неудобство транспортировки, монтажа и наладки.

2.6 Недостатки релейной защиты

Устройства релейной защиты на эксплуатируемых в данный период электростанциях, сделаны, в основном, на аналоговых электромеханических и полупроводниковых статических реле, а также на базе аналоговых интегральных микросхем [7,8].

Главным браком аналоговых РЗА считается большое количество элементов, что ведёт за собой необходимость применения иных шкафов, усложняет проведение профилактических проверок работоспособности оборудования, что сопровождается ростом количества обслуживающего коллектива и снижением надёжности. Данное положение усугубляется при реализации новых функций, имеющихся в микропроцессорных устройствах. Кроме того, для устройств защиты и автоматики на электромеханической и полупроводниковой базе характерны:

- «дрейф» параметров под воздействием внешних факторов;
- большое время отключения междуфазных коротких замыканий;
- невозможность создания многократных устройств
- автоматического повторного включения (АПВ), в том числе из-за отсутствия «ускорения защиты после АПВ»;
- отсутствие эффективной защиты от однофазных замыканий на землю;
- сложность дистанционного управления из-за отсутствия возможности связи с цифровыми АСУЭ.

2.7 Достоинства вакуумных выключателей

Выключатель вакуумный отключает источник энергии при аварийном режиме и коротком замыкании. Гашение дуги происходит в вакууме.

Преимущества вакуумных выключателей:

- автономность работы;
- высокая эксплуатационная надёжность;

- механический ресурс и быстродействие;
- высокая коммутационная износостойкость;
- безопасность эксплуатации и культура обслуживания.

Недостатки вакуумных коммутационных аппаратов:

- более высокая стоимость по сравнению с маломасляными выключателями;
- генерация перенапряжений;
- возможность потери вакуума и вызываемые этим последствия.

2.8 Достоинства микропроцессорных устройств РЗА

В настоящее время электромеханические реле отходят на задний план и являются морально устаревшим оборудованием.

Их вытесняют все более современные микропроцессорные устройства (далее МПУ) [6].

Преимущества МПУ очень много, но хотелось бы выделить основные из них:

- более простая и удобная эксплуатация;
- управление и мониторинг всей подстанции через автоматическое рабочее место диспетчера;
- высокий срок службы за счет применения микропроцессоров;
- большая надежность оборудования;
- быстрое реагирование персонала в аварийных ситуациях за счет программного обеспечения;
- компактное исполнение;
- увеличенное количество функций.
- в настоящее время по всем организациям внедряется МПУ РЗА во всех уровнях напряжения, способствующих:
- быстрое реагирование оперативного-ремонтного персонала при аварии;

- круглосуточный мониторинг всей системы электроснабжения предприятия;
- возможность дистанционного управления;
- возможность снятия аварийных осциллограмм для более точной диагностики оборудования;
- возможность хранения всей информации по оборудованию на объектах энергетики.

Вывод. В данном разделе ознакомились и провели анализ состояния оборудования. Рассмотрели достоинства, а также его недостатки.

Провели анализ состояния КРУН-6 кВ, анализ состояния ОРУ-35 кВ, анализ состояния ОРУ-35 кВ, проделали работу, которая помогла изучению дальнейшей реконструкции подстанции.

3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Трансформаторы имеют прямое отношение к первому из «оборудования подстанции и технически и экономически аргументированный выбор их типа, числа и мощности необходим для рационального электроснабжения потребителей электрической энергией [11,12].

А это значит, что их номинальная мощность выбирается так, чтобы, с одной стороны, было обеспечено питание всех потребителей ПС в нормальном режиме без ограничений, с другой – чтобы в случае выхода из работы одного трансформатора остальные, используя допустимые перегрузки, обеспечивали бы работу ПС на время восстановления нормального режима (ремонта или замены аварийного трансформатора» [2]. На подстанции установлено 2 трансформатора типа ТМН – 6300/35.

Номинальная мощность трансформаторов определяется по условию:

$$S \geq \frac{S_{расч.}}{0,7 * n},$$

где n – число трансформаторов на подстанции ($n=2$);

0,7 – нормируемый коэффициент загрузки.

Определяем коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$k_з = \frac{S_{расч.}}{S_n * n};$$

$$k_з = \frac{6.819}{6.3 * 2} = 0.54.$$

А именно, в нормальном режиме трансформаторы перегрузок не испытывают.

Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, т.е. когда один трансформатор отключен:

$$k_3^{ав} = \frac{S_{расч}}{S_n};$$

$$k_3^{ав} = \frac{6.819}{6.3} = 1,08.$$

Трансформаторы работают недогруженными, следовательно, не требуют замены.

Вывод. В данном разделе был произведен выбор числа и мощности силовых трансформаторов, что используется в дальнейшем выполнении работы.

4 Расчет токов короткого замыкания

Для подсчета токов короткого замыкания необходимо выбрать и проверить аппараты и токоведущие части на динамическую и термическую стойкость. Если нужно будет выбрать устройства по ограничению этих токов и устройства релейной защиты и автоматики [10].

Для этого будем рассматривать трехфазное КЗ при котором токи будут максимальны и все же мы должны принимать во внимание:

- источники питания в точке КЗ работают с номинальной нагрузкой;
- расчетное напряжение берем на пять процентов выше номинального;
- КЗ появляется в определенный момент при наибольшем ударном токе;
- в месте КЗ сопротивление равно нулю;
- емкостные токи в линиях воздушных и кабельных не учитываются также, как и токи намагничивания трансформаторов.

4.1 Выбор и составление расчетной схемы электрической сети и схемы замещения

Для подсчета «токов КЗ сделана расчетная схема системы электроснабжения и на ее основе схему замещения, которые приведены соответственно на рисунке 2» [10] и рисунке 3.

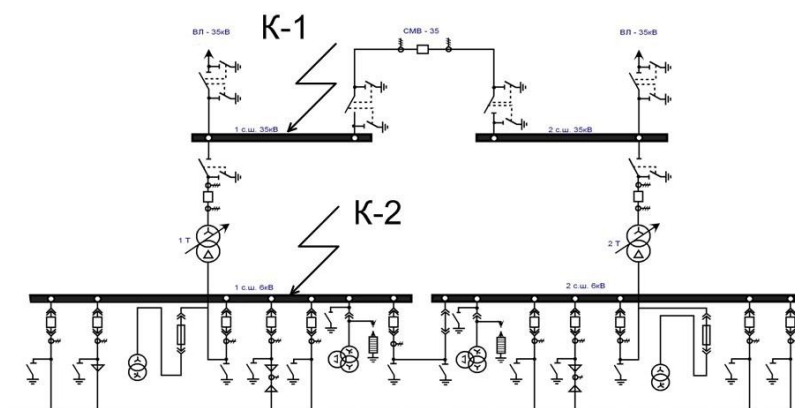


Рисунок 2 – Расчетная схема

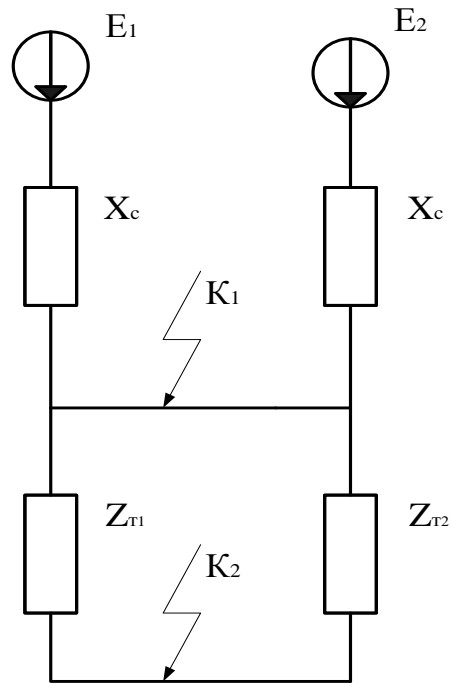


Рисунок 3 – Схема замещения

Рассчитываются параметры элементов схемы замещения:

Номинальное напряжение на каждой ступени должно быть на 5% выше, чем номинальное напряжение сети.

За основную ступень напряжения принимается $U_B = 36,75\text{кВ}$.

Сопротивления данной системы взяты для максимального и минимального режимов ее работы [13].

Режим работы:

Мах режим работы системы $X_c = 6,913\text{ Ом}$.

Min режим работы системы $X_c = 9,892\text{ Ом}$.

$$I_{K3} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_c};$$

$$I_{K3MAX} = \frac{36750}{\sqrt{3} \cdot 6,913} = 3069\text{ A};$$

$$I_{K3MIN} = \frac{36750}{\sqrt{3} \cdot 9,892} = 2144\text{ A}.$$

«Сопротивление ВЛ-35 кВ рассчитываются по следующим формулам:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot l \cdot \left(\frac{U_B}{U_{CP}}\right)^2;$$

$$R_{ВЛ} = R_{уд} \cdot l \cdot \left(\frac{U_B}{U_{CP}}\right)^2,$$

где L - длина воздушной линии

$X_{уд}$ - удельное индуктивное сопротивление провода АС120/19

$R_{уд}$ - удельное активное сопротивление провода АС120/19» [12].

Исходные и расчетные параметры ВЛ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные параметры ВЛ

Название линии	Марка провода	Длина ВЛ, км	Удельные сопротивления, Ом/км		Сопротивления, Ом/км	
			$R_{уд}$	$X_{уд}$	R	X
ПС-35 кВ	АС 120/19	0,7	0,245	0,229	0,172	0,16

Силовые трансформаторы:

Для определения сопротивлений обмоток силового трансформатора необходимо использовать данные, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Данные силовых трансформаторов

Тип	Мощность кВ·А	Напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. %	Ток х.х %
		35	6,3	8,0	46,5		
ТМН	6300	35	6,3	8,0	46,5	7,5	0,8

Параметрами трансформаторов являются реактивные и активные сопротивления обмоток, они находятся по формулам

$$X_{TP} = \frac{U_K}{100\%} \cdot \frac{U_B^2}{S_H};$$

$$R_{TP} = \Delta P_K \cdot \frac{U_B^2}{S_H^2},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора,

ΔP_K – потери трансформатора при КЗ,

U_K – напряжение КЗ, в процентном соотношении от номинального.

Расчёт реактивных, активных сопротивлений трансформатора напряжения 35 кВ в номинальном режиме

$$X_{TP} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{36,75^2}{6,3} = 16,07 \text{ Ом};$$

$$R_{TP} = \frac{0,465 \cdot 36,75^2}{6,3^2} = 15,8 \text{ Ом}.$$

Данные расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчётные параметры трансформаторов реактивного и активного сопротивления обмоток

Тип	Мощность, кВ·А	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом
ТМН	6300	15,8	16,07

4.2 Определение токов КЗ

Рассчитаем ток КЗ для ПС 35кВ в точке К1 [9]. Расчёт общего сопротивления последовательных элементов определяется по формуле:

$$X_{171} = X_{0-3} + X_{3-4} + X_{4-6} + X_{6-7} + X_c;$$

$$R_{171} = R_{0-3} + R_{3-4} + R_{4-6} + R_{6-7} + R_c;$$

$$Z_{171} = \sqrt{R_{171}^2 + X_{171}^2},$$

где X_{171} – общее реактивное сопротивление последовательно соединённых элементов;

R_{171} – общее активное сопротивление последовательно соединённых элементов;

Z_{171} – полное сопротивление сети.

$$R_{171} = 0,123 + 0,389 + 0,33 + 0,172 = 1,014 \text{ Ом};$$

$$X_{171} = 0,115 + 0,36 + 0,31 + 0,16 + 6,913 = 7,858 \text{ Ом};$$

$$Z_{171} = \sqrt{1,014^2 + 7,858^2} = 7,92 \text{ Ом}.$$

Всё сопротивление двух параллельных цепей, упрощенной схемы замещения, согласно рисунка 2 составит:

$$Z_{171} = \frac{Z_{171} \cdot Z_{171}}{Z_{171} + Z_{171}};$$

$$Z_{57} = \frac{7,92 \cdot 7,92}{7,92 + 7,92} = 3,96 \text{ Ом}.$$

«Подсчёт сопротивлений схем замещения преобразованных относительно точки К2 используется таким же образом, как при К3 в точке К1, но с учетом сопротивления силового трансформатора ПС 35/6 кВ» [15] и представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Расчёт сопротивлений схемы замещения

Точка КЗ	Суммарные сопротивления, Ом		
	Максимальный режим		
	R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}
К1	1,014	7,858	7,92
К2	16.814	23.655	29.02

Ток короткого замыкания определяется формулой

$$I_{КЗ}^3 = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}},$$

где U_B – базовое напряжение электрической сети, кВ;

Z_{Σ} – полное суммарное сопротивление соответствующего режима работы электрической сети, Ом.

Для точки К-1

$$I_{37}^3 = \frac{36750}{\sqrt{3} \cdot 3,96} = 5357,98 A;$$

Для точки К-2

$$I_{6,3}^3 = \frac{36750}{\sqrt{3} \cdot 14.51} = 1462.27 A.$$

Для вычисления действительного значения тока КЗ. на данной ступени полученный ток нужно привести к напряжению 6,3 кВ

$$I_{6,3}^3 = 1462.27 \cdot \frac{36.75}{6.3} = 8529,9 A.$$

Ударный ток имеет место через 0,01 секунды после начала короткого замыкания. Его значение определяется

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{II} \cdot K_y,$$

где K_y – ударный коэффициент тока КЗ соответствующего режима работы электрической сети.

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314 \cdot R_{\Sigma}};$$

где T_a – постоянная времени затухания тока КЗ соответствующего режима работы электрической сети.

Постоянная времени затухания определяется из выражения

$$T_{35a} = \frac{3,9}{314 \cdot 0,5} = 0,024 c;$$

$$T_{6a} = \frac{11.82}{314 \cdot 8.4} = 0,0045 c;$$

$$K_{y35} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0245}} = 1,66;$$

$$K_{y6} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0045}} = 1,2;$$

$$i_{y35} = \sqrt{2} \cdot 5357,98 \cdot 1,66 = 12578A;$$

$$i_{y6} = \sqrt{2} \cdot 8529,9 \cdot 1,2 = 14475 A.$$

Результат расчёта отобразим в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	Режим КЗ	T_a, c	K_{y0}	$I_k^3, кА$	$i_{y0}, кА$
№1	Максимальный.	0,024	1,66	5,357	12,57
№2	Максимальный.	0,0045	1,2	8,529	14,47

Вывод. В данном разделе произведен выбор схемы электрической сети и схемы замещения, а также произведен расчет токов короткого замыкания. Прделанная работа очень важна в данном проекте, именно поэтому мы изучили ее более подробно. В следующем разделе ознакомимся и выберем подходящее оборудование.

5 Выбор оборудования

Оборудование на подстанции выбираем согласно правил устройства электроустановок опираясь на справочные данные для нормальной работы электроустановки. Для упрощения работы организации эксплуатирующей электроустановку выбираем однотипное и новое оборудование. При выборе нужно учитывать наружную или внутреннюю установку, климатические условия, номинальные токи и напряжения, габариты.

Выбор и проводников, и аппаратов для «проектируемой установки начинают с определения по заданной электрической схеме расчётных условий, а именно: расчётных токов короткого замыкания, расчётных рабочих токов присоединений и т.п. [11].

Подсчитаем величины, которые сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов и проводников, выбираемых по каталогам и справочникам» [9].

5.1 Выбор выключателей высокого напряжения

Выключатели высокого напряжения обеспечивают:

- надежность работы при ненормальном или аварийном режимах работы;
- малое время отключения;
- моментальное АПВ (автоматическое повторное включение);
- удобное обслуживание и ремонт.

Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

Параметры сети:

$$U_c = 6кВ,$$

$$I_{РАБ} = 624.9 А;$$

$$I_{КЗ}^3 = 8,5 А;$$

$$i_{ВД} = 14.5 кА.$$

Вводные и секционный выключатели выбраны типа ВВ/TEL-6-20/1000-УХЛ. Отходящие выключатели выбраны типа ВВ/TEL-6-20/630-УХЛ.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам.

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{НОМ.ВК} \geq U_{НОМ};$$

$$6,3кВ \geq 6,3кВ.$$

Рабочий ток подстанции рассчитывается по формуле:

$$I_{РАБ} = \frac{S_{РАБ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} А;$$

$$I_{РАБ} = \frac{6.819}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 624.9 А.$$

Рабочий ток на отходящих линиях рассчитывается аналогично, результаты занесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Рабочий ток на отходящих линиях

Отходящая линия	Мощность, кВ·А	Рабочий ток, А
Линия 1	626,33	57,39
Линия 2	973,41	89,2
Линия 3	808,21	74,06
Линия 4	769,45	70,51
Линия 5	709,71	65,03
Линия 6	543,17	68,56
Линия 7	723,72	66,32

Продолжение таблицы 6

Отходящая линия	Мощность, кВ·А	Рабочий ток, А
Линия 8	738,14	67,64
Линия 9	721,18	66,09

Выбор по номинальному току

$$I_{НОМ} \geq I_{раб};$$

$$1000 \text{ А} \geq 624.9 \text{ А}.$$

Проверка по току отключения

$$I_{ОТКЛ} \geq I_{КЗ};$$

$$20000 \text{ А} \geq 5357 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{уд.вк} \geq i_{уд};$$

$$52000 \text{ А} \geq 12378 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость

$$B_K = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{PЗ} + t_{ОТКЛ} + T_A);$$

$$B_K = 5.3^2 \cdot (0,015 + 0,015 + 0,03) = 1.68 \text{ кА};$$

$$I_{ОТК}^2 \cdot t_{П} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА};$$

$$B_K \leq I_{отк.н}^2 \cdot t_{П}.$$

Таким образом, выбранный выключатель удовлетворяет условиям. Результаты выбора выключателей заносятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Параметры выключателей

Место установки выключателя	Тип выключателя	Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Ввод 35 кВ	ВР-35 НТ	$U_{НОМ.ВК} \geq U_{НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{УТ}$ $I_{ОТКЛ} \geq I_{КЗ}$ $i_{УД.ВК} \geq i_{УД}$ $B_K = I_T^2 \cdot t \geq$ $I_{КЗ}^2 \cdot (t_{PЗ} + t_{ОТКЛ} + T_A)$	35 кВ 112,4 А 8,5 кА 14,4 кА $4,3 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	35 кВ 1600 А 25 кА 64 кА $25 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Ввод 6 кВ	ВВ/TEL-6-1000-20УХЛ	$U_{НОМ.ВК} \geq U_{НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{УТ}$ $I_{ОТКЛ} \geq I_{КЗ}$ $i_{УД.ВК} \geq i_{УД}$ $B_K = I_T^2 \cdot t \geq$ $I_{КЗ}^2 \cdot (t_{PЗ} + t_{ОТКЛ} + T_A)$	6 кВ 624.9А 5.3 кА 12.5 кА $4,3 \text{кА} \cdot \text{с}$	6 кВ 1000 А 20 кА 52 кА $1200 \text{кА} \cdot \text{с}$
Отходящие линии 6 кВ	ВВ/TEL-6-630-20УХЛ	$U_{НОМ.ВК} \geq U_{НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{УТ}$ $I_{ОТКЛ} \geq I_{КЗ}$ $i_{УД.ВК} \geq i_{УД}$ $B_K = I_T^2 \cdot t \geq$ $I_{КЗ}^2 \cdot (t_{PЗ} + t_{ОТКЛ} + T_A)$	6 кВ 70 А 3762 А 12,43 к А $0,7 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	6 кВ 630 А 12500 А 12,5 к А $400 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

5.2 Выбор ограничителей перенапряжения

При включении и отключении коммутационных аппаратов, пуске электродвигателей или в грозовой период возникают перенапряжения.

Они опасны для электрических аппаратов и кабельной продукции.

Чтобы защитить оборудование от атмосферных и коммутационных перенапряжений используют ограничители перенапряжения.

Они имеют ряд преимуществ:

- большой диапазон отключений;

- стабильная работа;
- относительно не большой вес и габариты;
- не требуется техническое обслуживание;
- надежные;
- взрывобезопасные.

Для безопасности оборудования напряжением 35 кВ выбираются ОПН-П-35/40,5УХЛ.

Для безопасности оборудования напряжением 6 кВ выбираются ОПН-П-6/7,2/2.

5.3 Выбор разъединителей

При выводе оборудования в ремонт, для безопасной работы в соответствии с правилами по охране труда, требуется обеспечить видимый разрыв между частями электрооборудования.

Для этого нужен разъединитель, который предназначен для включения и отключения участка электрической цепи.

Различают наружную и внутреннюю установку разъединителей, а также присутствует механическая блокировка включения, если главные ножи включены.

Подбор разъединителей осуществляется: по току, по напряжению установки, по конструкции и роду установки. «Всех их смотрят по электродинамической и термической стойкости.

Линейные, секционные разъединители выберем на 35 кВ.

На напряжение 35 кВ выбраны разъединители наружной типа РНДЗ» [15]. Проверка выполняется аналогично проверке выключателей и сведена ниже в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор разъединителей

Место установки разъединителя	Тип разъединителя	Условия выбора и проверки	Параметры системы	Параметры разъединителя
В-35 кВ	РНДЗ-2-35/1000У1	$U_{НОМ.ВК} \geq U_{НОМ}$	$U_{НОМ} = 35кВ$	$U_{НОМ.ВК} = 35кВ$
		$I_{НОМ} \geq I_{РАБ}$	$I_{РАБ} = 112.4А$	$I_{НОМ} = 630А$
		$i_{УД.ВК} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 14.4кА$	$i_{УД.ВК} = 26кА$
		$I_{ТЕРМ.В}^2 \cdot t_T \geq B_{КК}$	$B_{КК} = 4.3кА^2 \cdot с$	$I_{ТЕРМ.В}^2 \cdot t_T = 1200кА^2 \cdot с$

5.4 Выбор измерительных трансформаторов тока

Оперативный персонал эксплуатирующий электроустановку следит за параметрами с помощью измерительных приборов. Значения, которых преобразованы из первичных значений в вторичные с помощью трансформаторов тока.

Выбранный тип ячеек в распределительном устройстве идет укомплектованный трансформаторами тока, а также выбор определяется по следующим параметрам:

- напряжение $U_H \geq U_{уст}$;
- ток (первичный и вторичный) $I_H > I_{расч.}$.

Расчетный ток уставки близок к номинальному первичному току потому что чем меньше недогрузка первичной обмотки, тем меньше погрешность трансформатора тока [19].

Далее после проверки трансформаторов тока термическую и динамическую стойкость подбираем класс точности, который должен быть таким же, как и у приборов. Мощность которых не должна превышать номинальные значения.

Сопротивление прибора по расчетным параметрам составляет 0,2 Ом.
 Выбор трансформаторов тока 1 секции шин представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов тока 1 секции шин

Отходящая линия	Тип трансформатора тока	Расчетные параметры	Каталожные данные	Условия выбора
Л1	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=57,39$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.}$
		$i_y=10,16$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$
		$R_{пр}=0,2$ Ом	$R_{доп}=0,4$ Ом	$R_{доп} > R_{пр}$
Л2	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=89,2$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.}$
		$i_y=12,43$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$
		$R_{пр}=0,2$ Ом	$R_{доп}=0,4$ Ом	$R_{доп} > R_{пр}$
Л3	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=74,06$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.}$
		$i_y=11,31$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$
		$R_{пр}=0,2$ Ом	$R_{доп}=0,4$ Ом	$R_{доп} > R_{пр}$
Л4	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=70,51$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.}$
		$i_y=11,09$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$
		$R_{пр}=0,2$ Ом	$R_{доп}=0,4$ Ом	$R_{доп} > R_{пр}$

Выбор трансформаторов тока 2 секции шин представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор трансформаторов тока 2 секции шин

Отходящая линия	Тип трансформатора тока	Расчетные параметры	Каталожные данные	Условия выбора
Л5	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=65,03$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.уст}$
		$i_y=10,67$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$

Продолжение таблицы 10

Отходящая линия	Тип трансформатора тока	Расчетные параметры	Каталожные данные	Условия выбора
Л6	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=68,56$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.уг}$
		$i_y=10,86$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$
		$R_{пр}=0,2$ Ом	$R_{доп}=0,4$ Ом	$R_{доп} > R_{пр}$
Л7	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=66,32$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.уг}$
		$i_y=10,71$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$
		$R_{пр}=0,2$ Ом	$R_{доп}=0,4$ Ом	$R_{доп} > R_{пр}$
Л8	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=67,64$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.уг}$
		$i_y=10,65$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$
		$R_{пр}=0,2$ Ом	$R_{доп}=0,4$ Ом	$R_{доп} > R_{пр}$
Л9	ТОЛК-6	$U_n=6$ кВ	$U_{уст}=6$ кВ	$U_n \geq U_{уст}$
		$I_{раб}=66,09$ А	$I_n=100$ А	$I_n > I_{раб.уг}$
		$i_y=10,31$ кА	$i_{дин}=340$ кА	$i_{дин} > i_y$
		$B_k=4,3$ кА ² с	$I_T^2 t_T=867$ кА ² с	$I_T^2 t_T > B_k$
		$R_{пр}=0,2$ Ом	$R_{доп}=0,4$ Ом	$R_{доп} > R_{пр}$

Трансформатор тока ТОЛК-6 соответствует всем данным условиям и подходит для дальнейшей эксплуатации.

5.5 Выбор изоляторов

При выборе опорных изоляторов обращаем внимание на механическую нагрузку при КЗ и на номинальное напряжение [18]. Выбираем опорные изоляторы ИО-6- 3,75 УЗ с параметрами: $U_{ном} = 6$ кВ, минимальная разрушающая сила на изгиб 3,75 кН.

Допустимая нагрузка на головку изолятора

$$F_{доп.} = 0,6 \cdot F_{раз};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ кН.}$$

$$F_{\text{расч}} < F_{\text{доп}};$$

$$0,027 < 2,25 \text{ кН.}$$

Данные изоляторы проходят по параметрам механической прочности при коротких замыканиях на сборных шинах 6 кВ.

5.6 Выбор сечения питающей сети

Питание подстанции осуществляется по ВЛ 35 кВ. Вычислим по расчетной мощности и номинальному напряжению максимальный расчетный ток линии и сравним с проектным значением.

Выбор сечения по допустимой нагрузке

Максимальный расчетный ток линии

$$I_{\text{PMAx1}} = \frac{S_{n/cm}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

где U_H – номинальное напряжение

$$I_{\text{PMAx1}} = \frac{6819}{\sqrt{3} \cdot 35} = 112,48 \text{ А.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{I_{p \text{ max}}}{2};$$

$$I_p = \frac{112,48}{2} = 61,24 \text{ А.}$$

Выберем сечение провода по максимальному расчетному току (вне помещения): $S = 120 \text{ мм}^2$.

По экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}},$$

где I_p – расчетный ток в час максимума энергосистемы

$j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока.

$$j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2; [1]$$

$$S_{\text{эк}} = 61.24 \text{ мм}^2.$$

Выберем сечение провода [1]: $S = 10 \text{ мм}^2$.

По условию термической стойкости к токам КЗ

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T},$$

где B_k – тепловой импульс тока при удаленном КЗ (2,14 кА²с);

C_T – коэффициент учитывающий материал жил кабеля $90 \text{ А} \cdot \frac{\sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$

$$S_T = \frac{\sqrt{2,14}}{0,09} = 16,25 \text{ мм}^2.$$

Из реальных проектных данных выбора провода ЛЭП марки АС сечение составляет 120 мм^2 . Замена проводов ВЛ не требуется.

Проверка по падению напряжения

$$\Delta U_{\text{расч.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p}{U_n} \cdot 100\% \cdot (R_l \cdot \cos \phi + X_l \cdot \sin \phi),$$

где $R_{л}$ – активное сопротивление ЛЭП,

$X_{л}$ – индуктивное сопротивление ЛЭП.

$$\cos\varphi = P_{ср} / S_{ср};$$

$$\cos\varphi = 0,94;$$

$$\sin\varphi = Q_{ср} / S_{ср};$$

$$\sin\varphi = 0,35;$$

$$R_{л} = r_0 \cdot l,$$

где r_0 - удельное активное сопротивление линии;

(для АС – 120 – 24,9 Ом на 100 км),

x_0 - удельное реактивное сопротивление линии;

(для АС – 120 – 41,4 Ом на 100 км),

l – длина линии.

$$R_{л} = \frac{24,9}{100} \cdot 5,8 = 1,44 \text{ Ом} \cdot \text{км};$$

$$X_{л} = \frac{41,4}{100} \cdot 5,8 = 2,4 \text{ Ом} \cdot \text{км};$$

$$\Delta U_{\text{расч.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 61,24}{35 \cdot 10^3} \cdot 100 \cdot (1,44 \cdot 0,74 + 2,4 \cdot 0,68) = 0,817\% .$$

Падение напряжения не превышает 5%, значит условие выполняется. Поэтому провод с сечением 120 мм² удовлетворяет всем требованиям [16].

5.7 Система постоянного тока

АБ обеспечивает питание электроприёмников постоянного тока при отключении по любой причине зарядного устройства (ЗУ) и компенсацию импульсов тока нагрузки, превышающих технические возможности ЗУ.

СОПТ является функционально завершенной системой, интегрирующей в единое целое:

- автономные источники энергии - свинцово-кислотные аккумуляторные батареи по ГОСТ Р МЭК 60896-11-2015;
- зарядные устройства АБ, работающие в режиме постоянного подзаряда;
- силовые и контрольные кабели.

СОПТ содержит питание устройств АСУ ТП, противоаварийной автоматики, релейной защиты, телемеханики, цепей управления коммутационными аппаратами, автоматики и сигнализации в нормальных режимах и в течение двух часов при полном обесточивании собственных нужд переменного тока подстанции [8].

При этом в СОПТ обеспечены следующие требования со стороны потребителей:

- к допускаемому отклонению (диапазону) питающего напряжения на зажимах основных потребителей – нормально допустимое отклонение $\pm 5\%$, предельно допустимое отклонение $\pm 10\%$;
- к допускаемому перерыву питания при отключении повреждения – 50 мс;
- к допускаемому уровню пульсаций напряжения - не более $\pm 5\%$;
- к разделению питания потребителей «чистой» и «грязной» зон по уровням электромагнитной совместимости - для предотвращения отказов технических средств, вызванных помехами - возникающими при коммутации электрических цепей и в результате внешних наводок.

Сечения кабелей выбраны по условиям нормального режима и проверяются по условиям аварийного режима - совместно с выбранными аппаратами, обеспечивающими их термическую стойкость и невозгораемость [17].

Для прокладки в цепях, где требуется защита от помех по условиям электромагнитной совместимости, применяются экранированные контрольные или бронированные силовые кабели - с заземлением экранов или брони с двух сторон. Выбор аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядных устройств. Расчет емкости аккумуляторной батареи.

Расчетным для выбора аккумуляторной батареи является режим двухчасового аварийного разряда и толчковый ток в конце данного режима. Нагрузка аварийного разряда АБ складывается из постоянной нагрузки нормального и аварийного режимов.

Перечень потребителей СОПТ приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень потребителей СОПТ

Потребитель	Нагрузка, А	Характер нагрузки
Питание устройств РЗА 35 кВ	4,4	П
Центральная сигнализация	1,9	П
Оперативные цепи защит 6 кВ	2	П
Цепи АСУ	0,9	А
Цепи управления 6, 35 кВ (режим отключения трансформатора со стороны 35 кВ и стороны 6 кВ с последующим заводом пружины В-35 1Т)	1 + 1,5 + 25	К

Характеристики системы оперативного постоянного тока (СОПТ):

- род тока – постоянный;
- номинальное напряжение СОПТ $U_{ном} = 220$ В;
- номинальное напряжение одного моноблока – 12 В/эл;
- напряжение подзаряда $U_{подз}$ одного моноблока 13,38 В/эл при температуре 20 °С;
- количество моноблоков $n = 17$ шт.
- проектируемая суммарная нагрузка СОПТ составит:

- постоянная нагрузка нормального режима: 8,3А;
- постоянная нагрузка аварийного режима (разряд АБ): 9,2 А;
- кратковременная толчковая нагрузка аварийного режима в течение 1 с: 27,5 А.

Подсчет емкости аккумуляторов полагается производить по разрядной характеристике, соответствующей напряжению в конце разряда $U_{\text{нм.раб.ак}}$, В, наиболее близкому к значению, рассчитываемому по выражению:

$$U_{\text{нм.раб.ак}} = \frac{U_{\text{нм.доп}} + \Delta U_{\text{АБ-ЭП}}}{N},$$

где $U_{\text{нм.доп}}$ – наименьшее допустимое рабочее напряжение на клеммах электроприемников, В;

$\Delta U_{\text{АБ-ЭП}}$ – максимальная потеря напряжения в цепи от аккумуляторной батареи до клемм наиболее удаленного или наиболее мощного электроприемника;

N – количество элементов в батарее.

Наиболее удаленный и мощный электроприемник – привод выключателя линии 35 кВ Орбита-1 с током потребления цепи взвода включающей пружины, равным 25 А, и минимальным значением напряжения взвода пружины, равным 85% от номинального [20]. Привод подключен к шкафу оперативного тока кабелем с медными жилами длиной 60 м и сечением 6 мм², удельное активное сопротивление – 2,867 мОм/м.

$$\Delta U_{\text{АБ-ЭП}} = 2 \cdot 25 \cdot 60 \cdot 2,867 \cdot 10^{-3} = 8,6 \text{ В};$$

$$U_{\text{нм.раб.ак}} = \frac{0,85 \cdot 220 + 8,6}{6 \cdot 17} = 1,9 \text{ В}.$$

Подсчет емкости делается с использованием разрядной характеристики аккумуляторов, соответствующей напряжению в конце разряда, номинальной

емкостью, наиболее близкой значению, рассчитываемому по выражению, $C', \text{А}\cdot\text{ч}$

$$C' = k_{\text{ср}} \cdot t \cdot I_{\text{ср}},$$

где $k_{\text{ср}}$ – усредненное значение коэффициента интенсивности разряда аккумуляторной батареи (принимается 1,5);

t – расчетная продолжительность разряда аккумуляторной батареи, ч;

$I_{\text{ср}}$ – среднее значение за время разряда суммарного тока постоянной и временной нагрузок, А.

Емкость при двухчасовом разряде током нагрузки

$$C' = 1,5 \cdot 9,2 \cdot 2 = 27,6 \text{ А}\cdot\text{ч}.$$

Наиболее близкой емкостью к рассчитанному значению является емкость 30 А·ч.

Не полный расчет емкости по двухступенчатой диаграмме нагрузки считается по выражению, $C_{\text{пр}}, \text{А}\cdot\text{ч}$

$$C_{\text{пр}} = k_1 \cdot (I_{\text{пт.нг}} + I_{\text{вр.нг}}) k_2 \cdot I_{\text{кр.нг}},$$

где k_1, k_2 – «являются коэффициенты интенсивности разряда при длительностях разряда, равных расчетной продолжительности разряда аккумуляторной батареи и максимальной продолжительности кратковременной нагрузки соответственно, А·ч/ч, которые определяются по разрядной характеристике аккумуляторов рассматриваемого типа для выбранного напряжения на аккумуляторе в конце разряда» [5].

Коэффициенты интенсивности разрядного тока для аккумуляторов емкостью 30 А·ч рассчитаем по выражению:

$$k_{t1} = \frac{C'}{I(t_1)},$$

где t_1 – продолжительность разряда аккумулятора, мин;

$I(t_1)$ – максимальный ток разряда аккумулятора, А, при продолжительности разряда t .

С учетом компенсации снижения емкости под влиянием температуры окружающей среды и в результате старения АБ находим расчетную емкость C , А·ч, по выражению:

$$C = K_э \cdot C_{пр},$$

где $K_э$ – коэффициент, учитывающий работу АБ при температуре 10 °С и снижении располагаемой емкости до 80 % номинальной емкости к концу срока службы, принимается равным 1,25.

$$C = 1,25 \cdot 49,03 = 61,29 \text{ А} \cdot \text{ч}.$$

Выбираем аккумуляторную батарею Fiamm типа 12 SLA с ёмкостью 70 А·ч и номинальным напряжением 12 В, количество элементов – 17 шт.

Выбор зарядно-выпрямительных устройств

Для подзаряда и послеаварийного заряда АБ устанавливаются два зарядно - выпрямительных устройства.

«Номинальный выходной ток зарядного устройства, $I_{ном}$, А, выбирается из ряда номинальных токов по ГОСТ 25953-83 по условию:

$$I_{ном} \geq I_{нб.раб}$$

где $I_{нб.раб}$, - наибольший выходной ток зарядного устройства.

Наибольший рабочий ток, I_3 , А, выбирается по большему значению из тока постоянной нагрузки и тока, рассчитываемого по выражению:

$$I_3 = I_{\text{нг}} + k \cdot C_{10},$$

где $I_{\text{нг}}$ – ток постоянной нагрузки, А;

k – коэффициент запаса, учитывающий потери энергии при заряде аккумуляторов, принимается равным 0,12 1/ч;

C_{10} – номинальная десятичасовая ёмкость аккумуляторной батареи, А·ч» [4].

$$I_3 = 8,3 + 0,12 \cdot 70 = 16,7 \text{ А.}$$

Следовательно,

$$I_{\text{нб.раб}} = I_3 = 16,7 \text{ А.}$$

Выбираем номинальный рабочий ток ЗУ по ГОСТ 25953-83:

$$I_{\text{ном}} = 20 \text{ А.}$$

Согласно полученным данным выбираем транзисторное зарядно-выпрямительное устройство с выходным током 10 А.

Проверка и подбор защитных коммутационных аппаратов в сети оперативного постоянного тока проведены по методике, изложенной в СТО 56947007-29.120.40.216-2016 «Методические указания по выбору оборудования СОПТ».

Исходными данными для выбора и проверки защитных аппаратов в СОПТ подстанции являются:

- напряжение номинальное и схема СОПТ;
- длины проводников;
- типы проводников кабельной распределительной сети СОПТ;

- токи номинальные зарядных устройств;
- емкость номинальная
- внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи.

Вывод. В данном разделе мы познакомились и выбрали выключатели высокого напряжения, а также ограничители перенапряжения.

Выбрали разъединители, измерительные трансформаторы тока, изоляторы, сечение питающей сети.

Также рассмотрели систему постоянного тока. Прделанная нами работа, а также расчеты очень важны для продолжения выпускной квалификационной работы, именно поэтому мы уделили этому разделу большое внимание. Еще в данном разделе представлены шесть таблиц, такие как: рабочий ток на отходящих линиях, параметры выключателей, выбор разъединителей, выбор трансформаторов тока 1 и 2 секции шин, перечень потребителей СОПТ.

6 Релейная защита и автоматика

Для моментального отключения поврежденного участка или оборудования на подстанции при ненормальном режиме работы применяют релейную защиту и автоматику. Для того чтобы при аварии отключались не все источники питания или вся система электроснабжения, а только отдельный ее элемент, так называемая селективность или избирательность. При этом круглосуточный мониторинг подстанции старшим оперативным персоналом позволяет быстро среагировать на аварийную ситуацию и устранить ее в кратчайшие сроки.

6.1 Микропроцессорное устройство Сириус

Данные терминалы под названием «Сириус - 2 могут предназначаться для защиты элементов распределительных сетей как вместе с иными устройствами и автоматики разных производителей, а также и в качестве единичных устройств. Изделия могут устанавливаться в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах, в релейных залах и пультах управления» [2]. Внешний вид микропроцессорного устройства Сириус-2 представлен на рисунке 4 [6].

Главные достоинства серии Сириус – 2. Возможность полного «контроля типами выключателей с контролирование электромагнитов включения/отключения, а также с ограничением длительности подачи команды и контролем отказа в срабатывании. Так как имеется большое число дискретных входов и выходных реле, устройство позволяет обойтись без установки дополнительных реле и блинкеров в ячейке» [7].



Рисунок 4 – Внешний вид микропроцессорного устройства Сириус-2

Терминалы серии Сириус – 2 позволяют осуществить:

- регенирирование формы кривой тока при избытке первичных измерительных трансформаторов тока до 50%;
- программирование как по линии связи с компьютера, так и с передней панели устройства с помощью интуитивно понятного интерфейса на русском языке;
- обозначение места повреждения на воздушной линии при срабатывании МТЗ с индикацией расстояния в километрах;
- запись отключений на 9 (в некоторых до 50) последних как аварийных, так и командных срабатываний выключателя с фиксацией причины отключения, токов и напряжения при отключении, даты и времени события;
- однотипные габариты для всех моделей;
- дополнительные светодиоды индикации – заменители блинкеров;
- кнопки оперативного управления – заменители режимных накладок;
- стальной корпус для полной защиты от электромагнитных помех;
- модульная конструкция блока;
- схема подключения на верхней крышке;
- интерфейс USB на передней панели устройства;
- разъемные клеммные колодки с фиксирующими винтами;

- три независимых канала связи – USB, RS485 и дополнительный интерфейс (еще один RS485, Ethernet по витой паре, Ethernet с двумя оптическими интерфейсами) [7, 9].

6.2. АСУЭ и УСО-ТМ

Для управления оборудованием, технологическими процессами в электроэнергетике, мониторинга, а также хранению всех данных и осциллограмм используется автоматизированная система управления энергохозяйством (АСУЭ) рисунок 5, обеспечивающая:

- дистанционное управление выключателями;
- возможность удаленного изменения уставок без вывода оборудования в ремонт;
- отображение и контроль параметров эл. сети;
- регистрация и сигнализации аварийных режимов;
- непрерывный мониторинг и контроль оборудования руководством организации;
- передача информации в центральное диспетчерское управление о состоянии всего электрооборудования;
- коммерческий и технический учет электроэнергии;

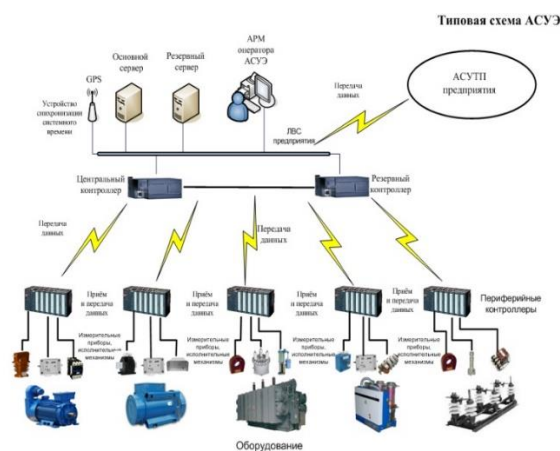


Рисунок 5 – Типовая схема АСУЭ

Серия контроллеров УСО-ТМ является устройством сопряжения с объектом. В конструкцию УСО-ТМ заложен принцип объединения нескольких видов УСО в едином корпусе для комплексного решения задач автоматизации по принципу «Одно УСО-ТМ - одна ячейка».

Все параметры активной и реактивной энергии передаются на контроллер, а далее на автоматическое рабочее место диспетчера и руководство организации. Все данные, хранятся в энергонезависимой памяти и могут отображаться на жидкокристаллическом индикаторе (ЖКИ) прибора.

С внешним видом УСО-ТМ мы можем ознакомиться на рисунке 6.



Рисунок 6 – Внешний вид УСО-ТМ

Вывод. В данном разделе ознакомились с Сириус-2, УСО-ТМ, а также рассмотрели и изучили типовую схему АСУЭ.

7 Охрана труда и техника безопасности

Основным документом, определяющим перечень мероприятий, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда в электроэнергетической отрасли, является ПОТЭЭ «Правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Организация площадки капитального ремонта, участков работ и рабочих мест должна обеспечивать безопасность труда на всех этапах выполнения работ. При этом необходимо соблюдать требования:

- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»;
- РД 102-011-89 «Охрана труда. Организационно-методические документы»;
- Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 17 сентября 2014 г. N 642н г. Москва "Об утверждении Правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов";
- ПОТ РМ 027-2003 «Межотраслевые правила по охране труда на автомобильном транспорте»;
- ПОТЭЭ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- ПТЭЭП «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
- ГОСТ 12.1.030-81* «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
- ГОСТ 12.1.004-91* «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
- ГОСТ 23407-78 «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительного-монтажных работ»;
- Правила противопожарного режима в Российской Федерации;
- необходимым условием начала капитального ремонта является наличие зарегистрированного в территориальном органе Ростехнадзора проекта;
- капитального ремонта должен осуществляться специализированными организациями, имеющими соответствующую лицензию Госгортехнадзора России.

Допуск к работам в распределительных устройствах Все работы в действующих электроустановках подрядными и наладочными организациями должны быть документально оформлены и обозначены конкретные сроки выполнения работ. А также список работников, участвующих в реконструкции где указаны фамилии и инициалы с группой допуска в электроустановках.

Проведение работ невозможно без проведения инструктажа всему персоналу с оформлением в журнале специальной формы владельца электроустановки

Все работы выполняются по наряду-допуску. Рабочее место должно быть подготовлено согласно правил по охране труда.

Вывод. В данном разделе ознакомились с основными документами, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда.

8 Требования к организации реконструкции

Устройство и эксплуатация электроустановок должны осуществляться в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, правил по охране труда при эксплуатации электроустановок. Разводка временных электросетей напряжением до 1000В, используемых при электроснабжении объектов капитального ремонта, должна быть выполнена изолированными проводами или кабелями на опорах не менее:

- 3,5 м – над проходами;
- 6,0 м – над проездами;
- 2,5 м – над рабочими местами.

Светильники общего освещения напряжением 127В и 220В должны устанавливаться на высоте не менее 2,5 м от уровня земли, пола, настила.

Распределительные щиты и рубильники должны иметь запирающие устройства.

Защиту электрических сетей и электроустановок на производственной территории от сверхтоков следует обеспечить посредством предохранителей или автоматических выключателей согласно правилам устройства электроустановок.

Производственный контроль.

В соответствии с действующими санитарными правилами при осуществлении производственного контроля соблюдения санитарных правил администрацией капитального ремонта следует предусмотреть:

- соответствие санитарным требованиям устройства и содержания объекта;
- соответствие технологических процессов и комплектных электротехнических изделий нормативно-техническим документам по обеспечению оптимальных условий труда на каждом рабочем месте;
- соблюдение санитарных правил содержания помещений и

территории объектов;

- обеспечение работающих средствами коллективной и индивидуальной защиты, спецодеждой, бытовыми помещениями и их использование;
- организацию и проведение профилактических медицинских осмотров, выполнение мероприятий по результатам осмотров;
- определение контингентов, подлежащих предварительным и периодическим медицинским осмотрам, флюорографическим обследованиям и др., участие в формировании планов медосмотров;
- правильность трудоустройства работающих (по заключению ЛПУ);

Кратность проведения производственного контроля, включая лабораторные и инструментальные исследования и измерения, планируется в соответствии с требованиями [14].

Вывод. В данном разделе были рассмотрены общие требования, которые нужно соблюдать при эксплуатации электроустановки.

Заключение

В данной выпускной квалификационной была предложена реконструкция подстанции 35/6 кВ нефтяного месторождения. Проанализировано техническое состояние оборудования. Рассчитаны токи короткого замыкания. Выбраны выключатели высокого напряжения, ограничители перенапряжения, разъединители, измерительные трансформаторы тока, изоляторы, сечение питающей сети, сечение шинопроводов и система постоянного тока. А также была выбрана релейная защита и автоматика. Определена экономическая эффективность проекта. Разобраны вопросы охраны труда и техники безопасности.

В результате было выявлено, что реконструкция подстанции приведет к повышению надежности и качества оборудования, соответственно к улучшению экономических показателей.

Также можно сделать общие выводы о том, что предложенная тема моей выпускной квалификационной работы является актуальной в настоящее время.

В нашей стране возрастает необходимость реконструкции в связи с ростом нагрузок и ужесточению требований к защите, управлению и учёту системам питания подстанции.

Россия может выйти на первые позиции в сфере энергетики, а именно точный учет, быстрая ликвидация аварийных режимов, автономность подстанций и использование передовых технологий позволят снизить потери электроэнергии, повысить надежность, удобство эксплуатации и ремонта оборудования, и снизить количество несчастных случаев, связанных с человеческим фактором при обслуживании электроустановок.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства: Колос, 2000 г. 112 с.
2. Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. М. Энергоиздат 2003 г.164 с.
3. Дашковский А.Г. Вопросы охраны труда. Учебное пособие. Томск: изд. ТПУ, 2002 г. 192 с.
4. Карякин Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справ Н. Карякин М: Энергосервис, 2000 г. 373 с.
5. Князевский Б. А. Охрана труда в электроустановках. Москва: Энергоатомиздат, 2003 г. 234 с.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение: Учебник Д: Феникс 2017. 416 с.
7. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». М. : Изд-во «Энергия», 2006 г. 643 с.
8. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. М: ОРГРЭС, 2000 г. 162 с.
9. Панфилов В.А Электрические измерения. Москва. Академия 2008 г. 14 с.
10. Смирнов А.Д. Справочная книжка энергетика. «Энергия», 2006 г. 97 с.
11. Смуров А.А Токи высокого напряжения. Москва: Вопросы труда. 2000 г. 121 с.
12. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича . М. : НЦ ЭНАС, 2005 г. 314 с.
13. Сюсюкин А. И. Основы электроснабжения предприятий. В двух частях. Ч. 2 Тюмень: ТюмГНГУ, 1998 г. 167 с.

14. Тиходеев Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений С-Петербург: ПэиПК Минтопэнерго РФ, 1999 г. 341 с.
15. Фабисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей М : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006 г. 352 с.
16. Чунихин А.А. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 2 М. 2000 г. 93 с.
17. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление в сельском хозяйстве: учебное пособие / СПб.: Лань 2018. 392 с.
18. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение: учебное пособие / М.: Форум 2016 г. 224 с.
19. Янукович Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства: Практикум / М.: Инфра М 2018. 304 с.
20. Яхонтова О. Ю. Электроснабжение и электропотребление в строительстве: Учебное пособие 2012 г. 512 с.